

ВАЖНОЕ УВЕДОМЛЕНИЕ

ВАЖНО: Прежде чем продолжать чтение данного документа, пожалуйста, ознакомьтесь с нижеследующим. Нижеследующие сведения относятся к Базовому проспекту, изложенному, начиная с данной страницы (далее - Базовый проспект), в связи с чем вам рекомендуется ознакомиться с ними, прежде чем приступать к чтению самого Базового проспекта, равно как и к использованию его каким бы то ни было образом. Приступая к ознакомлению с Базовым проспектом, вы соглашаетесь соблюдать приведенные ниже условия, включая любые последующие изменения к ним, доведенные нами до вашего сведения в результате данного ознакомления.

НИЧТО В НАСТОЯЩЕМ ЭЛЕКТРОННОМ ДОКУМЕНТЕ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕМ О ПРОДАЖЕ ЦЕННЫХ БУМАГ В ЛЮБОЙ ЮРИСДИКЦИИ В НАРУШЕНИЕ ПРИМЕНИМОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА. ДАННЫЕ ЦЕННЫЕ БУМАГИ НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ США 1933 ГОДА В ИЗМЕНЕННОЙ РЕДАКЦИИ (ДАЛЕЕ - «ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ») ИЛИ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ ИЛИ ИНЫХ ЮРИСДИКЦИЙ, А ТАКЖЕ НЕ ДОПУСКАЮТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕ ИЛИ ПРОДАЖА ДАННЫХ ЦЕННЫХ БУМАГ НА ТЕРРИТОРИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ ИЛИ ГРАЖДАНАМ США ИЛИ ЗА СЧЕТ, ОТ ИМЕНИ ИЛИ В ИНТЕРЕСАХ ГРАЖДАН США (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СЛУЧАЕВ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ПОЛОЖЕНИЕМ S ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ), КРОМЕ СЛУЧАЕВ ОСВОБОЖДЕНИЯ ОТ ТРЕБОВАНИЙ ПО РЕГИСТРАЦИИ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ЗАКОНОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ В РЕЗУЛЬТАТЕ СДЕЛОК, К КОТОРЫМ ТАКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НЕ ПРИМЕНЯЮТСЯ, И В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ ИНЫХ ЮРИСДИКЦИЙ.

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 заявления: Для того, чтобы получить право на ознакомление с настоящим Базовым проспектом или для принятия инвестиционного решения в отношении предлагаемых ценных бумаг, инвесторы заявляют, что они либо (1) являются квалифицированными институциональными покупателями (именуемыми в дальнейшем «КИП») (согласно определению Правила 144А Закона о ценных бумагах), которые также являются Квалифицированными покупателями (именуемыми в дальнейшем «КП») согласно определению Раздела 2(a)(51) Закона США об инвестиционных компаниях 1940 года с поправками, либо (2) не являются лицами США (согласно определению Положения S Закона о ценных бумагах), и проживают за пределами Соединенных Штатов. Данный Базовый проспект будет отправлен вам по запросу, и, приняв его по электронной почте и получив доступ к данному Базовому проспекту, вы тем самым подтверждаете, что (1) вы (или, если вы действуете в интересах другого лица, такое лицо) являетесь либо (а) КИП, также являясь КП, либо (b) не являетесь резидентом Соединенных Штатов Америки, и электронный адрес, который вы предоставили нам, и куда был направлен настоящий Базовый проспект (или, если вы действуете в интересах другого лица, такое лицо) не находится в пределах Соединенных Штатов Америки, и (2) вы (или, если вы действуете в интересах другого лица, такое лицо) даете свое согласие на передачу данного Базового проспекта посредством электронных средств связи.

Напоминаем, что данный Базовый проспект был предоставлен вам на основании того, что вы являетесь лицом, в распоряжение которого данный Базовый проспект может быть передан на законном основании согласно законодательству той юрисдикции, в которой вы находитесь, и вы не вправе и не можете передавать данный Базовый проспект каким-либо иным лицам.

Ни при каких обстоятельствах данный Базовый проспект не является предложением о покупке или продаже или изложением аргументов в пользу принятия предложения о покупке или продаже данных ценных бумаг в любой юрисдикции, в которой данное предложение, ходатайство или продажа не разрешены законом. Данный Базовый проспект может распространяться исключительно лицам Соединенного Королевства в обстоятельствах, когда положения Раздела 21(1) Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года не применимы.

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» или KazMunaiGaz Finance Sub B.V. (в зависимости от обстоятельств) в такой юрисдикции.

Данный Базовый проспект направлен вам в электронной форме. Напоминаем вам, что переданные таким способом документы могут быть изменены в процессе электронной передачи данных и, следовательно, никто из Дилеров (как определено в Базовом проспекте), ни контролирующее их лицо, ни кто либо из их директоров, должностных лиц, работников, агентов или аффилированных лиц любого такого лица не принимают на себя никакой ответственности и 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.



АО «Национальная компания «КазМунайГаз»

(Акционерное общество, зарегистрированное в соответствии с законодательством Республики Казахстан)

и

KazMunaiGaz Finance Sub B.V.

(Общество с ограниченной ответственностью, зарегистрированное в соответствии с законодательством Нидерландов) безусловным и безотзывным гарантом которой выступает

АО «Национальная компания «КазМунайГаз»

(Акционерное общество, зарегистрированное в соответствии с законодательством Республики Казахстан)

**Программа выпуска среднесрочных Глобальных Облигаций
на сумму 10 500 000 000 долларов США**

АО «Национальная компания «КазМунайГаз», акционерное общество, зарегистрированное в соответствии с законодательством Республики Казахстан (далее - «Компания»), и KazMunaiGaz Finance Sub BV, общество с ограниченной ответственностью, зарегистрированное в соответствии с законодательством Нидерландов (далее - «KMG Finance»), учредили Программу выпуска среднесрочных Глобальных Облигаций на сумму 10 500 000 000 долларов США (далее - «Программа»), в соответствии с которой Компания или KMG Finance, в зависимости от обстоятельств (каждый - «Эмитент»), могут время от времени выпускать облигации (далее - «Облигации»), номинированные в любой валюте, по согласованию между соответствующим Эмитентом, и, при необходимости, Компанией и соответствующим(и) Дилером(ами) (как определено ниже). Облигации учреждаются и используются посредством заключения Договора о доверительном управлении от 1 ноября 2010 года с изменениями и дополнениями, а также Дополнительного Договора о доверительном управлении от 15 апреля 2013 года (в которые в дальнейшем время от времени могут вноситься дополнения, изменения или поправки, далее - «Договор о доверительном управлении»), заключенного между компаниями KMG Finance и Citigroup Trustee Company Limited (далее - «Доверительный управляющий»), данный термин включает любого преемника Доверительного управляющего по Договору о доверительном управлении).

В случае, если KMG Finance выступает в качестве Эмитента Облигаций в рамках Программы, то выплата всех сумм, причитающихся KMG Finance от таких Облигаций, безоговорочно и неизменно гарантируется Компанией (в качестве «Гаранта») в соответствии с гарантией (далее - «Гарантия»), содержащейся в Договоре о доверительном управлении.

С 15 апреля 2013 года Компания и KMG Finance увеличили размер Программы с 7 500 000 000 долларов США до 10 500 000 000 долларов США. Максимальная совокупная номинальная сумма непоплаченных Облигаций в рамках Программы не должна превышать 10 500 000 000 долларов США (или эквивалент суммы в другой валюте), с учетом увеличения, как описано в Дилерском соглашении, упомянутом в настоящем проспекте.

Настоящий Базовый проспект заменяет собой все предыдущие предложения и проспекты о покупке ценных бумаг, касающиеся данной Программы.

Заявка направлена (i) в Управление по регулированию и надзору финансовых услуг (далее - «Комиссия Великобритании по листингу»), действующее в качестве компетентного органа согласно Закону о финансовых услугах и рынках 2000 года с поправками (далее - «FSMA») на включение Облигаций, выпущенных по Программе в течение двенадцати месяцев с даты настоящего Базового проспекта, в официальный список Комиссии Великобритании по листингу («Официальный список»), а также (ii) на Лондонскую фондовую биржу (далее именуемую «Лондонская фондовая биржа») на допуск таких Облигаций к торгам на организованном рынке Лондонской фондовой биржи (далее - «Организованный рынок»). Ссылки в данном Базовом проспекте на Облигации, которые «внесены в список» (и все связанные ссылки) будут означать, что данные Облигации включены в Официальный список и допущены к торгам на Организованном рынке. Организованный рынок означает организованный рынок в целях Директивы 2004/39/ЕС (Директива о рынках финансовых инструментов). Уведомление о совокупной номинальной стоимости Облигаций, вознаграждении (если таковое имеется), выплачиваемом по ним, цене выпуска и выполнении определенных условий, 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 перечень и допуску к торгам на Лондонской фондовой бирже, и будут направлены в Комиссию Великобритании по листингу и на Лондонскую фондовую биржу не позднее даты выпуска Облигаций данного транша. Кроме того, если иное не будет определено по соглашению с соответствующим(и) Дилером(ами) (как определено ниже) и предоставлено в Окончательных условиях, Компания будет прилагать все резонные усилия, чтобы все Облигации, выпущенные Компанией и KMG Finance по Программе, были определены в категорию «номинальные ценные бумаги» (высшей категории) в категории «долговые ценные бумаги» с рейтингом в официальном списке Казахской фондовой биржи (далее - «KASE») с даты (и включая дату) выпуска соответствующих Облигаций (далее - «Дата выпуска»). Ни Компания, ни KMG Finance не могут дать никаких гарантий, что Облигации будут допущены к листингу. Кроме того, Облигации не могут быть выпущены или размещены без предварительного согласия Комитета по контролю и надзору финансового рынка и финансовых организаций Национального Банка Республики Казахстан (далее - «КФН»).

Факторы, которые могут повлиять на способность Компании и KMG Finance выполнять свои обязательства, предусмотренные Программой, и факторы, которые являются существенными для оценки рисков, связанных с Облигациями, выпущенными в рамках Программы, изложены в разделе "Факторы риска", начиная со стр. 1.

Ни Облигации, ни Гарантия не были и не будут зарегистрированы в соответствии с Законом США о ценных бумагах 1933 года с учетом последующих изменений и дополнения (далее - «Закон США о ценных бумагах»). За некоторыми исключениями, Облигации не могут предлагаться, продаваться или распространяться на территории Соединенных Штатов Америки или гражданам США. Облигации могут быть предложены и проданы (i) на территории Соединенных Штатов лицам, являющимся квалифицированными институциональными покупателями (далее - «КИП»), определяемыми Правилем 144А Закона о ценных бумагах (далее - «Правило 144А»), которые являются квалифицированными покупателями (далее - «КП»), определяемыми в Разделе 2(a)(51) Закона об инвестиционных компаниях 1940 года (далее - «Закон об инвестиционных компаниях») с учетом изменений и дополнений, соответствия с освобождением от регистрации, предоставляемым Правилем 144А (далее - «Облигации, регулируемые Правилем 144А») и (ii) за пределами США лицам, не являющимся лицами США, при осуществлении офшорных операций в соответствии с требованиями Положения S (далее именуемым «Положение S») в соответствии с Законом о ценных бумагах (далее именуемые «Облигации, регулируемые Положением S»), а вместе с Облигациями согласно Правилу 144А именуемые «Облигации»). Потенциальные покупатели настоящим уведомлены, что продавцы Облигаций могут быть освобождены от исполнения положений Раздела 5 Закона о ценных бумагах, представленных в Правиле 144А.

Минимальная номинальная стоимость любой Облигации, выпущенной в рамках Программы, составляет 100 000 евро (или эквивалентную сумму в любой другой валюте на дату выпуска соответствующих Облигаций). В связи с этим и в соответствии со всеми действующими правовыми, нормативными положениями или требованиями центрального банка, Облигации будут выпущены таким номиналом, который будет указан в соответствующих Окончательных условиях.

Долгосрочный долг Компании в иностранной валюте имеет рейтинг BBB-, присвоенный рейтинговым агентством Standard & Poor's Credit Market Services Europe Limited («S&P»), BBB, присвоенный рейтинговым агентством Fitch Ratings Limited («Fitch») и Baa3, присвоенный рейтинговым агентством Moody's Investors Service Limited («Moody's»). Каждое из агентств, S&P, Fitch и Moody's, учреждено в Европейской экономической зоне согласно Регламенту (ЕС) № 1060/2009 с внесенными поправками («Положение о КРА»). Облигации, выпущенные в рамках данной Программы, могут быть с рейтингом или без рейтинга. Если выпуск Облигаций имеет рейтинг, то применимые рейтинги будут определены в соответствующих Окончательных условиях. Такие рейтинги не обязательно должны быть такими же, которые присвоены Компанией соответствующими рейтинговыми агентствами. Кредитный рейтинг не является рекомендацией к покупке, продаже или владению Облигациями, и он может быть приостановлен, снижен или отменен в любое время соответствующим рейтинговым агентством.

Совместные организаторы и Дилеры

Barclays

BofA Merrill Lynch

Halyk Finance

Visor Capital

Дата настоящего Базового проспекта 15 апреля 2013 года

Настоящий Базовый проспект следует читать и толковать с учетом всех поправок и дополнений к нему, а в отношении любого Транша Облигаций, следует читать и толковать в соответствии с Окончательными условиями. Данный Базовый проспект представляет собой базовый проспект для целей Статьи 5.4 Директивы о проспектах. Термин «**Директива о проспектах**» означает Директиву 2003/71/ЕС (со всеми поправками к ней, в том числе, Дополнительную Директиву 2010 PD, с учетом их выполнения в соответствующем Государственном члене); а термин «**Дополнительная Директива 2010 PD**» означает Директиву 2010/73/EU.

Облигации могут выпускаться на постоянной основе для одного или нескольких Дилеров, указанных в разделе «Обзор - Обзор Программы», и для любого дополнительного Дилера или Дилеров, время от времени назначаемых в рамках Программы Эмитентом и Гарантом (если применимо) (каждый в отдельности именуется в дальнейшем «**Дилер**», а вместе «**Дилеры**») для конкретного выпуска Облигаций или на постоянной основе. В контексте обсуждения вопроса о конкретном Транше Облигаций, ссылки в настоящем Базовом проспекте на "**соответствующего Дилера**" или "**соответствующих Дилеров**" являются ссылками на Дилера или Дилеров, согласившихся на подписку на этот конкретный Транш Облигаций.

Никакие лица не уполномочены предоставлять какую-либо информацию или делать какие-либо заверения, которые не содержатся в настоящем Базовом проспекте, либо находятся в противоречии с ним, либо с прочими документами, заключенными в отношении Программы, либо информацию, предоставленную Компанией или KMG Finance, либо иную общедоступную информацию, а в случае предоставления, такая информация или заверения не должны рассматриваться как предоставленные с разрешения Компании, KMG Finance, Доверительного управляющего или какого-либо Дилера.

Ни настоящий Базовый проспект, ни любая другая информация, предоставленная в связи с Программой или любыми Облигациями (i) не являются основанием для кредитной или иной оценки или (ii) не должны рассматриваться в качестве рекомендации Компании, KMG Finance, Дилеров или Доверительного управляющего к тому, чтобы получатель настоящего Базового проспекта или любой другой информации, связанной с Программой или любыми Облигациями, приобрел Облигации. Каждый инвестор, намеревающийся осуществить покупку данных Облигаций, должен провести самостоятельное независимое исследование финансового состояния и деятельности и дать собственную оценку кредитоспособности Компании и KMG Finance. Ни настоящий Базовый проспект, ни любая другая информация, предоставленная в связи с Программой или выпуском Облигаций, не является офертой или приглашением, полученным от Компании или KMG Finance или от их имени или любого из Дилеров или Доверительного управляющего какому-либо лицу на подписку или приобретение каких-либо Облигаций в любой юрисдикции, где такое предложение или приглашение запрещено.

Ни Дилерами, ни Доверительным управляющим, ни любыми из их аффилированных лиц не делается и не подразумевается никаких заверений или гарантий, равно как ни Дилеры, ни Доверительный управляющий, ни их соответствующие аффилированные лица не делают никаких заверений или гарантий, а также не принимают на себя никакой ответственности в отношении точности или полноты информации, содержащейся в настоящем Базовом проспекте. Предоставление настоящего Базового проспекта или любых Окончательных условий, а также предложение, продажа или предоставление любых Облигаций ни при каких обстоятельствах не подразумевают, что информация, содержащаяся в настоящем Базовом проспекте, является достоверной после наступления указанной здесь даты, или даты, на которую в настоящем Базовом проспекте были произведены наиболее поздние изменения или дополнения или, что не произошло никаких неблагоприятных изменений или событий, которые вполне могут повлечь любые негативные изменения в состоянии (финансовом или ином) Компании или KMG Finance с момента наступления этих событий или, если она наступит позднее, с момента наступления даты, на которую в настоящем Базовом проспекте были произведены наиболее поздние изменения или дополнения, равно как то, что любая другая информация, предоставленная в связи с Программой, является достоверной в любое время после даты ее предоставления, или, если она отличается, даты, указанной в документе, содержащем те же сведения.

Кроме того, ни Компания, ни KMG Finance, ни Дилеры или Доверительный 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.

Каждый потенциальный инвестор Облигаций должен определить целесообразность своих инвестиций, учитывая свои собственные обстоятельства. В частности, каждому потенциальному инвестору следует:

иметь достаточные знания и опыт для того, чтобы дать исчерпывающую оценку Облигаций, преимуществ и рисков инвестирования в Облигации и информации, содержащейся или указанной посредством ссылки в настоящем Базовом проспекте и любых применимых дополнениях;

иметь доступ и знание соответствующих аналитических инструментов для того, чтобы в контексте собственной конкретной финансовой ситуации оценить инвестиции в Облигации и влияние, которое могут оказать эти Облигации на общий инвестиционный портфель;

иметь достаточные финансовые ресурсы и ликвидность с тем, чтобы нести все риски инвестиций в Облигации, включая те Облигации, в которых основная сумма или проценты подлежат уплате в одной или нескольких валютах, или такие, в которых валюта платежей основной суммы или процентов отличается от местной валюты потенциального инвестора;

полностью понимать условия Облигаций и знать характер соответствующих индексов и финансовых рынков, а также

быть в состоянии оценить (самостоятельно или с помощью финансового консультанта) возможные сценарии экономического состояния, процентной ставки и других факторов, которые могут повлиять на инвестиции и способность нести соответствующие риски.

Некоторые Облигации могут быть сложными финансовыми инструментами. Опытные институциональные инвесторы обычно не покупают сложные финансовые инструменты как самостоятельные инвестиции. Они покупают сложные финансовые инструменты как способ снижения риска или увеличения доходности с понятным, измеряемым, экономически обоснованным дополнительным риском для их общего портфеля. Потенциальному инвестору не следует инвестировать в Облигации, которые являются сложными финансовыми инструментами, если он не обладает знаниями (самостоятельно или с помощью финансового консультанта), чтобы оценить поведение Облигаций в изменяющихся условиях, стоимость Облигаций, а также как данная инвестиция повлияет на общий инвестиционный портфель потенциального инвестора.

Инвестиционная деятельность некоторых инвесторов подпадает под действие применимых правовых инвестиционных законов и подзаконных актов, а также контролируется или регулируется определенными органами. Каждый потенциальный инвестор должен проконсультироваться со своими юридическими консультантами, чтобы определить факт и степень того, что: (i) Облигации являются законными инвестициями, (ii) Облигации могут быть использованы в качестве залогового обеспечения для различных видов заимствований и (iii) другие ограничения распространяются на их приобретение или залог любых Облигаций. Финансовые учреждения должны проконсультироваться со своими юридическими консультантами или соответствующими регуляторами для определения соответствующего решения в отношении Облигаций в соответствии с любыми применимыми положениями касательно риск-капитала или в соответствии с аналогичными правилами.

Распространение настоящего Базового проспекта, любых дополнений и любых Окончательных условий, а также предложение, продажа и поставка Облигаций может подлежать ограничениям в определенных юрисдикциях. Лица, в чьем распоряжении окажется данный Базовый проспект, любое дополнение или любой Окончательные условия, должны, по требованию Компании, KMG Finance и Дилеров, ознакомиться и соблюдать любые такие ограничения. 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.

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 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-В 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-В 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**). 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 Правилom 12g3 2(b) указанного Закона, KMG Finance и Компания по требованию предоставляют информацию, необходимую в соответствии с Правилom 144A(d)(4) Закона о ценных бумагах каждому держателю Облигаций, являющихся «ценными бумагами ограниченного обращения» (в значении, определенном для данного термина Правилom 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 предполагаемой передачей любых таких Облигаций, регулируемых Правилom 144A, согласно Закону о ценных бумагах. Поскольку соответствующие Облигации представлены Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144A, для целей настоящего пункта считается, что выражение «держатель» включает держателей счетов в клиринговых системах, владеющих долей в соответствующей Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A.

ИНФОРМАЦИЯ В США

На территории Соединенных Штатов настоящий Базовый проспект предоставляется для информации на конфиденциальной основе ограниченному числу КИП (квалифицированных институциональных покупателей), которые в свою очередь являются КП (квалифицированными покупателями), 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 КИП, которые также являются КП, 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 покупателю допускаются с учетом предусмотренного Правил 144А освобождения от требований о регистрации по Закону о ценных бумагах.

Каждый покупатель или держатель Облигаций, представленных Глобальной облигацией, регулируемой Правил 144А, 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» — подготовили аудиторское заключение от 13 марта 2013 года в отношении консолидированной финансовой отчетности Компании на и за год, завершившийся 31 декабря 2012 года, которая включает сравнительные данные на и за год, завершившийся 31 декабря 2011 года (**«Финансовая отчетность за 2012 год»**), а также аудиторское заключение от 26 марта 2010 года в отношении консолидированной финансовой отчетности Компании по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, которая включает сравнительные данные по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2010 года (далее - **«Финансовая отчетность за 2011 год»**), вместе с промежуточной финансовой отчетностью за 2012 год, **«Финансовая отчетность»**).

Аудиторские заключения ТОО «Эрнст энд Янг» по Финансовой отчетности приводятся на страницах F-5 и F-81 настоящего Базового проспекта. Если не указано иное, финансовая информация в отношении Компании, изложенная в настоящем Базовом проспекте, взята из Финансовой отчетности и соответствующих примечаний к такой отчетности, которые приводятся в настоящем Базовом проспекте, начиная со страницы F-1 без каких бы то ни было существенных корректировок.

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.

Пересчет

Компания производила определенный пересчет по сравнению с консолидированным отчетом о финансовом положении и консолидированным отчетом о совокупном доходе 2011 года в связи с признанием прекращенной деятельности компании «Aysir Turizm ve Inshaat AS» (далее - «Aysir») в декабре 2012 года и взносом в размере 100% акций в ОАО «Arkagaz» (далее – «Arkagaz») ОАО «Фонд национального благосостояния» "Самрук-Казына" в Компанию в обмен на выпуск акций Компании в июне 2012 года; это приобретение было учтено при использовании метода объединенных интересов. Соответственно, в 2011 году цифры, включенные в настоящем Базовом проспекте, могут отличаться от данных, опубликованных где-либо в других местах. Компания считает, что данный пересчет не окажет существенного влияния на финансовое положение, результаты деятельности и движение капитала Компании. См. примечания 8 и 6 к Финансовой отчетности 2012 года.

В таблице ниже представлены пересчеты, о которых говорилось выше, и цифры, получившиеся в соответствующих строках статей:

	На 31 декабря 2011 года
	пересчитано
	<i>(млн. тенге)</i>
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ	
Увеличение стоимости основных активов	3,746.5
Увеличение внеоборотных активов	3,746.5
Увеличение запасов	18.8
Увеличение НДС к возмещению	4.5
Увеличение дохода от предоплаты налогов	0.6
Увеличение задолженности покупателей и заказчиков	34.8
Увеличение прочих оборотных активов	27.8
Увеличение денежных средств и эквивалентов	40.7
Увеличение оборотных активов	127.2
Увеличение торговой кредиторской задолженности	1.0
Увеличение прочих текущих обязательств	12.9
Увеличение суммы текущих обязательств	13.9
Увеличение чистых активов	3,859.8
Относящиеся к:	
Акционерный капитал Компании	3,859.8
Доля миноритарных акционеров	—
	<hr/>
	На 31 декабря 2011 года
	пересчитано
	<i>(млн. тенге)</i>
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ	
Увеличение доходов	755.7
Увеличение себестоимости реализованной продукции	(714.2)
Увеличение общих и административных расходов	(110.8)
Увеличение транспортных и коммерческих расходов	(6.2)
Увеличение прочих операционных доходов	1.1
Увеличение прочих операционных расходов	(1.9)
Снижение чистой прибыли за год	(76.4)

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 31 декабря 2012 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». 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.

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). Признавая, что Karachaganak Petroleum Operating B.V. («КРО») представляет собой консорциум, действующий в рамках договора о совместной деятельности, Компания также учитывает свою долю участия в КРО по методу пропорциональной консолидации.

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.

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 аналогичную информацию по Компании и ее дочерним организациям и совместно контролируемым активам отдельно от объемов добычи и запасов и другой аналогичной 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. Примечания 3 и 35 Финансовой отчетности 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, приводя размеры запасов, рассчитанные с применением казахстанской методологии, включенной в настоящий Базовый проспект. 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. С 1 января 2010 года Стандарты SEC были пересмотрены 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. Так как запасы оцениваются на ежегодной основе, на дату настоящего Базового проспекта, информация по запасам, помимо информации на 31 декабря 2012 года, отсутствует. См. раздел *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане — Классификация*

запасов» для более подробного обсуждения каждой категории запасов, используемых в методологии, используемой Компанией.

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, 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, при этом данные по истощению, износу и амортизации РД КМГ на 31 декабря 2012 года основываются на оценках запасов, подготовленных согласно стандартам PRMS на 31 декабря 2011 года, поскольку на 31 декабря 2012 года данные по запасам отсутствуют. Несмотря на то, что Компания подсчитывает свои запасы, используя казахстанскую методологию, некоторые дочерние организации и совместные предприятия Компании подсчитывают или ранее подсчитывали свои запасы в соответствии со стандартами PRMS.

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 за тонну. Данные в баррелях в день получены путем деления данных за год на 365; и

продукты переработки, включая бутан, пропан, сжиженный нефтяной газ («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 в баррелях 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 - **НБРК**), 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.

ПРОГНОЗНЫЕ ЗАЯВЛЕНИЯ

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).

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 ранее опубликованы и утверждены, поданы или представлены в Управление по регулированию и надзору финансовых услуг (Управление по регулированию и надзору финансовой деятельности), 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:

Условия выпуска и обращения Облигаций, содержащиеся в предыдущем Базовом проспекте от 1 ноября 2010 года (стр. 181-213 включительно), подготовленные KMG Finance и Компанией в связи с Программой;

Условия выпуска и обращения Облигаций, включенные в предыдущий Базовый проспект от 15 апреля 2010 года (стр. 157-190 включительно), подготовленные 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), подготовленные 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-a 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 государственному регламенту Нидерландов. Приведение в исполнение решений, вынесенных любым федеральным судом или судом штата в США, в голландском суде производится с применением правил гражданского судопроизводства Нидерландов.

Облигации и Договор о доверительном управлении регулируются правом Англии. В отношении Облигаций и в Договоре о доверительном управлении 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 Доверительного управляющего, а также при определенных обстоятельствах, по решению Держателя Облигаций (как определено в «Условиях выпуска Облигаций»), подчиняются неисключительной юрисдикции судов Англии. См. Условие 18 (b) «Условий выпуска 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 Президент Казахстана подписал Закон о международном коммерческом арбитраже (№ 23-III от 28 декабря 2004 г.) (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. The Arbitration Law provides clear statutory guidelines for the enforcement of arbitral awards under the conditions set forth in the Convention.

В феврале 2010 года Парламент (далее – **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. При этом 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 Договору о доверительном управлении, Компания отказалась в той степени, в которой это допускается применимым законодательством, от любого иммунитета, которым она может быть наделена в отношении Облигаций или Гарантии).

Кроме того, некоторые из активов, принадлежащих Компании или ее дочерним подразделениям, а также некоторых акций в дочерних подразделениях Компании, считаются стратегическими активами Республики Казахстан. Казахское законодательство предусматривает, что государство имеет приоритетное право на покупку стратегических активов Республики Казахстан в случае их наличия (будь то путем продажи, банкротства или конкурсного производства).

СОДЕРЖАНИЕ

СТАБИЛИЗАЦИЯ.....	iv
ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РЕЗИДЕНТОВ ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР	iv
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	iv
ИНФОРМАЦИЯ В США	v
ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИНФОРМАЦИИ ПО ЗАПАСАМ И НЕКОТОРОЙ ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ	v
ПРОГНОЗНЫЕ ЗАЯВЛЕНИЯ	x
ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ.....	xi
ДОПОЛНЕНИЕ К НАСТОЯЩЕМУ БАЗОВОМУ ПРОСПЕКТУ	xii
ДОКУМЕНТЫ, ВКЛЮЧЕННЫЕ ПОСРЕДСТВОМ ССЫЛКИ.....	xii
ПРИВЕДЕНИЕ В ИСПОЛНЕНИЕ СУДЕБНЫХ И АРБИТРАЖНЫХ РЕШЕНИЙ О ГРАЖДАНСКО- ПРАВОВОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ	xi
ФАКТОРЫ РИСКА	1
КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КОМПАНИИ	35
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ОБЛИГАЦИЙ	47
KMG FINANCE	48
НЕКОТОРАЯ ФИНАНСОВАЯ И ИНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.....	50
АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	57
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ	114
ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНА ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	168
РУКОВОДСТВО	172
УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ, СДЕЛКИ С ЕДИНСТВЕННЫМ АКЦИОНЕРОМ И СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ.....	181
ФОРМА ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВЫПУСКА	191
УСЛОВИЯ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ	199
НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В КАЗАХСТАНЕ	240
ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В КАЗАХСТАНЕ	251
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ	267
ОБЗОР ПОЛОЖЕНИЙ, КАСАЮЩИХСЯ ОБЛИГАЦИЙ В ГЛОБАЛЬНОЙ ФОРМЕ.....	280
ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ПЕРЕДАЧЕ	287
ПОДПИСКА И ПРОДАЖА.....	291
ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ	294
ПРИЛОЖЕНИЕ I – ГЛОССАРИЙ ЧАСТО ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ	296
ПРИЛОЖЕНИЕ II – ГЛОССАРИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ	302
УКАЗАТЕЛЬ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И ОТЧЕТОВ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ.....	303

ФАКТОРЫ РИСКА

По мнению KMG Finance и Компании, указанные следующие факторы могут повлиять на их способность исполнить свои обязанности по Облигациям и по Гарантии, в зависимости от обстоятельств. Некоторые из этих факторов являются непредвиденными обстоятельствами, которые могут и не могут наступить, и при этом ни KMG Finance, ни Компания не в состоянии выразить свое мнение в отношении вероятности наступления или не наступления таких непредвиденных обстоятельств.

Кроме того, ниже также описываются факторы, которые являются существенными для целей оценки рыночных рисков, связанных с Облигациями, выпущенных в рамках Программы. В случае материализации какого-либо из описанных 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 каким-либо Облигациям или в связи с ними, Компания может оказаться не в состоянии выполнить свои обязательства по гарантии, и инвесторы могут потерять все или часть своих инвестиций. К тому же, возможно, что на момент выпуска и в последующие периоды будет отсутствовать устоявшийся вторичный рынок для выпущенных в рамках Программы Облигаций. Если такой рынок будет сформирован, он может оказаться малоликвидным. Таким образом, инвесторы могут оказаться не в состоянии продать свои Облигации или продать их по ценам, которые бы обеспечили доход, сравнимый с доходом от аналогичных инвестиций в ценные бумаги, которые имеют устоявшийся вторичный рынок.

По мнению KMG Finance и Компании, описанные следующие факторы представляют собой основные риски, присущие при инвестировании в облигации, выпускаемые в рамках Программы, однако неспособность Эмитента или Компании (в зависимости от ситуации), выплатить вознаграждение, основную сумму или иные суммы по любым Облигациям или в связи с ними, или использовать другие обязательства по любым Облигациям или Гарантии, может быть обусловлена другими причинами, которые могут не рассматриваться KMG Finance и Компанией, в качестве существенных рисков, на основе имеющейся у них в данный момент информации, или по причинам, которые они, на текущий момент, не могут предвидеть. До принятия инвестиционного решения потенциальные инвесторы также должны изучить подробную информацию, изложенную в других разделах Базового Проспекта и составить свое собственное мнение.

Факторы риска, связанные с KMG Finance

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

Основная цель KMG Finance заключается в обеспечении финансирования Компании через международные рынки капитала. Таким образом, способность KMG Finance исполнить свои обязательства по любым Облигациям полностью зависит от исполнения обязательств Компании, а Компания, в свою очередь, зависит от своих дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных предприятий, в качестве источника доходов. В результате, при рассмотрении рисков, которые могут повлиять на способность KMG Finance исполнять такие обязательства, потенциальным инвесторам следует сосредоточиться на анализе указанных ниже факторов риска, в отношении компании и ее способности исполнять свои обязательства по Гарантии, что в равной степени применимо к способностям KMG Finance исполнять свои обязательства по Облигациям, включая выплаты процентов. В случае покупки Облигаций потенциальными инвесторами, они полностью полагаются на платежеспособность компании, а не каких-нибудь иных лиц. Кроме того, при осуществлении инвестиций в какие-либо Облигации присутствует риск того, что последующие изменения фактической или предполагаемой платежеспособности Компании могут негативно повлиять на рыночную стоимость Облигаций.

Дочерние организации, в том числе KMG Finance, совместные предприятия и ассоциированные предприятия являются отдельными юридическими лицами и не обязаны платить по облигациям или гарантии, или предоставлять средства для этой цели. В последние годы, значительная часть потока денежных средств Компании была получена из дивидендов, выплачиваемых компанией своими дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными предприятиями; и все же, последующие дивиденды компании могут уменьшаться. Компания не может гарантировать, что последующие дивиденды от дочерних

организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий, если поступят, будут таких же размеров, как и за последние годы. Кроме того, право Компании на получение активов любой из дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий после их ликвидации или реорганизации, и, следовательно, право держателей гарантии участвовать в этих активах, будут подчинены требованиям кредиторов дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий, включая коммерческого кредитора. К тому же, если даже Компания была кредитором любой из ее дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий, права Компании, как кредитора, будут подчиняться любому праву кредитора вступить во владение собственностью, предложенной в качестве обеспечения в активах дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий, и любая задолженность этих юридических лиц устанавливается Компанией. В случае, если дивиденды от дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий уменьшатся, Компания не сможет выполнить свои обязательства по Гарантии в отношении Облигаций, выпущенных KMG Finance.

Факторы риска, связанные с деятельностью Компании

Доход и чистая прибыль Компании существенно колеблются с изменением цен на сырую нефть, которые исторически являются неустойчивыми и зависят от множества независимых от Компании факторов.

Продажа сырой нефти является существенным источником дохода Компании, и цены на сырую нефть зависят от множества независимых от Компании факторов, в том числе:

- предложение и спрос на глобальных и региональных рынках, и ожидания в отношении будущего предложения и спроса на сырую нефть и нефтепродукты;
- влияние кризисных экономических условий на клиентов Компании, включая сокращение спроса на газ и нефтепродукты;
- 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;
- стоимость и возможность закупки альтернативных видов топлива;
- возможность членов Организации стран-экспортеров нефти («ОПЕК»), и других стран-производителей сырой нефти, устанавливать и поддерживать добычу и цены на определенном уровне;
- государственное регулирование и действия, в том числе экспортные ограничения и налоги, в Казахстане и других странах;
- неопределенность рынка и спекулятивная деятельность.

Цены на сырую нефть исторически являются высоковолатильными. Цены мирового рынка на сырую нефть характеризуются значительными колебаниями, которые обусловлены мировым балансом предложения и спроса, которое полностью вне контроля компании. Поступление и чистая прибыль Компании подвергаются существенным колебаниям в зависимости от изменения цен на сырую нефть. Цены на сырую нефть были особенно неустойчивыми в последние годы, резко упали в середине 2010 года и до восстановления их в конце этого года и начала 2011 года. В то время, как цены на сырую нефть упали снова в июне 2012 года, они восстановились в июле 2012 года, и в 2012 году, в целом, оставались на высоком уровне второй год подряд. По данным Управления информации по энергетике США («УИЭ»), цена на сырую нефть марки Brent составляла 11167 \$/барр. в 2012 году, по сравнению с этим, в среднем 11126\$/барр. в 2011 году, и 79.61\$/барр. в 2010 году. На дату настоящего Базового проспекта, цена на сырую нефть остается высокой, хотя значительно ниже тех рекордно высоких среднемесячных цен 132.72\$/барр. зафиксированных в июле 2008 года. По состоянию на 8 апреля 2013 года, цена на сырую нефть марки Brent составляла 103.16\$/барр.

Доходность Компании, получаемая от продажи сырой нефти, в большей 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. Деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании, во многом зависят от преобладающих цен на нефть. Исторически сложилось, что высокие цены на нефть оказали значительное, положительное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании, в то время как снижение цен на нефть может 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 ожидаемый доход от такой добычи. Несмотря на то, что цены на нефть восстановились после уровней цен в 2010 году, Компания не может дать никакой гарантии 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 или любое сокращение общих объемов добычи Компании может привести к уменьшению чистого дохода, ухудшить возможности Компании по осуществлению запланированных капитальных инвестиций и затрат, необходимых для разработки месторождения Компании, и оказать существенное негативное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Компания имеет довольно высокую долю заемных средств, и она ориентирована на перспективную программу развития, которая может повлечь за собой увеличенное долговое бремя в ближайшие годы.

В результате приобретения стратегии компании, ориентированной на развитие и мощную программу капиталовложения, компания имеет довольно высокую долю заемных средств по краткосрочным и долгосрочным обязательствам, сумма которых составляет 15 937 млрд. тенге и 4 699 млрд. тенге, по состоянию на 31 декабря 2012 года соответственно.

В настоящее время, Компания занимается программами усиленного капиталовложения, в том числе Северо-Каспийским проектом (месторождение Кашаган), которые будут финансироваться Компанией пропорционально ее доле участия в Проекте Северо-Каспийского Консорциума («ПСРК»), которая составила 16.81% процента и транспортных проектов с совместными предприятиями, в частности с газопроводом Бейнеу-Бозой-Шымкент и Азиатским газопроводом (согласно приведенному ниже определению). Компания полагает, что такие программы могут потребовать от компании взять на себя дополнительный долг, и может случиться утечка денежных ресурсов компании. Кроме того, хотя ООО «Тенгизшевройл» («ТШО») рассчитывает финансировать свои соответствующие доли капиталовложений за счет своих собственных денежных потоков или, когда это необходимо, за счет внешнего финансирования. Компания не может дать никаких гарантий относительно того, что от Компании не потребуются в какой-то момент предоставление денежных средств или гарантии, для покрытия всей суммы или части суммы таких капиталовложений. Нельзя гарантировать, что Компания будет способна финансировать все или большую часть своих капиталовложений за счет денежных ресурсов Компании, внутригруппового или внешнего финансирования.

Также не может быть никаких гарантий, что уровень долга Компании не будет продолжать увеличиваться в будущем, или что Компания будет в состоянии дополнительно финансировать свои задолженности при наступлении срока погашения на условиях, благоприятных или приемлемых для Компании, либо вообще. Любая неудачная попытка дочерних организаций Компании дополнительно финансировать свою непогашенную задолженность, может привести к снижению дивидендов, выплачиваемых КМГ, которые могли бы, в свою очередь, повлиять на доход и денежный поток Компании. Кроме того, отказ Компании от дополнительного финансирования непогашенной задолженности может оказать существенное негативное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Трудовые конфликты могут негативно сказаться на деятельности Компании.

Приблизительно 20% работников компании представлены профсоюзом. В марте 2010 года, работники РД КМГ на добычном участке Озенмунайгаз участвовали в 19-дневной забастовке, которая привела к убытку промышленной добычи 27 600 тонн сырой нефти. В промежутке 26 мая 2011 года и 26 августа 2011 года, транспортные рабочие РД КМГ добычи Озенмунайгаз были вовлечены в еще одну забастовку, которая привела к полной потере 866 000 тонн сырой нефти продукции или 10 % плотного объема выпуска РД КМГ на 2011 год.

В августе 2011 года, РД КМГ уволил приблизительно 2 000 работников, участвующих в забастовке, и нанял новых работников для стабилизации производства. В ответ на это поступок, в декабре 2011 года произошли беспорядки в городе Жанаозен (в ходе которого 14 человек погибло, 99 получили ранения, исходя из заявления Генерального Прокурора Республики Казахстан, выпущенном в декабре 2011 года). Административное здание

добычного участка Озенмунайгаз было подожжено и разграблено во время беспорядков, в результате уничтожение офисной техники и документации. После этого инцидента, г-н Кулибаев покинул пост председателя совета директоров, г-н Акчулаков ушел в отставку с поста председателя правления компании, а г-н Балжанов с поста председателя правления РД КМГ.

В результате забастовки в 2011 году, давление в скважине упало, программы капитальных затрат, ремонт и обслуживание промышленной добычи Озенмунайгаза были отложены. Следовательно, промышленная добыча Озенмунайгаза снизилась в 2012 году по сравнению с предыдущими годами. Всего общий прямой ущерб промышленной добычи Озенмунайгаз, в результате этой забастовки, по сравнению с плотным годовым планом, составил 866 000 тон сырой нефти, или 10 % плотного объема выпуска РД КМГ, и компания признала 76,3 млрд. тенге справедливой рыночной стоимости в результате этой задержки. В результате РД КМГ тратит значительные денежные ресурсы для восстановления промышленной добычи Озенмунайгаза на прежний уровень.

Не может быть никаких гарантий, что такие же похожие или более масштабные забастовки не произойдут в будущем, что будет достаточное количество сотрудников для запуска производства в случае дальнейшей забастовки, что любой такой трудовой конфликт будет удовлетворительно улажен, и что не возникнут новые беспорядки. Кроме того, нет никаких гарантий, что любые забастовки в будущем, не приведут к текущим уменьшениям в производстве, или к необходимости выделения значительных финансовых ресурсов для восстановления производства. Трудовые конфликты могут оказать существенное негативное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Компания в значительной степени зависит от использования нефтегазотранспортных систем 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, оба из которых находятся вне контроля Компании.

Кроме того, любое сокращение или прекращения экспорта Компании, независимо от того, происходит ли это в результате поломки при техническом обслуживании, проблем безопасности, политической ситуации или стихийных бедствий, или разногласий с партнерами Компании, 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. Значительное нарушение транспортировки также может привести к снижению или перерыву производства, которое вместе с затратами на возобновление и восстановление производства до уровней предварительного сокращения или прекращения, может оказать существенное негативное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

В результате приобретения в апреле 2009 года 49,9% доли участия в компании «Kazakhstan Pipeline Ventures LLC («КРВ»)» у «BP plc» («ВР»), 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. Несмотря на увеличение прав на прокачку, Компания не может быть уверена, что ей удастся получить доступ к распределяемым мощностям Трубопровода КТК (как определено ниже) 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 негативное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Пользователи газотранспортной сети, оператором которой является АО Intergas Central Asia («ИЦА») - газотранспортное дочернее предприятие Компании – зависят, кроме того, от соединения 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, и оказать существенное негативное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Многие месторождения Компании являются освоенными

РД КМГ – это крупнейшая дочерняя организация компании по запасам и производству. Многие месторождения РД КМГ являются освоенными, в результате чего постоянная добыча достигается путем стимуляции различных месторождений и проектов обновления, включая бурение и законченные новые скважины, ремонтные работы законченных скважин и ведение различных вторичных стимуляций повышения и восстановления техники. Такие попытки требуют значительных финансовых средств и могут не дать определенных результатов. Неспособность Компании вообще выполнять эти работы или оправдывающие затраты действия, может привести к снижению производства или прибыльности такого производства, которое, в свою очередь, может оказать существенное негативное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Многие транспортные и перерабатывающие мощности Компании построены много лет назад и могут потребовать существенных дополнительных инвестиций, в частности, для соответствия требованиям экологических стандартов.

Добывающие, транспортные и перерабатывающие мощности Компании в большой степени зависят от устаревшей инфраструктуры, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность Компании. Системы транспортировки природного газа, оператором которой является ИЦА, в том числе трубопроводы и компрессорные станции, в основном, построены более 30 лет назад. Большинство трубопроводов построены более 25 лет назад, в некоторые отрезки – более 35 лет назад. Компания инвестировала значительную сумму денег в ремонт и модернизацию сети трубопроводов и компрессорных станций для приведения их в соответствие с международными стандартами. Нет никаких гарантий, что любых задержек или сбоев поставок природного газа клиентам Компании удастся избежать в будущем из-за нагрузки и коррозии трубопроводов, дефектов и конструкций компрессорных станций, проблем связанных с суровыми климатическими условиями или недостаточным техническим обслуживанием или недостаточной модернизацией сети, аварии оборудования или процессов, приводящих к снижению ожидаемого уровня производства или производительности.

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 производственного оборудования. Хотя за последние 10 лет, были проведены реконструкции и модернизации работ на Атырауском НПЗ, а также на Шымкентском НПЗ и Павлодарском НПЗ, в результате которых большая часть устаревшего оборудования на трех заводах была заменена, а технологические процессы и оборудование были обновлены для обеспечения производства продуктов переработки, Компании еще предстоит произвести значительные инвестиции для увеличения коэффициента использования и рентабельности и улучшения качества нефтепродуктов на НПЗ. Кроме того, в результате введения Таможенного союза России, Белоруссии и Казахстан («Таможенный союз») правил, НПЗ Компании должны соответствовать 4-5 Евро экологического стандарта к 2015 и 2016 годам, соответственно. Если компания не в состоянии провести такие дополнительные работы, соответствовать таким стандартам, найти источники финансирования для таких работ на льготных условиях или вообще контролировать расходы на такие работы, то все это может оказать существенное негативное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Добыча и другая деятельность Компании могут быть сокращены из-за неблагоприятных погодных явлений.

Климат в Казахстане характеризуется суровыми зимами и жарким летом. 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. Кроме того, зимние штормы негативно влияют на уровень добычи Компании в связи с невозможностью персонала и оборудования

добраться до буровых площадок или других мощностей. Например, в начале 2012 года производство промышленной добычи в Озенмунайгаз сократилось из-за больших снегопадов. Нет никаких гарантий, что дальнейшие такие явления или особые явления погоды негативно не повлияют на деятельность Компании, что в свою очередь окажет существенное негативное воздействие на деятельность, финансовое положение, результаты деятельности и перспективы развития Компании.

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. В ответ на глобальный финансовый кризис, а также недостаточное инвестирование в определенные проекты Нефтепереработок и Маркетинга АО КазМунайГаз («НМ КМГ»), Компания имела, как исторически сложилось, более низкий уровень капитальных затрат и инвестирования в 2011 и 2012 году. Компания возвратилась к более высоким уровням капитальных затрат и инвестирования в 2011 и 2012 годах. В 2013 году Компания планирует значительно увеличить свою программу капитальных затрат, в первую очередь (I) для реализации программы ускоренной модернизации, в том числе, в частности, в отношении НПЗ Компании и трубопроводов, (II) в объеме исполнять свои обязательства в отношении Кашаган и Карачаганак и (III), и для обеспечения улучшенных социальных льгот для работников Компании. Компания надеется продолжать инвестировать на таком же уровне в среднесрочной перспективе, и Компания планирует потратить 12,4 млрд. долларов США в течение следующих 5 лет на капитальные затраты, в том числе, в частности, на различные цели, изложенные выше, и, в частности, для финансирования проектов, описанных ниже.

Необходимо увеличение мощностей транспортной инфраструктуры для увеличения добычи нефти с Тенгизского месторождения и начала коммерческой добычи на месторождении Кашаган. Среди прочего, для обеспечения повышенной производительности месторождения в Тенгизе и месторождения Кашаган, планируется расширение трубопровода КТК. По оценкам капитальных затрат на расширение трубопровод КТК, на дату этого Базового Проспекта, потребуется до 5,4 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», 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, в том числе Компании.

ТШО участвует в проекте будущего поколения по дальнейшему расширению производства («FGP») на месторождении Тенгиз, используя технологии, недавно задействованные при завершении завода второго поколения и проекта закачки сырого газа, законченного в 2008 году. В дополнение к FGP, ТШО осуществляет проект по управлению устьевым давлением («ПЗУД»). Проекты FGP и ПЗУД выполняются как комплексный проект, для того, чтобы реализовать сотрудничество по конструкции и оформлению, и будут стоить, в совокупности, 19,3 млрд. долларов США (без учета расходов на программу буровых работ, и предполагая проектную мощность в 12 млн. тонн в год). Работа по проектам, как ожидается, будет завершена к 2018 году, хотя и не может быть никакой гарантии, что расходы не будут расти или что не произойдет задержки. Хотя ТШО рассчитывает оплатить общую стоимость проекта за счет своих собственных денежных потоков, 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, в том числе Компании.

В результате доли того, что у Компании есть доля участия в КСКП, Компания несет ответственность за долю в программе капитальных затрат на месторождении Кашаган. Капитальные затраты на первом этапе проекта были увеличены еще на 6,9 млрд. долл. США, в общей сложности 45,6 млрд. долларов США, в соответствии с поправкой к плану развития и бюджета, принятого в мае 2012 года, в результате задержки начала промышленного производства. В настоящее время ожидается промышленная добыча на месторождении Кашаган, которая начнется во втором квартале 2013 года, хотя и не может быть никаких гарантий, что проект не будет подлежать дальнейшей задержке и дополнительным возможным превышениям затрат.

В результате того, что у Компании есть доля участия в проекте (Проект «Участок Н») на исследование и развитие участка Нурсултан («Участок Н»), Компания несет ответственность за долю в программе капитальных затрат проекта. Проект «Участок Н» не должен был финансироваться исключительно Компанией по развитию ООО «ConocoPhillips and Mubadala» (нефтегазоносный участок Н, Казахстан) («Mubadala»), в соответствии с начальным договором о совместной деятельности, до открытия промышленных запасов, хотя Компания собиралась признать свою долю в увеличении расходов на геологоразведку ООО «N Оперейтинг

Компани» в соответствии с его долей в качестве задолженности перед своими бизнес-партнерами. Компания также имеет обязательства по финансированию расходов на геологоразведку, которые были связаны с CopocoPhillips, как это изложено в договоре о совместной деятельности, с приобретением Компанией 24,5% доли участия в проекте «Участок Н» от CopocoPhillips в январе 2013 года. В 2013 году доля расходов Компании на геологоразведку на «Участке Н» будет составлять 7 589 млн. тенге. В 2016 году начнется промышленная добыча на «Участке Н». Нет никаких гарантий, что расходы на геологоразведку не будут увеличены, или что промышленная добыча не будет отложена.

Кроме того, Компания несет ответственность за долю участия в программе капитальных затрат на Карачаганакском месторождении, в результате того, что она имеет долю участия в КРО. В настоящее время КРО в процессе реализации третьего этапа разработки месторождения, которое, как ожидается, увеличит добычу газа на Карачаганакском месторождении до трех раз и будет завершено к 2020 году. Но не может быть никаких гарантий, что этот этап развития будет завершено по запланированному расписанию, или в пределах ожидаемого бюджета.

Комплексный план развития нефтеперерабатывающих заводов в Республике Казахстан на 2009-2015 годы («План») был утвержден Правительством в мае 2009 года, и в настоящее время находится на этапе реализации. В соответствии с планом, Компания намерена инвестировать 2,7 млрд. долл. США, 1,8 млрд. долл. США и 1,7 млрд. долл. США для обновления, модернизации и расширения своих НПЗ в Атырау, в Шымкенте и в Павлодаре, соответственно, в целях повышения производства и соответствия новым экологическим стандартам (стандарты 4-5 Евро). Не может быть никаких гарантий, что Компания будет в состоянии осуществлять план по расписанию или в пределах ожидаемого бюджета. В частности, в случае, если работы по обеспечению соблюдения стандартов 4-5 Евро не завершатся до 2015 и 2016 годов, в сроки, установленные Таможенным союзом, Компания может быть вынуждена закрыть заводы до того времени, пока такие работы не будут завершены. Компания переносит значительные убытки в результате закрытия любого из заводов, даже временного закрытия.

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 и являются невозвратными относительно 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. 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, таких как Облигации, на местных и международных рынках капитала, которые могут быть более дорогими. 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.

Если Компания не сможет привлечь необходимое финансирование от Самрук-Казына (далее С-К), государства, международных или местных банков, либо на рынках капитала, она будет вынуждена сократить запланированные капитальные затраты, урезать или вообще отказаться от некоторых проектов, что может оказать неблагоприятное воздействие на результаты 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.

Компания подвергается влиянию банковского сектора Казахстана.

В последние годы, Компания распределила свою избыточную ликвидность примерно поровну между международными банками (в том числе между местными филиалами международных банков) и банками Казахстана. В результате, Компания сохранила значительные депозиты в ОАО БТА Банк («**БТА Банк**»), АО Народном банке Республики Казахстан («**Halyk Bank**») и АО Казкоммерцбанк («**Казкоммерцбанк**»), среди

других. «БТА Банк» и «Казкоммерцбанк» и, в меньшей степени, «Halyk Bank» столкнулись со значительными финансовыми трудностями во время недавнего мирового финансового кризиса, и БТА Банк был объектом двух операций по реструктуризации. Хотя банковские депозиты Компании не были законно заморожены в любое время, руководство Компании считает на данный момент, что способность Компании иметь доступ к этим депозитам фактически ограничена, в частности, в отношении депозитов, находящихся в собственности «БТА Банка». Соответственно, в сентябре 2010 года, для того, чтобы получить доступ к средствам на депозите в крупных банках Казахстана, которые испытывали финансовые трудности в условиях мирового финансового кризиса, Компания обратилась (I) за депозитами в «Halyk Bank» чтобы погасить 75,05 млрд. тенге из 180,5 млрд. тенге, первоначальная основная сумма тенге 180,5 млрд. взята в кредит из НБРК («Кредит НБРК»), (II) депозиты в БТА Банке (в размере 142 млрд. тенге) и в Казкоммерцбанке (в размере 48 млрд. тенге), чтобы выкупить облигации компании на сумму 190 млрд. тенге, и (III) депозиты в БТА Банке (в размере 142 млрд. тенге) и Казкоммерцбанка (в размере 10 млрд. тенге), чтобы подготовить кредит для С-К, как указано ниже. Компания надеется, что Самрук-Казына проинформирует всех юридических лиц, которых он контролирует, в том числе Компанию, для ограничения их депозитов в международных банках до 10% от общей суммы вкладов на 1 января 2015 года. Если программа будет реализована, экспозиция компании по банковскому сектору Казахстана будет увеличиваться, зависимость Компании от банковской сферы Казахстана будет увеличиваться. В таком случае, банковская сфера Казахстана испытает трудности, что может быть результатом фактического или юридического замораживания всей или части денежных средств Компании, которые могут оказать существенное негативное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности 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 Компании, а также взаимодействие между промышленной 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. Кроме того, деятельность в отдельных районах подвергается риску, который вызван слаборазвитой инфраструктурой, такой как отключение электричества, что может сократить добычу нефти. В силу удаленности многих производственных объектов Компании, ее активы и инфраструктура являются уязвимыми для террористических актов, саботажа и стихийных бедствий. В результате этого, Компания может оказаться не в состоянии незамедлительно отреагировать на такие акты или устранить ущерб, возникший в результате таких актов, которые могут оказать существенное негативное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

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

Деятельность Компании в основном осуществляется 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, стоимость потребления и плата за электроэнергию были, и, вероятно, продолжают быть, особенно чувствительными к денежной инфляции в Республике Казахстан. Согласно НБРК, годовая инфляция потребительских цен за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 года и 2011 года, составила 6,0% и 8,3%, соответственно. В условиях низких цен на нефть, Компания может оказаться не в состоянии значительно увеличить цены, которые она получает от продажи сырой нефти, нефтепродуктов переработки нефти и газа, для сохранения имеющейся операционной маржи, особенно в случае продаж сырой нефти и нефтепродуктов Компании на внутренних рынках.

Компания зависит от услуг третьих лиц.

Компания в значительной степени зависит от внешних подрядчиков при проведении технического обслуживания активов и инфраструктуры Компании. Например, хотя Компания активно стремится выполнить большую часть этих услуг внутри Компании, значительная часть работ по техническому обслуживанию, связанных с операциями по добыче, разведке и транспортировке, осуществляемыми Компанией, проводится 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.

Государство, которому принадлежит косвенный контроль над Компанией, может содействовать назначению или смещению членов руководства Компании.

Правительство может назначать и отстранять от должности или оказывать влияние на назначение или отстранение от должности руководителей Компании и ее дочерних организаций. К примеру, 6 февраля 2012 года, на должность Председателя Совета директоров Компании был назначен г-н Серик Буркитбаев вместо занимавшего эту должность г-н Шукеев. 22 декабря 2011 года г-н Киинов заменил Болата Акчулакова в должности Члена Совета Директоров и Председателя Правления Банка. Кроме того, 21 июля 2011 года и 2 октября 2012 года, г-н Малик Салигереев и г-н Нурлан Рахметов, соответственно, были назначены в совет директоров в качестве представителей Самрук-Казына. 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, 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

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, что существенно увеличивает капитальные расходы Компании.

Государство требовало в прошлом и может потребовать в будущем осуществления Компанией поставок сырой нефти на местные НПЗ 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 НПЗ для удовлетворения внутреннего спроса на энергоносители, главным образом, в сельскохозяйственном секторе. Кроме того, Государство, через Компанию и ее дочернюю организацию КМГ RM, 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 на праве собственности доверительного управления, принятых резолюцией № 80 Совета директоров Самрук-Казына от 26 мая 2012 года («**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. Кроме того, правительство регулирует цены на некоторые нефтепродукты, которые Компания продает по ценам ниже международных рыночных цен, а также количество таких продуктов, которые будут проданы, а также клиентов, которым такие объекты будут проданы, которая не может быть в соответствии с выгодным балансом продукции для 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 2013 года Государство ввело временный запрет на экспорт бензина и дизельного топлива из Казахстана для стабилизации цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. Эти запреты продолжались, и Компания не может дать никаких гарантий, что не будет налагаться дополнительный запрет, несмотря на увеличение спроса на нефтепродукты. Правительство также устанавливает максимальные розничные цены на некоторые виды бензина и дизельного топлива. 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. Новый Закон о недропользовании, заменив предыдущий закон, был принят Парламентом в июне 2010 года. Этот закон усиливает контроль правительства над природными ресурсами, включая добычу нефти и газа.

Государственные органы в Казахстане вправе проверять и периодически проверяют соблюдение Компанией положений Контрактов на недропользование, и, соответственно, 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, в то время как данные по запасам, использованные для расчета консолидированных расходов Компании на износ, истощение и амортизацию для целей финансовой отчетности взяты из отчетов, подготовленных в соответствии с Системой Управления ресурсами нефти (далее - PRMS), исполненных независимым консультантом нефтяного машиностроения. Как было сделано в предыдущие годы, в 2012 году РД КМГ инициировал открытый тендер, привлекая консультанта, который делал бы доклад о таких ресурсах. В

результате этого тендера, в 2012 году было привлечено больше различных консультантов, чем в 2011 году. На дату 2012 года не было окончательного доклада финансовой отчетности РД КМГ и, соответственно, расчёт на износ, истощение и амортизации данных для РД КМГ по состоянию на 31 декабря 2012 была основан на оценки запасов, подготовленных в соответствии с PRMS по состоянию на 31 декабря 2011 года.

Как отмечалось выше, подсчет запасов – это сомнительное задание, и при анализе одних и тех же данных различные консультанты могут приходиться к существенно отличающимся выводам. Финансовый отчет нового консультанта, нанятого РД КМГ, отсутствует в настоящем Базовом Проспекте. Не может быть никаких гарантий, что новый консультант будет использовать те же допущения и оценки в определении запасов РД КМГ, какие были использованы предыдущим консультантом и, соответственно, данные о запасах, в конечном счете, отражены в окончательном отчете, подготовленном новым консультантом, на дату выдачи, могут существенно отличаться от данных о запасах, которые были представлены предыдущим консультантом, и использованы Компанией.

Данные, полученные на основе казахстанской методологии, могут существенно отличаться от тех, которые получены с использованием PRMS, стандартов SEC и других международных стандартов, в частности, в отношении того, каким образом и в какой степени, коммерческие факторы принимаются во внимание при расчете запасов. 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 подобны 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 из-за различий между методологией Республики Казахстан и стандартами PRMS и SEC. Потенциальным инвесторам не следует полагаться на заявления прогнозного характера, содержащиеся здесь, 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.

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

На 31 декабря 2012 года, 35% запасов Компании, которые представлены месторождениями, разрабатываемых ОАО Озенмунайгаз («ОМГ») (ранее добычной участок Озенмунайгаз) и ОАО Эмбаунайгаз («ЭМГ») (ранее добычной участок Эмбаунайгаз), полностью принадлежащие дочерним организациям РД КМГ, расположенным в Мангистауской и Атырауской областях в Западном Казахстане, добываются на довольно зрелых месторождениях, и уровень добычи этих запасов со временем сокращается, а добыча из определенных месторождений больше не является конкурентоспособной. 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 приобретения новых продуктивных нефтяных и газовых месторождений, как в Казахстане, так и за рубежом. Такие действия, обычно, включают в себя значительные уровни капитальных расходов на новые технологии и альтернативные методы извлечения запасов из таких месторождений. 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, учитывая 74%, 75% и 86% всех платежей, полученных ИЦА за услуги по транспортировке газа за 2012, 2011 и 2010 годы, соответственно. 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, которые колеблются и находятся вне контроля Компании. К этому относятся 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 – «Агентство по естественным монополиям»). АО «KazTransOil» («КТО»), которая характеризуется как естественная монополия, взимает с дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании, а также с поставщиков, фиксированные тарифы за прокачку по ее трубопроводным системам. После утверждения, тарифы продолжают действовать с предоставлением Компании права обращаться в Агентство по естественным монополиям с запросом о пересмотре и изменении таких тарифов. Агентство по естественным монополиям 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 неестественно 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, СП ТОО «КазРосГаз» (далее – «КазРосГаз»), КСКП СП ТОО «Казгермунай» (далее – «Казгермунай»), АО «Мангистаумунайгаз» (далее – «ММГ»), и с июня 2012 года Компания имеет 10% долевого участия в КРО, консорциуме, действующем в рамках соглашения о совместной деятельности.

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 последние годы, Компания стала участницей нескольких крупных совместно контролируемых предприятий, либо осуществляла инвестиции совместно с китайскими предприятиями, контролируемые 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) «PetroKazakhstan Inc.» (далее – «PKI»), нефтедобывающую компанию, большинство акций которой принадлежит «China National Petroleum Corporation» (далее – «CNPC»), (ii) CCEL, совместное предприятие с «CITIC Resources Holding Limited» (далее – «CITIC»), (iii) СП ТОО «Трубопровод Казахстан-Китай» (далее – «ТКК»), совместно контролируемое предприятие с «China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation» (далее – «CNODC»), которое было учреждено для строительства и эксплуатации трубопровода «Казахстан-Китай» (далее – «Трубопровод КК»), (iv) ТОО «Asia Gas Pipeline» (далее – «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) ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» (далее – «BSGP»), совместное предприятие между АО «КазТрансГаз» (далее – «КТГ») и CNPC для строительства и использования Газопровода «Бейнеу-Шымкент», (vi) ММГ, нефтедобывающую компанию, находящуюся в собственности компании «Mangistau Investments B.V.» (далее – «MIBV»), которая является совместным предприятием с компанией «CNPC Exploration and Development Company Ltd» (далее – «CNPC E&D»), где каждому участнику принадлежит 50% доли участия и (vi) СП АО «MunayTas North West Pipeline Company» (далее – «МунайТас»), являющейся оператором трубопровода Кенкияк-Атырау, и в которой CNPC E&D владеет 49% долевого 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 сохранятся 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 может 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.

Деятельность Компании подвержена экологическим рискам, характерным во всех проявлениях ее деятельности, в том числе 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 расходы на очистку 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 среды. 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 км².

Законодательная база, связанная с вопросами защиты окружающей среды, охраны здоровья и техники безопасности, продолжает развиваться в Казахстане. 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. Кроме того, Таможенный союз ввел сроки на соответствие Евро-4 и Евро-5 экологических требований к 2015 году и 2016 году, соответственно. Компания не может дать никаких гарантий, что законодатели Казахстана или Таможенный союз не будет вводить дополнительные, более жесткие, экологические требования для Компании. 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.

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 или экологических разрешений, 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 Петромида 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.

Кроме того, в марте 2009 года Президент Республики Казахстан подписал закон о ратификации Киотского протокола к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (далее – «**Киотский протокол**»), который предназначен для ограничения или отказа от выбросов парниковых газов, таких как двуокись углерода. Реализация Киотского протокола в Республике Казахстан может оказать влияние на экологическое регулирование в Республике Казахстан. Эффект от такой ратификации в других странах до сих пор неясен, соответственно, потенциальные затраты на соблюдение требований, связанных с Киотским протоколом неизвестны и могут быть значительными. Тем не менее, подобный эффект будет увеличить расходы на электроэнергию и транспортировку, ограничивающие уровни выбросов, и наложит дополнительные расходы на выбросы сверх допустимых уровней и увеличение издержек на составление мониторинга, финансовой отчетности. Увеличение этих расходов 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 дочерних организаций, совместно контролируемых и ассоциированных предприятий 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 31 декабря 2012 года, 2,7 млн. тонн. 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 Республики Казахстан (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 3,5 млн. тонн серы и произвело 2,1 млн. тонн серы в 2012 году. Хотя все вопросы в отношении штрафов, наложенных на ТШО в прошлом относительно хранения серы, были решены, нет никаких гарантий, что в будущем ТШО не понесет наказания и тем самым сможет оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

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 геологических сложностей, возникающих в Каспийском бассейне, а также вследствие того, что Каспийское море не впадает в океан, в регионе имеется лишь несколько поставщиков услуг, которые имеют соответствующее оборудование для бурения на море. Работающие в регионе нефтяные операторы в настоящее время проходят длительный период разработки 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, некоторые из разрешений в области разведок Компании ограничены, такие как глубина бурения.

Кроме того, в рамках программы Компании по разведке сырой 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, несколько раз откладывалось на значительный период. Хотя в настоящее время начало коммерческой добычи ожидается во втором квартале 2013 года, не может быть никаких гарантий, что дальнейшие задержки, либо на месторождении Кашаган, либо в другом месте, не произойдут.

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 повреждениям 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.

Значительные 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, компания «Ernst & Young LLP» - 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 принимаемые 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.

Компании необходимо соответствовать определенным финансовым и другим ограничительным условиям.

Компания должна соблюдать определенные финансовые и другие ограничительные условия в соответствии с условиями ее задолженности, которые ограничивают способность заимствовать и ввести другие ограничения для Компании. События, которые вне контроля Компании, в определенной степени, повлияли на способность компании выполнять свои финансовые обязательства и исследования в соответствии с условиями своей задолженности. Например, две дочерних организации Компании не были в соответствии с финансовым обязательством по состоянию на 31 декабря 2012 года (См. примечание 38 к финансовой отчетности за 2012 год). Руководство Компании не может дать никаких гарантий, что Компания будет в состоянии соответствовать требованиям исследования, введенным финансовыми и другими ограничительными условиями в соответствии с условиями своей задолженности. Если Компания не в состоянии соблюдать ограничения и соглашения в отношении своей нынешней или будущей задолженности и других соглашений, это может привести к невыполнению денежных обязательств в соответствии с условиями этих соглашений. В случае невыполнения обязательств по этим соглашениям, стороны могут прекратить выполнение своих обязательств по дальнейшему займу Компании, или в отношении увеличения кредита, или выплатить всю сумму кредита с наступлением срока платежа и задолженность, инициирующие события дефолта в других финансовых соглашениях, в том числе согласно Условиям выпуска Облигаций. Если любое из этих событий произойдет, то Компания не может гарантировать, что ее активов будет достаточно для погашения в полном объеме всех своих задолженностей, или о том, что Компания будет в состоянии обеспечить альтернативные источники финансирования. Даже если Компания может получить альтернативное финансирование, руководство Компании не может гарантировать, что такое финансирование будет на условиях, которые благоприятны или приемлемой для 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 аффилированным 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, аварийных скважин, 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 расширенное 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. 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 денежных потоков и расходов. Более того, даже если Компания сможет эффективно интегрировать вновь приобретенные предприятия, результаты и сокращение расходов и издержек, ожидаемые от объединения, могут на самом деле не произойти, и, соответственно, фактическая норма прибыли может оказаться ниже ожидаемой. Любая неспособность

эффективно интегрировать прошлые или будущие приобретения для привлечения и удержания квалифицированных менеджеров, для осуществления надзора за такими приобретениями, либо реализации синергии или контроля расходов может отрицательно повлиять на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Правительство назначило КТГ в качестве «национального оператора» для транспортировки газа.

Закон Республики Казахстан «О газе и газоснабжении» (№ 532-IV, от 9 января 2012 г.) («Закон о газе») создал концепцию «национального оператора» для транспортировки газа, и КТГ был назначен в качестве этого оператора. КТГ, как национальный оператор, давно имеет приоритетное право на покупку всего попутного газа, добываемого в Республике Казахстан (от имени государства) по установленной цене, который будет потом продаваться с надбавкой на внутреннем рынке, с целью использования значительной части надбавки для модернизации и расширения внутренней сети. Нет никакой гарантии, что КТГ останется национальным оператором, или что правительство, в этой компетенции, ограничит КТГ сроками и условиями. Соответственно, существует неопределенность относительно того, какое влияние создание «национального оператора» будет иметь на КТГ, и как следствие, на Компанию в будущем. Кроме того, существует неопределенность в том, что установленная цена окажет влияние на производство Компании и развитие активов в будущем. Низкие цены могут оказать существенное негативное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Компания провела и рассматривает возможность дальнейших внутренних реорганизаций.

Компания провела реорганизацию и рассматривает вопрос о дальнейшей реорганизации некоторых аспектов своей корпоративной структуры, в целях, в частности, для повышения эффективности и снижения затрат. Например, в декабре 2011 года, Компания завершила перестройку КМГ RM, в соответствии с которой, весь акционерный капитал KazMunaiGaz PKOP Investment B.V. (далее – «**КМГ РКОР**»), посредника материнской компании Ромпетрол Group, был переведен к дочерней организации Компании Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A. Кроме того, после беспорядков на предприятии Озенмунайгаз, в декабре 2011 года РД КМГ провела внутренний процесс перестройки, который включал в себя переход предприятий Озенмунайгаз и ЭмбаМунайГаз (ОМГ и ЭМГ) в отдельные юридические лица, которые являются собственностью РД КМГ. Такая реорганизация требовала и может продолжать требовать, использование значительных внутренних ресурсов и внимания со стороны руководства Компании, оба из которых могли бы быть, в иных случаях использованы по другим вопросам и проектам. Не может быть никаких гарантий, что любые дальнейшие реорганизации, в случае своей реализации будут успешными на повышение эффективности или снижения затрат или не будут сталкиваться с другими барьерами к завершению, которые Компания пока еще не ожидает. Неспособность удачно осуществить любую могут оказать существенное негативное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Финансовые результаты Ромпетрол за каждый год, закончившийся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг., были отрицательными и негативно отразились на результатах операций Компании по переработке и сбыту нефти, причем данная ситуация может иметь место и в будущем.

Компания Ромпетрол не приносила прибыли с момента приобретения Компанией. Ромпетрол понесла чистые убытки на сумму в 155,9 млн. долларов США, 236,8 млн. долларов США, 178,1 млн. долларов США на конец года, закончившийся 31 декабря 2012, 31 декабря 2011 и 31 декабря 2010 года, соответственно. Отрицательные результаты Ромпетрол в 2012, 2011 и 2010 годах усилились изменчивостью внешних и внутренних цен на сырье и готовой продукции, а также снижением маржи по переработке готовой продукции. Колебания валютных курсов, затраты на рабочую силу и программа постоянного капиталовложения Ромпетрол также имеют негативное влияние на результаты Ромпетрол. Хотя Компания и руководство Ромпетрол полагают, что эти проблемы в большей степени удалось решить, Компания не может быть уверена в том, что Ромпетрол не будет продолжать нести убытки в 2013 году и в последующие годы, что также будет оказывать негативное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании. Кроме того, в ближайшие годы может потребоваться рефинансирование определенных задолженностей, созданных Ромпетрол. Не может быть никаких гарантий того, что Компания не будет обязана предоставить финансирование или гарантии для покрытия всей или части такого рефинансирования или, что Ромпетрол будет в состоянии обеспечить такое финансирование на выгодных или приемлемых условиях, если таковое вообще будет.

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

По состоянию на 31 декабря 2012 года гудвил Компании составлял 135 млрд. тенге в сравнении с 135,1 млрд. тенге на 31 декабря 2011 года. Пересмотр стоимости гудвила и других нематериальных активов на предмет их обесценивания осуществляется ежегодно или более часто, если какие-либо события или изменившиеся обстоятельства указывают на то, что балансовая стоимость гудвила может обесцениться.

Компания не зафиксировала обесценивание стоимости гудвила за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Компания зарегистрировала обесценивание стоимости гудвила в сумме 2,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года в связи с приобретением Батумского порта и нефтеналивного терминала. При проведении проверок на обесценивание от Компании требуется произвести оценку экономических выгод использования соответствующих единиц, генерирующих денежные потоки, к которым относится гудвил. 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 была проведена проверка на обесценивание, 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 гудвила. Любое такое снижение может существенно негативно повлиять на стоимость активов, финансовое положение и результаты деятельности Компании. Не может быть никаких гарантий относительно отсутствия какого-либо существенного обесценивания гудвила в будущих периодах.

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 потребуются, помимо 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 услуг, предоставляемых Компанией. 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 в связи с влиянием мирового финансово-экономического кризиса на международных и внутренних фондовых рынках, привели к падению ликвидности и возросшим премиям риска 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 этот сбой, сокращение доступных кредитных средств или возросшей стоимости финансирования, что может привести 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, любые факторы, которые влияют на уровень доверия инвесторов, (например, снижение кредитных рейтингов, вмешательство государства или центрального банка) могут повлиять на стоимость и доступность финансирования для предприятий, работающих в условиях таких рынков.

Инвесторы, осуществляющие инвестирование в таких странах с развивающейся экономикой, как Казахстан, должны учитывать, что эти рынки подвержены большему риску, чем более развитые рынки, 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 проявлять особую осторожность 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. Инвесторам настоятельно рекомендуется обратиться за консультацией к своим юридическим и финансовым консультантам до принятия какого-либо решения об осуществлении инвестиций в какие-либо Облигации.

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 источникам внешнего 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 воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Большинство операций Компании осуществляется, и существенная часть активов 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 бывшего Советского Союза. С тех пор, в Казахстане происходили существенные изменения под руководством Президента Нурсултана Назарбаева, в том числе переход от централизованной командной экономики к рыночной экономике. Переход изначально осуществлялся в условиях политической нестабильности и напряженности, застойной экономики с высокой инфляцией, нестабильной местной валютой и быстрыми, но не окончательными, изменениям законодательной базы. Тем не менее, Казахстан активно осуществляет программу экономических реформ, посредством приватизации государственных предприятий и отмены регулирования цен, что является шагом вперед в развитии по сравнению с некоторыми другими бывшими Советскими Республиками. Под руководством Президента Назарбаева, Казахстан двинулся к рыночной экономике, и, как таковой, был награжден должностью председателя в Организации по безопасности и сотрудничеству в Европе («ОБСЕ») за 2010 календарный год. Если нынешняя администрация поменяет свою точку зрения, или, в случае изменения в администрации, то будущая администрация будет иметь другую точку зрения, что может оказать негативное влияние на экономику в Казахстане. Изменения в экономике Казахстан, в

том числе в собственности, налогообложения или регулирования или иные изменения могут оказать существенное негативное влияние на бизнес компании, финансовое состояние, результаты деятельности и перспективы. Изменения в экономике Казахстана, включая собственности, налогообложения, регулирования или иные изменения могут оказать существенное воздействие на деятельность, финансовое положение, результаты деятельности и перспективы развития Компании.

Казахстан зависит от соседних государств, в отношении доступа к мировым рынкам для экспорта различной продукции, в том числе нефти, природного газа, стали, меди, ферросплавов, железной руды, алюминия, угля, свинца, цинка и пшеницы. Соответственно, экспортные возможности Казахстана зависят от сохранения хороших отношений с соседними странами. Любое значительное ограничение 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. Кроме того, политические волнения в регионе Центральной Азии, такое, как, например, было ощутимо в соседней стране Кыргызстан в 2010 году, может оказать негативное воздействие на Казахстан.

С момента прекращения существования Советского Союза, многие бывшие Советские Республики переживали периоды политической нестабильности, общественных беспорядков, военных действий, изменений составов правительств, а также акты насилия. В Казахстане был только один президент, Нурсултан Назарбаев, которому исполнилось 72 года по состоянию на дату настоящего Базового проспекта. Под руководством президента Назарбаева, основы рыночной экономики удерживали позиции, включая приватизацию государственных активов, либерализацию контроля движения капитала, налоговые реформы и развитие пенсионной системы, и страна в значительной степени освободилась от политического насилия. В 2007 году, Парламент Республики Казахстан изменил Конституцию Казахстана, чтобы позволить президенту Назарбаеву переизбираться на должность президента неограниченное количество раз. Поправки в 2007 году позволили переизбраться президенту Назарбаеву по окончании срока его полномочий в 2011 году. В апреле 2011 года, на выборах, Президент Назарбаев был избран вторично с 95,5% голосов на новый пятилетний срок.

Если учесть что, Казахстан не имел передачи президентской власти, и что не существует очевидного преемника г-на Назарбаева, то нет никаких гарантий, что любая преемственность повлечет за собой плавную передачу полномочий и экономической политики. Таким образом, если он будет не в состоянии завершить свой нынешний срок полномочий по какой-либо причине или если новый президент будет избран на следующих выборах, то политическая ситуация и экономика Казахстана могут стать нестабильными и инвестиционный климат в Республике Казахстан может ухудшиться, что может оказать существенное негативное влияние на деятельность, финансовое положение, результаты деятельности и перспективы развития Компании. Поскольку в настоящее время нет очевидного преемника, то речь идет о потенциальной причине нестабильности в Казахстане. Система деятельности в Казахстане может поменяться, если у будущего президента, который избирается, будут другие политические взгляды. Политическая нестабильность в Казахстане или изменения в его собственности, налогообложении, регулировании или иные изменения могут оказать существенное негативное влияние на деятельность, финансовое положение, результаты деятельности и перспективы развития Компании.

По данным Статагенства темпы роста ВВП снизились до 1,2% в 2009 году. Тем не менее, в 2010 году, ВВП начал восстанавливаться, увеличившись на 7,0%, на 7,5% в 2011 году и на 5,0% в 2012 году. Такие данные демонстрируют признаки восстановления экономики, хотя и не может быть никакой гарантии, что такое финансовое положение не ухудшится снова или продолжится бесконечно.

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. В то время, 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 НБРК 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

– АО БТА Банк и АО Альянс Банк (далее – «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. В январе 2012 года, БТА Банк был не в состоянии произвести выплаты процентов держателям старших облигаций, выпущенные в рамках его реструктуризации, завершённой в 2010 году, и впоследствии условий для повторной реструктуризации, завершённой в 2012 году. Реструктурированные банки находятся на относительно раннем этапе пост-реструктуризации, и неясно, окажутся ли успешными все усилия по реструктуризации в отношении Казахского финансового сектора, и какое влияние это окажет на перспективы казахстанских банков и их клиентов, в том числе Компании. Сектор жилищного и гражданского строительства и предприятия малого и среднего бизнеса пострадал 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. Компания надеется, что Самрук-Казына даст поручение всем предприятиям, которые она контролирует, в том числе Компании, ограничить их депозиты в международных банках до 10% от общей суммы вкладов на 1 января 2015 года. Если программа будет реализована, воздействие казахстанского банковского сектора Компании будет увеличиваться. В случае, если казахстанский банковский сектор столкнется с трудностями, это может привести к фактическому или юридическому замораживанию всей или части денежных средств Компании, которые могут оказать существенное негативное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Казахстан сохраняет стабильный кредитный рейтинг с апреля 2010 года. Любые понижения, однако, скорее всего, приведут к понижению рейтингов компании. До апреля 2010 года, кредитный рейтинг Компании подвергался воздействию изменений суверенного рейтинга и других событий в Казахстане. Например, агентство Moody's понизило рейтинг Компании в 2009 году по причине снижения рейтинга казахстанской национальной валюты. Кроме того, в июле 2009 года S&P снизило долгосрочный кредитный рейтинг Компании по причине влияния, которое оказывает на Компанию негативная ситуация в неблагополучном банковском секторе Казахстана. Кроме того, кредитные рейтинги Компании часто поддавались влиянию реальных изменений рейтинга в отношении кредитных рейтингов Казахстана. В декабре 2010 года и ноябре 2012 года, S&P и Fitch, соответственно, повысили долгосрочные кредитные рейтинги Компании, после изменения прогноза по суверенному рейтингу. Любое будущее понижение суверенного кредитного рейтинга Казахстан и проблемы ликвидности в экономике Казахстан могло негативно повлиять на его экономическое развитие, что, в свою очередь, оказало существенное негативное влияние на перспективы Компании, ее бизнес, финансовое состояние и результаты деятельности.

Кроме того, дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании в большинстве регионов являются крупнейшими работодателями в городах, в которых они работают. 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 воздействие 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 в законодательные акты о валютном регулировании в Казахстане, который вступил в действие 10 августа 2009 года. Президенту Казахстана предоставлены полномочия на осуществление специальных мероприятий и в условиях угрозы экономической стабильности страны, 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 НБРК; (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, Президент может устанавливать иные требования и ограничения на валютные операции, если экономическая стабильность Казахстана находится под угрозой.

Несмотря на то что, новый валютный режим не может ограничивать обязательства резидентов по погашению валютных займов, Казахстан соблюдает свои обязательства по Уставу МВФ как член этой организации. Президент не ссылается на положения этих поправок на дату настоящего Базового проспекта. Таким образом,

неясно, как новый валютный режим, в конечном счете, повлияет на Компанию. Однако, значительные ограничения на сделки, заключаемые Компанией в иностранной валюте, могут существенно оказать неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

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, и остается потребность значительных инвестиций во многих отраслях экономики Казахстана, в том числе инфраструктуры 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 и администрирования налогов продолжением процесса приватизации. Однако, не может быть никаких гарантий того, 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.

Кроме того, Правительство приступило к осуществлению своей программы «Народного публичного предложения акций (IPO)», в целях стимулирования внутреннего рынка акций, и предоставления общественности возможности иметь прямую долю в благосостоянии Казахстана. В декабре 2012 года, примерно 9,99% акций КТО были проданы инвесторам в Казахстан, как часть этой программы. КTG также назван как вероятная цель для включения в программу «Народного IPO», хотя пока не объявлено никаких планов в отношении этого. Нет никаких гарантий, что эта программа будет завершена.

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 может 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. В 2000 году Правительство создало Национальный фонд Республики Казахстан («**Национальный фонд Республики Казахстан**») для поддержки финансовых рынков и экономики Казахстана в случае любого падения нефтяных доходов. 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 находится 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» и «Большинство операций и существенная часть активов Компании осуществляется и находится на территории Казахстана; в связи с чем, Компания в значительной степени зависит от экономических и политических условий в Казахстане».

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, 60 долларов США за баррель на 2011-2012 годы и 90 долларов США за баррель на 2013 год, так как цены на нефть начали восстанавливаться. Хотя цены на нефть марки Brent увеличились в целом максимум до 128 долларов США за баррель в 2012 году, на 19% больше по сравнению с ценами в конце декабря 2011 года, не может быть никаких гарантий, что дальнейший пересмотр национального бюджета не потребует в свете продолжающейся волатильности цен на нефть.

Хотя ВВП продолжает расти в постоянных ценах после принятия политики плавающего обменного курса в апреле 1999 года, не может быть никаких гарантий, что ВВП будет продолжать расти, и любое замедление темпов роста ВВП может отрицательно сказаться на развитии Казахстана и, в свою очередь, деятельности, финансовом состоянии, результатах деятельности и перспективах развития Компании.

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, введенным в действие с 1 января 2009 года («Налоговый кодекс 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, с дальнейшими поправками, предусматривает снижение ставок по отдельным налогам, в том числе снижение ставки корпоративного подоходного налога с 30% в 2008 году до 20% в 2009, 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, хотя в 2012 году размер арендной платы налога, уплаченного Компанией выросла на 6,7% по сравнению с 2011 годом. Летом 2010 года, Правительство заново ввело экспортные пошлины на нефть в размере 20 долларов США за тонну. Правительство увеличило этот показатель до 40 долларов США за тонну с 1 января 2011 года, и еще раз до 60 долларов США за тонну, начиная с 2 апреля 2013 года. Компания надеется, что дальнейшее увеличение на экспортную таможенную пошлину позволит значительно увеличить

свои цены на экспорт и снижения рентабельности. Кроме того, ставки экспортной таможенной пошлины на светлые и темные нефтепродукты, в ряде случаев, были также увеличены. Правительство, на основании повышения ставки, которое вступило в силу 1 января 2012 года, увеличило ставку экспортной таможенной пошлины с 143,54 долларов США до 164,97 долларов США за тонну для светлых нефтепродуктов, и с 95,69 долларов США до 109,98 долларов США за тонну для темных нефтепродуктов. В сентябре 2012 года, правительство ввело дальнейшее увеличение ставок экспортных таможенных пошлин на светлые и темные нефтепродукты до 168,88 долларов США за тонну и 112,59 долларов США за тонну, соответственно. Нет никакой гарантии, что повторное введение экспортной пошлины на нефть не будет иметь значительный эффект в последующих годах.

В соответствии с Налоговым кодексом 2009 года также пересмотрен налог на сверхприбыль. 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, занимающийся добычей и разведкой нефти. Превыщая 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 с 2009 года налагается по ставке от 5 до 18%. 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 результате изменений, внесенных в Налоговый кодекс 2009 года с последующими поправками, в частности в результате нового налога на добычу полезных ископаемых, особенно увеличения цен на нефть, повторное введение и увеличение ставки экспортной пошлины и пересмотр налога на сверхприбыль, налоговое бремя на нефтегазовую промышленность выросло в 2011 и 2012 годах. Кроме того, ожидается, что налоговое законодательство в Казахстане будет продолжать развиваться, что может привести к дополнительным налогам, подлежащим уплате Компанией. 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.

Налоговая система Казахстана все еще находится в переходном периоде, и не может быть никакой гарантии, что новые налоги и пошлины или новые налоговые ставки не будут введены в течение срока действия Программы. Дальнейшие изменения в режиме подоходного налога может дать Компании право выкупить облигации до их установленного срока погашения.

В феврале 2009 года НБРК осуществил девальвацию тенге на 18%, любая дальнейшая девальвация тенге может оказать существенное неблагоприятное воздействие на Компанию и государственное регулирование финансов и экономики Казахстана.

Хотя Тенге конвертируется для операций по текущим счетам, он не является полностью конвертируемой валютой для целей операций по счетам капитальных затрат за пределами Казахстана. С момента принятия НБРК политики плавающего обменного курса для тенге в апреле 1999 года, тенге испытал значительные колебания. Тенге за последние десять лет в целом подорожал по отношению к доллару США до введения НБРК девальвации в феврале 2009 года. С февраля 2009 года тенге стабилизировался. На 31 декабря 2012 года, по данным Казахстанской фондовой биржи (KASE) официальный курс обмена тенге к доллару США составлял

150,75 тенге за 1 доллар США, в то время как 31 декабря 2011 года официальный курс обмена тенге к доллару США составлял 148,40 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 займов 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.

Кроме того, не может быть никаких гарантий, что НБРК будет поддерживать свою политику регулируемых обменных курсов. Любые изменения в курсовой политике НБРК могут оказать негативное влияние на государственные финансы и экономики Казахстана, что может, в свою очередь, оказать существенное негативное влияние на деятельность, финансовое положение, результаты деятельности и перспективы развития Компании.

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.

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 изменения, 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 основой казахстанской экономики и перспективой ее дальнейшего развития. Можно ожидать, что нефтегазовая промышленность будет оставаться в фокусе внимания и дебатов. В схожих обстоятельствах в других развивающихся странах нефтяные компании испытывают риск экспроприации или ре-национализации, 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 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»*.

Летом 2010 года, Правительство заново ввело экспортные пошлины на нефть в размере 20 долларов США за тонну. Правительство увеличило эту ставку до 40 долларов США за тонну с 1 января 2011 года, и еще раз до 60 долларов США за тонну, начиная с 2 апреля 2013 года. Кроме того, ставки экспортных пошлин на светлые и темные нефтепродукты также были увеличены в ряде случаев. На основании повышения ставки, которая вступила в силу 1 января 2012 года, правительство увеличило ставку экспортных пошлин с 143,54 долларов США до 164,97 долларов США за тонну для светлых нефтепродуктов, и ставку экспортных пошлин с 95,69

долларов США до 109,98 долларов США за тонну для темных нефтепродуктов. В сентябре 2012 года правительство ввело дополнительное увеличение ставок экспортных пошлин на светлые и темные нефтепродукты до 168,88 долларов США за тонну и 112,59 долларов США за тонну, соответственно. Компания ожидает, что такое увеличение экспортных пошлин позволит значительно увеличить своих цен на экспорт и снижения рентабельности. Однако, не может быть никакой гарантии, что дальнейшее повышение экспортной пошлины на нефтепродукты не произойдет или иметь значительный эффект в последующих годах.

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. Этот запрет продолжает действовать на дату настоящего Базового проспекта. Целью запрета является защитить местных потребителей от растущих цен на нефтепродукты, таких как дизельное топливо и бензин, путем устранения иностранного спроса на такие продукты, который, как предполагалось, и поднимал цены на внутреннем рынке. 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 может негативно отразиться на деятельности, перспективах развития, финансовом положении, денежных потоках или результатах деятельности Компании.

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, основываются на знаниях и анализе, проведенном руководством Компании с использованием информации, полученной из неофициальных источников. Компания точно воспроизвела такую информацию и, насколько известно, Компания осознает и способна установить по информации, опубликованной третьими лицами, что никакие факты не были опущены, которые могли бы породить неточную или вводящую в заблуждение информацию. Тем не менее, потенциальным инвесторам рекомендуется рассматривать эти данные с осторожностью. Не была проведена какая-либо независимая проверка такой информации, в связи с чем, имеется неопределенность относительно полноты или надежности такой информации, которая не составлялась специально в связи с подготовкой настоящего Базового проспекта.

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.

Гарантия, при необходимости, будет структурно подчинена кредиторам дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных предприятий Компании.

В случае, если KMG Finance является Эмитентом Облигаций, выпущенных в рамках Программы, такие Облигации должны быть гарантированы Компанией по Гарантии. Гарантия является исключительно обязанностью Компании. Дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные предприятия

Компании являются отдельными и независимыми юридическими лицами, и они не обязаны производить платеж какой-либо суммы, причитающийся по Облигациям или Гарантии или предоставить наличные средства, имеющиеся для этих целей, будь то дивиденды, размещение ценных бумаг, кредиты и другие платежи.

В последние годы значительное количество денежных потоков Компании было получено из дивидендов, выплачиваемых дочерними организациями, совместные предприятия и ассоциированные предприятиями Компании; однако, если дочерним организациям, совместным предприятиям и ассоциированным предприятиям Компании потребуется финансирования капитальных затрат или других расходов или штрафов, в том числе экологические штрафы, кроме того, без наличных денег, то будущие дивиденды Компании могут снизиться. Компания не может дать никаких гарантий, что будущие дивиденды от дочерних организаций, совместные предприятия и ассоциированные предприятий Компании, будут того же масштаба, как дивиденды, полученных за последние несколько лет.

Кроме того, права Компании на получение любых активов из дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий Компании по их ликвидации или реорганизации, и исходя из этого права держателей гарантии на участия в этих активах, будут эффективно подчинены требованиям кредиторов этих дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий, в том числе торговых кредиторов. Кроме того, даже если бы Компания была кредитором для любых из своих дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий, права Компании, как кредитора, зависели бы от любого обеспечительного права в активах дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий Компании и от любой задолженности старших организаций, принадлежащих Компании.

Облигации с правом погашения соответствующим 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, как правило, может быть не в состоянии reinvestировать 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 reinvestирования с учетом иных возможностей для инвестирования, имеющихся на определенный момент времени.

Частично оплаченные Облигации.

Соответствующий 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 обратной плавающей ставкой

Облигации с обратной плавающей ставкой имеют ставку вознаграждения, равную фиксированной ставке минус ставка, основанная на какой-либо справочной ставке (LIBOR или EURIBOR). 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 преобладающих 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 спреда 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 100 000 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 ликвидным в достаточной степени. 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 договоренности с Дилером (-ами) и не предусмотрено в Окончательных условиях, Компания будет использовать все Облигации, выпущенные Компанией и KMG Finance в рамках Программы, которые будут приняты в официальный список KASE в категории «долговые ценные бумаги с рейтингом» (высшая категория), никакие Облигации, выпущенные в рамках Программы, не могут быть выданы или переданы без предварительного согласия со стороны FMSC.

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 стоимость облигаций может быть неустойчивой.

Рыночная стоимость облигаций может быть подвержена значительным колебаниям под влиянием фактических или ожидаемых изменений в результате деятельности Компании и ее конкурентов, неблагоприятного развития бизнеса, изменений в нормативно-правовой среде, в которой осуществляет свою деятельность Компания, 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 Компании. 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.

Финансовый кризис 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.

Компания учреждена в Казахстане и подчиняется Закону о банкротстве Казахстана. Казахстанский Закон о банкротстве может запрещать Компании 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 позволяют 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 процедуры банкротства с нарушением законодательства Казахстана или (ii) в течение трех лет до 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.

Кроме того, есть вероятность того, что действия недавно принятого законодательства о реструктурировании может также быть распространено на небанковские институты, которые могут 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 представляет определенные риски, связанные с конвертацией валют, если показатели финансовой деятельности инвестора выражаются главным образом в другой валюте или валютной единицы (далее - **Валюта Инвестора**) отличной от Установленной валюты. Эти риски включают риск того, что обменные курсы валют могут существенно измениться (включая изменения, связанные с девальвацией Установленной Валюты или переоценки Валюты инвестора) и риск того, что органы власти, обладающие юрисдикцией в отношении Валюты инвестора, могут установить или изменить валютное регулирование. Кроме того, такие риски в целом зависят от экономических и политических событий, которые Эмитент 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 наличие установленной иностранной валюты на момент выплаты основной суммы долга или вознаграждений, если такие имеются, по Облигациям. В результате инвесторы могут получить вознаграждения или основной суммы, чем ожидалось или не получить вообще никакого вознаграждения или основной суммы. Даже в случае отсутствия фактического валютного регулирования, есть вероятность того, что Установленная валюта для какой-либо конкретной Облигации, денонмированной 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 не известен, 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 превалярующая 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 ставкой.

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

Кредитные рейтинги Компании 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 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 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 Штатов, 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 Договору доверительного управления, 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 поставщиком услуг и/или клиринговой организацией, используемой инвестором. Такое лицо или организация может взимать плату за открытие и ведение инвестиционного счета, перевод Облигаций, оказание депозитарных услуг, выплату процентов 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 учитывать 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 или арбитражные судебные разбирательства в соответствии с Регламентом Международного Арбитражного Суда в Лондоне (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 Тростовый 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 процентов 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 избежании 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 процентов (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.

Выплаты по облигациям могут облагаться налогом в соответствии с Законом США о налогообложении зарубежных счетов.

В отношении к облигациям, выпущенным после (i) 31 декабря 2013 года и (ii) даты, следующей через шесть месяцев после даты, когда окончательные положения Казначейства Соединенных Штатов определяют термин «сквозной зарубежный платеж» и передаются в Федеральный Реестр США (также уместна дата «**Дата повторной сертификации**»), с Эмитента (или Гаранта) может, при определенных обстоятельствах, быть взиматься налог в соответствии с Разделами с 1471 по 1474 Законом США о внутреннем налогообложении 1986 года, с поправками, и положениями, опубликованными под названием («Закон о налогообложении иностранных счетов») налогом США в размере 30% от всех или части выплаты основной суммы и процентов, которые рассматриваются как «сквозной зарубежный платеж», совершенный 1 января 2017 или после, инвестору или другому неамериканскому финансовому учреждению, через которое был осуществлен платёж в облигациях не в соответствии с «Законом о налогообложении иностранных счетов». Если Эмитент выпускает дальнейшие Облигации, после повторной сертификации серий Облигаций, которые были изначально выпущены до или во время повторной сертификации, платежи по таким облигациям будут подлежать налогообложению по «Закону о налогообложении иностранных счетов» и, если первоначально выпущенные Облигации этих серий и дальнейшие облигации неотличимы (что представляется вероятным в случае такой «подключающей» эмиссии), то такие платежи по первоначально выпущенным Облигациям также могут подлежать налогообложению по «Закону о налогообложении иностранных счетов», в случае когда такие дальнейшее Облигации не выпускаются в соответствии с «юридически правомочным повторным открытием» для целей федерального подоходного налога. Применение «Закона о налогообложении иностранных счетов» по отношению к процентам, инвестиционным доходам или другим суммам, выплаченных в Облигациях или с их учетом на данный момент расплывчато. Если сумма с учетом налога США у источника выплаты уменьшается

или изымается из процентов, основной суммы или других выплат по Облигациям вследствие неспособности держателя соответствовать требованиям Закона США о налогообложении иностранных счетов, ни с кого из Эмитентов, других платежных агентов или любых других лиц не будет востребовано в соответствии с Условиями выпуска Облигаций совершение дополнительных выплат в результате уменьшения или удержания такого налога.

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 31 декабря 2012 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 статистике 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.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, объемы добычи Компании составили 21,3 млн. тонн сырой нефти (8,3 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) и 5,2 млрд. м³ газа (1,6 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 21,1 млн. тонн сырой нефти (7,9 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) и 4,5 млрд. м³ газа (0,8 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) за год, закончившийся 31 декабря 2011 года. На конец года, закончившийся 31 декабря 2010 года, объемы добычи Компании составили 21,0 млн. тонн сырой нефти (8,8 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) и 4,6 млрд. м³ газа (0,9 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). Согласно внутренней информации Компании и информации, полученной из Агентства по статистике, объемы добычи Компании по сырой нефти составили 26,9% , 26,3% и 26,4 % от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 годов, соответственно, в то время как объемы добычи Компании природного газа составили 12,9% , 11,5% и 12,3 % от общих объемов добычи природного газа в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 годов.

На 31 декабря 2012 года общая протяженность сетей трубопроводов для транспортировки сырой нефти, владельцем или оператором которых является Компания, составила 5 495 км, а общая протяженность сетей газопроводов, владельцем или оператором которых является Компания, - 11 272 км.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, общие объемы произведенных Компанией продуктов (нефте)переработки составили 13,0 млн. тонн (10,7 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), соответственно, в то время, как в 2011 и 2010 годах общие объемы произведенных Компанией продуктов (нефте)переработки составили 12,6 млн. тонн и 14,3 млн. тонн (10,4 млн. тонн и 12,0 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 2012 года запасы Компании по сырой нефти категорий А+В+С1 составили 787,1 млн. тонн (374,4 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 А+В+С1 составили 463,8 млрд. м³ (274,3 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях).

По состоянию на 31 декабря 2012 года обеспеченность Компании запасами сырой нефти категории А+В+С1 составляла 37,0 лет (45,0 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 89,1 лет (168,3 лет 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 2012 году коэффициент восполнения запасов сырой нефти категорий А+В+С1 Компании (рассчитанный как отношение чистого объема новых доказанных запасов сырой нефти в тоннах к ежегодному объему добычи сырой нефти в тоннах) составил 40% (24,8%, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с 70,1%) (33,5% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2011 году. Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий А+В+С1 Компании в 2012 году по сравнению с 2011 годом произошло, главным образом, из-за того, что Компания не совершила никаких значительных приобретений добывающих активов в 2012 году.

Совокупный доход Компании увеличился на 12,8% до 2 960,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 2 625,3 млрд. тенге за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2011 года. Чистый доход Компании уменьшился на 13,6% до 413,4 млрд. тенге за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2012 года по сравнению с 478,7 млрд. тенге за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2011 года. На 31 декабря 2012 года совокупный доход Компании возрос на 25,1% и составил 2 625,3 млрд. тенге по сравнению с 2 098,9 млрд. тенге в 2010. Чистая прибыль Компании в 2012 году также возросла на 20,6% и составила 478,7 млрд. тенге по сравнению с 397,0 млрд. тенге в 2011 году.

По состоянию на 31 декабря 2012 года, совокупные активы компании составили 6 833,7 млрд. тенге по сравнению с 6 178,0 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 года и по сравнению с совокупными активами на 31 декабря 2010 года, которые составили 5 752,4 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» (далее - РД КМГ)	61,36 ⁽¹⁾	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 47 нефтяных и газовых месторождениях в Западном Казахстане, в том числе на месторождении Узень, запасы которого по состоянию на 31 декабря 2012 года составляли 18,0% от объема запасов сырой нефти Компании. За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2012 года, объемы добычи РД КМГ составили 7,8 млн. тонн сырой нефти и 770,3 тыс. м ³ газа, а по состоянию на 31 декабря 2012 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1 составили 217,4 млн. тонн, а запасы газа категорий А+В+С1 - 60 330 тыс.м ³ .
		<ul style="list-style-type: none"> • <u>ТОО СП «Казгермунай» (далее - Казгермунай) - 50,00%</u> 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 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2012 года, объемы добычи Казгермунай, относимые на счет РД КМГ, составили 1,6 млн. тонн сырой нефти и 257,6 тыс. м³ газа. По состоянию на 31 декабря 2012 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти Казгермунай категорий А+В+С1, относимые на счет РД КМГ, составили 15,6 млн. тонн. • <u>«ПетроКазахстан Инк.» (далее - ПКИ) - 33,00%</u>

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 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2012 года, объемы добычи ПКИ составили 1,8 млн. тонн сырой нефти и 274,3 тыс. м³ газа, относимые на счет РД КМГ. По состоянию на 31 декабря 2012 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти ПКИ категорий А+В+С1 составили 20,5 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 Казгермунай и АО «Тургай-Петролеум», относимые на счет ПКИ, консолидируются с данными по объему добычи и запасам ПКИ, включенными в настоящий Базовый проспект.

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

CCEL - совместно контролируемое предприятие между РД КМГ и компанией «OTIC Resources Holdings Limited» (далее - OTIC), каждой из которых принадлежит 50% доли участия, осуществляющее разработку месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. За 12 месяцев, заканчивающихся 31 декабря 2012 года, объемы добычи CCEL составили 1,0 млн. тонн сырой нефти и 10,0 тыс. м³ газа, а на 31 декабря 2012 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1 составили 25,7 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 А+В+С1, которые на 31 декабря 2012 года составили 28,6% запасов Компании по сырой нефти категорий А+В+С1. За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2012 года, уровень добычи ТШО, относимый на счет Компании, составил 4,8 млн. тонн сырой нефти и 2 540,0 тыс. м³ газа. По состоянию на 31 декабря 2012 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1, относимые на счет Компании, составили 241,0 млн. тонн, а запасы газа категорий А+В+С1, относимые на счет Компании, составили 123 296,0 тыс. м³ газа.

Консорциум Северо-
Каспийского проекта
(далее - КСКП) 16,81

КСКП - консорциум, между Компанией (16,8%), AGIP Caspian Sea B.V (16,8%), ExxonMobil Kazakhstan (16,8%), INPEX North Caspian Sea Ltd (7,6%), Phillips Petroleum Kazakhstan Ltd (8,4%), Shell Kazakhstan Development B.V. (16,8%) и Total EP Kazakhstan (16,8%), который через операторскую компанию занимается разработкой месторождения Кашаган (далее - Кашаган) на Каспийском море. КСКП управляется NCOC - сформированным совместно контролируемым предприятием, созданным бывшими участниками КСКП в той же пропорции долевого участия, что и в КСКП. По состоянию на дату составления настоящего Базового Проспекта ожидается, что добыча на месторождении Кашаган начнется к четвертому кварталу 2013 года. Согласно казахстанской методологии, на 31 декабря 2012 года запасы сырой нефти КСКП категорий А+В+С1, относимые на счет Компании, составили 142,1 млн. тонн, что составляет 18,1% от запасов Компании по нефти категорий А+В+С1, исходя из принадлежащей Компании 16,81% доли участия в КСКП.

АО «Мангистаунаугаз»
(далее - ММГ) 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 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2012 года, уровень добычи ММГ составил 3,0 млн. тонн нефти и 270,7 млн. м³ газа. По состоянию на 31 декабря 2012 года запасы месторождения Каламкас по сырой нефти категорий А+В+С1 оценивались в 37,8 млн. тонн, запасы газа категорий А+В+С1 в 13 679,0 тыс. м³, относимые на счет Компании, и составили 4,8% и 2,9% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий А+В+С1, соответственно. ММГ также осуществляет разработку месторождения Жетыбай, запасы которого, относимые на счет Компании, по состоянию на 31 декабря 2012 года оценивались в 29,5 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 13 084 тыс. м³ газа категорий А+В+С1 и составили 3,7% и 2,8% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий А+В+С1, соответственно.

Karachaganak Petroleum
Operating BEVY. (KPO) 10,00

КРО является консорциумом, действующим в рамках договора о совместной деятельности между Обществом (10%), Группой BG (29,25%), Agip (29,25%), Chevron (18,0%) и ЛУКОЙЛ (13,5%). КРО управляет Карачаганакским месторождением, которое является одним из крупнейших в мире газовых и газоконденсатных месторождений и крупнейшим газодобывающим месторождением в Казахстане. По состоянию на 31 декабря 2012 года, КРО располагало запасами сырой нефти категории А + В + С1 в 13,5 млн. тонн, и запасами газа 75338 м³, приходящимися на долю Компании, что составляет 1,7% и 16,2% запасов сырой нефти и газа Компании по категориям А + В + С1, соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, КРО произвела 0,6 млн. тонн нефти и 860,0 млн. кубометров газа, приходящихся на долю Компании

Транспортные активы

АО «КазТрансОйл»
(далее - КТО)

90,00
(плюс
одна
акция)

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 31 декабря 2012 года протяженность сетей трубопроводов КТО составила 5 495 км с трубами диаметром 0,5 м и 1,8 м. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводной сети КТО составили 50,1 млн. тонн. В декабре 2012г. Компания продала приблизительно 9,99 % акций КТО казахстанским инвесторам, в качестве части Государственной программы «Народное IPO»

• 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 31 декабря 2012 года общая протяженность трубопровода Атасу-Алашанькоу составила 962 км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м. За год, закончившийся 31 декабря 2012, объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу составили 10,4 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. За год, закончившийся 31 декабря 2012, объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Кенкияк-Кумколь составили 4,5 млн. тонн, и эта сумма не включена в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки по нефтепроводам.

• АО СП «Северо-Западная Трубопроводная Компания «МунайГас» (далее - **МунайГас**) - 51.00%

МунайГас - совместно контролируемое предприятие между КТО (51% доля) и компанией «CNPC Exploration and Development Company Ltd.» (далее - **CNPC E&D**) (49% доля). МунайГас 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 31 декабря 2012 года протяженность нефтепровода Кенкияк-Атырау составила 448,8 км с трубами диаметром от 0,5 до 1,8 м. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составили 3,4 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. м³ газа. В 2009 году объем транспортировки по сети газопроводов ИЦА составил 91,1 млрд. м³ 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. м³ в год. Вторая часть проекта была завершена в декабре 2012 года. Строительство третьей части началось в ноябре 2012 года, и предполагается завершится в январе 2016 года. В течение года, закончившегося 31 декабря 2012 года, АГП пропустил 22,8 млрд. м³ газа.

Перерабатывающие активы

АО «КазМунайГаз» 100,00
Переработка и Маркетинг»
(далее - КМГ RM)

- ТОО Газопровод Бейнеу-Шымкент (BSGP) – 50.00%:

BSGP совместно контролируемое предприятие между КТГ и CNPC, каждой из которых принадлежит по 50% доли участия, создано с целью строительства и эксплуатации газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Ожидается, что первая фаза проекта, включающая газопровод Бозой-Шымкент с пропускной способностью 6 млрд. м³ в год, будет завершена к маю 2015 года. Ожидается, что вторая фаза проекта, включающая газопровод Бейнеу-Бозой с пропускной способностью до 10 млрд. м³ в год, будет завершена к концу 2016 года.

КМГ RM (ранее АО «Торговый Дом «КазМунайГаз»») - основное предприятие Компании по переработке, маркетингу и торговле. Через КМГ RM Компания имеет существенную или контрольную долю участия во всех трех основных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана - Атырауском НПЗ, Шымкентском НПЗ и Павлодарском НПЗ. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, объемы производства КМГ RM составили 10,7 млн. тонн продуктов (нефте)переработки.

Основными перерабатывающими активами КМГ RM являются:

- Павлодар

С августа 2009 года КМГ RM 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 25,1% доли участия в АО «Павлодарский НПЗ» - юридическом лице, которое является держателем лицензии на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (остальные 74,9% доли участия в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежат КМГ RM). Компания «Refinery Company RT» сдает в аренду 100% активов, составляющих Павлодарский НПЗ, АО «Павлодарский НПЗ», которое осуществляет эксплуатацию Павлодарского НПЗ. По состоянию на 31 декабря 2012 года проектная мощность Павлодарского НПЗ составила 20 548 тонн нефти в день. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, на Павлодарском НПЗ было переработано 5,1 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 4,3 млн. тонн.

- Атырау

КМГ RM принадлежит 99,53% доли участия в нефтеперерабатывающем заводе, расположенном в г. Атырау в Западном Казахстане (далее - Атырауский НПЗ). На 31 декабря 2012 года проектная мощность Атырауского НПЗ составила 13 698 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 12 993 тонн нефти в день. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, на Атырауском НПЗ было переработано 4,7 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 4,5 млн. тонн.

- Шымкент

КМГ RM через компанию «Валсера Холдингз Би.Ви.» косвенно владеет 49,72% доли участия в ТОО «ПетроказакстанОйлПродактс», которое, в свою очередь, владеет нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в г. Шымкенте в Южном Казахстане (далее - **Шымкентский НПЗ**). На 31 декабря 2012 года проектная мощность Шымкентского НПЗ составила 16 438 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 14 246 тонн нефти в день. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, на Шымкентском НПЗ было переработано 5,2 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки, относимый на счет Компании, составил 4,5 млн. тонн.

- Ромпетрол

Торговая сеть компании Ромпетрол в Румынии, Франции и Испании предлагает ряд видов моторного топлива, изначально поставляемых нефтеперерабатывающим заводом Петромидиа. Она также продает прочие продукты нефтепереработки через различные предприятия, находящиеся под контролем компании Ромпетрол. Rompetrol Group владеет и управляет НПЗ Петромидиа и НПЗ Вега. НПЗ Петромидиа обладает проектной пропускной мощностью в 5.0 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая пропускная мощность составляет 4.0 млн. тонн сырой нефти в год. НПЗ Вега обладает проектной и фактической пропускной мощностью в 0.3 млн. тонн сырой нефти в год. В общем, за год, закончившийся 31 декабря 2012, Ромпетрол произвела 4.4 млн. тонн продуктов нефтепереработки, 3.9 млн. тонн из которых было произведено на НПЗ Петромидиа.

Примечания:

(1) - По состоянию на 1 января 2013 года, как процентное содержание обычных акций с правом голоса РД КМГ.

(2) – Для получения подробной информации о пропускной мощности нефте- и газопроводов Компании смотрите раздел «Деятельность – Транспортировка»

См. Раздел «Деятельность – Корпоративная структура» для ознакомления с организационной структурой Компании. Включающей основных акционерно, совместные предприятия и ассоциированные структуры Компании.

Едиственный акционер и отношения с государством

Компания находится в полном косвенном владении государства. См. раздел «Акционерный капитал, едиственный акционер и сделки с третьими сторонами - 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 их исполнения. В 2013 году Правительство согласилось снизить дивидендные выплаты Компании до 15 % на 2013 год в связи со значительными расходами Компании на капиталовложения по инвестиционному плану и приближающимися сроками погашения задолженности.

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 - **Соглашения 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) («**Новый Закон о недропользовании**») (одобрено Постановлением Правительства №454 от 20 мая 2010 года), определенные некоммерческие или регулятивные функции Компании в качестве «уполномоченного органа» Правительства, включая, среди прочего, представление интересов 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. Создание МНГ, и соответствующие передачи некоммерческих и регулирующих функций от Компании МНГ не имеют, на сегодняшний день, и не ожидается, что они отрицательно влияют на преимущественное право Компании на приобретение доли в Контрактах о недропользовании или ее резервах или других коммерческих интересах.

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» и «Факторы риска - Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан - Факторы риска, связанные с Облигациями - Последние события показали, что кредитные рейтинги не отражают все риски».

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 «Cooperatieve KazMunaiGaz PKI U.A.», зарегистрированной в Нидерландах. Компания является участником компании «Cooperatieve KazMunaiGaz PKI U.A.», совместно с ТОО «КМГ-КумКоль», которое является стопроцентной дочерней организацией Компании.

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:	Barclays Bank PLC, JSC Halyk Finance, Merrill Lynch International and JSC Visor Capital.
Дилеры:	Barclays Bank PLC, JSC Halyk Finance, Merrill Lynch International, JSC Visor Capital, а также любой(-ые) другой(-ие) Дилер(ы), назначаемый(-ые) в соответствии с Дилерским соглашением..
Доверительный управляющий:	Citigroup Trustee Company Limited
Основной платежный агент:	Citibank N.A., Лондон
Регистратор:	Citigroup Global Markets Deutschland AG
Платежный агент и агент по передаче:	Citibank N.A., Лондон
Общий объем программы:	10 500 000 000 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 FMSA: 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.

Форма облигаций: Каждая Серия Облигаций выпускается только в именной форме. Облигации, регулируемые Положением S, и Облигации, регулируемые Правилom 144A, будут первоначально представлены Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, и Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144 A, соответственно. Глобальные облигации будут подлежать обмену на Постоянные Облигации (документарные) (как определено в настоящем Базовом проспекте) в определенных обстоятельствах, предусмотренных в Глобальных облигациях.

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 1. Форма, деноминация и право собственности»

Клиринговые системы: Если не достигнуто соглашение об ином, DTC (Депозитарная трастовая компания) (в отношении любых Облигаций, регулируемых Правилom 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.

См. Раздел «Форма окончательных условий».

Статус облигаций: Облигации являются прямыми, общими, безусловными и (с учетом Условия 4(a)) 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).

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 3а. Статус Облигаций»

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(a)) необеспеченными и имеют равный статус *по отношению друг к 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).

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 3b. Статус Гарантии»

Цена выпуска: При выпуске Облигации могут иметь любую цену и могут быть оплачены полностью или частично, как предусмотрено в соответствующих Окончательных условиях.

См. Раздел «Форма окончательных условий»

Срок погашения: Любой срок погашения, с соблюдением в отношении определенных валют всех применимых требований законодательства и/или регулирующих органов и/или центрального банка.

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 6. Погашение, Покупка и Опционы» и «Форма Окончательных условий».

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.

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 6. Погашение, Покупка и Опционы» и «Форма Окончательных условий»

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)).

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 6. Погашение, Покупка и Опционы» и «Форма Окончательных условий»

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).

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 6c. «Погашение в целях налогообложения»

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 100 000 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 100 000 евро или меньшим номиналом, округляемым в сторону повышения до целого

кратного, которое указывается в соответствующих Окончательных условиях.

Более того, вознаграждение по Облигациям, регулируемым Правилom 144А, начисляется суммами не менее 200 000 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.

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 1. Форма, деноминация и право собственности»

Проценты:.....

Облигации могут быть процентными или беспроцентными. Проценты (если применимо) могут 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.

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 5. Определение ставки вознаграждения и прочие расчеты» и «Форма Окончательных условий»

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).

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 5а. «Вознаграждение по Облигациям с фиксированной ставкой» и «Форма Окончательных условий»

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.

Облигации с плавающей ставкой могут также иметь максимальную процентную ставку, минимальную процентную ставку или обе такие ставки вознаграждения одновременно.

Вознаграждение по Облигациям с плавающей ставкой 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).

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 5b. «Вознаграждение по Облигациям с плавающей ставкой» и «Форма Окончательных условий»

Отказ от залога: В отношении Облигаций применяется обязательство об отказе от залога.

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 4a. «Отказ от залога»

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.

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 4. «Отказ от залога и Обязательства»

Перекрестное неисполнение обязательств: В отношении Облигаций применяется оговорка о перекрестном неисполнении обязательств.

См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 10(c). «Перекрестное неисполнение обязательств»

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. 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.

В случае, когда Компания выступает Эмитентом Облигаций, выплата процентов от Компании Не-казахстанскому держателю (как определено в разделе «Налогообложение - Налогообложение в Казахстане») 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. Налог, удерживаемому у источника доходов, на проценты не будут применяться в том случае, если Облигации на момент начисления налогов будут включены в листинг на бирже на территории Казахстана (т.е. KASE).

См. Раздел «Налогообложение».

В случае если какой-либо из налогов, сборов, отчислений или

правительственных сборов вводится, взимается, собирается, приостанавливается или штрафуются 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 Облигаций – Условие 8. Налогообложение».

Применимое право:

Английское право.

См. раздел «Условия выпуска Облигаций – Условие 18(a). Применимое 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 100 000 евро (или эквивалентной сумме в любой другой валюте на дату выпуска Облигаций) в течение двенадцати месяцев от 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:

Инвестирование облигаций влечет высокую степень риска.

См. Раздел «Факторы риска»

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ОБЛИГАЦИЙ

Чистая прибыль от каждого выпуска облигаций будет использоваться Компанией для ее общих корпоративных целей, которые могут включать рефинансирование, погашение или другую реструктурирующую существующую задолженность.

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 «Cooperatieve KazMunaiGas PKI U.A.», является прямой 100%-ной дочерней организацией компании «Cooperatieve KazMunaiGas PKI U.A.», зарегистрированной в Нидерландах. Компания, является участницей «Cooperatieve KazMunaiGas PKI U.A.», наряду с ТОО «КМГ-Кумколь», дочерней организацией Компании со 100%-ным участием.

На 31 декабря 2012 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 «Cooperatieve 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.

Деятельность

Как предусмотрено Статьей 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.

В октябре 2010 года Компания была представлена в качестве основного должника в отношении Облигаций Серии 1, Облигаций Серии 2, Облигаций Серии 3 и Облигаций Серии 4, выпущенных в рамках Программы, которая представила все такие Облигации, выпущенные KMG Finance в рамках программы и, на дату выпуска настоящего Базового Проспекта KMG Finance не выпускала никаких последующих облигаций в рамках Программы. В результате такого замещения KMG Finance была освобождена от своих обязанностей в отношении таких Облигаций и вследствие этого была отменена гарантия Компании, несмотря на то, что не произошло больше никаких изменений в условиях таких Облигаций.

Помимо Облигаций, которые выпущены и находятся в обращении в рамках Кредитной линии ING (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 Жусупбеков, служебный адрес совпадает со служебным адресом KMG Finance, г-н Отмар Е. Каролус, служебный адрес совпадает с служебным адресом KMG Finance; г-н Нурлан Кусаев, который также является Заместителем Генерального Директора по экономике и финансам РД КМГ Кашаган Б.В., дочерней компании и имеет свой юридический адрес: Strawinskylaan 411, 1077XX Амстердам, Нидерланды, и г-жа Шара Танатарова, которая также является Управляющим Директором по корпоративным финансам и управлению активами Компании и имеет свой юридический адрес: пр. Кабанбай батыра 19, 010000, Астана, 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: Srawinskylaan 807 (WTC Tower A, 8^й этаж), 1077 XX Амстердам, Нидерланды; номер телефона: +31 020 5752390.

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 hetfinancieel 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 все применимые обязательства, касающиеся финансовой отчетности, установленные для KMG Finance, чьи ценные бумаги допущены к торгам на регулируемом рынке (согласно Директиве ЕС о рынках и финансовых инструментах 2004/109/ЕС с поправками) в Европейском Союзе, которые вытекают из Директивы ЕС о прозрачности (2004/109/ЕС) и соответствующие пункты Раздела 5.1А ЗФН. 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 100 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 долговых ценных бумаг, которые выпускаются номинальной стоимостью не менее 100 тыс. евро за единицу (или эквивалентной стоимостью в другой валюте).

KMG Finance будет обязана соблюдать действующие в Нидерландах правила, касающиеся инсайдерских сделок и рыночных махинаций, согласно Статье 5:56 и далее ЗФН в отношении любых сделок в рамках Облигаций и будет зарегистрирована в списке на регулируемом рынке.

НЕКОТОРАЯ ФИНАНСОВАЯ И ИНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Указанная ниже финансовая информация по Компании по состоянию на и за года, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 года, (в зависимости от обстоятельств), взята из Финансовой отчетности и должна рассматриваться совместно с Промежуточной Финансовой Отчётностью за 2012 год с Финансовой отчетностью за 2011 год, 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 2012 год, а также с Финансовой отчетностью за 2011 год, включая примечания к ней, и иными данными о финансовом состоянии, приводимыми в других разделах настоящего Базового проспекта.

Сводный финансовый отчет по данным финансового состояния

	По состоянию на 31 Декабря				% изменения между 31 декабря	
	2012 ⁽¹⁾	2012	2011 ⁽²⁾	2010	2011 и 2012	2010 и 2011
	(неаудированные) (миллионы долларов США)				(%)	(%)
АКТИВЫ КОМПАНИИ						
Необоротные активы						
Недвижимость, заводы и оборудование ...	22,709.7	3,423,256.4	2,837,365.8	2,548,764.5	20.6	11.3
разведочные и оценочные активы	1,229.2	185,284.2	160,312.5	150,799.2	15.6	6.3
нематериальные активы	1,334.8	201,207.9	197,952.8	184,721.3	1.6	7.2
Долгосрочные депозитные счета в банках	16.5	2,487.5	9,909.0	4,521.2	(74.9)	119.2
Вложения в совместные предприятия и дочерние компании	5,931.4	894,097.0	919,155.4	696,881.0	(2.7)	31.9
активы по отсроченному налогу на прибыль	226.7	34,167.4	10,605.6	10,605.5	222.2	0.0
НДС к возмещению	57.3	8,641.4	49,328.7	34,806.2	(82.5)	41.7
авансирование для необоротных активов. долговые обязательства к получению от связанной стороны	781.8	117,846.0	76,785.2	68,442.1	53.5	12.2
векселя к получению от акционера совместного предприятия	243.6	36,725.6	36,551.5	36,397.9	0.5	0.4
векселя к получению от ассоциированной компании	95.0	14,326.5	18,138.2	19,153.1	(21.0)	(5.3)
Заемствование, причитающееся со связанной стороны	137.5	20,721.9	19,220.6	17,987.3	7.8	6.9
связанной стороны	110.4	16,637.5	67,121.2	115,043.6	(75.2)	(41.7)
Прочие необоротные активы	201.3	30,347.1	11,738.6	10,070.9	158.5	16.6
	33,075.2	4,985,746.4	4,414,185.1	3,898,193.8	12.9	13.2
Оборотные активы						
товарно-материальные запасы	1,348.6	203,281.3	202,852.5	185,104.4	0.2	9.6
НДС к возмещению	817.5	123,223.7	39,826.4	34,731.6	209.4	14.7
подходный налог по предоплате	282.3	42,556.0	30,735.7	21,498.6	38.5	43.0
счёт расчётов с покупателями	1,454.7	219,286.8	185,634.8	164,733.4	18.1	12.7
Краткосрочные финансовые активы	4,375.6	659,577.8	503,556.1	626,365.2	31.0	(19.6)
векселя к получению от акционера совместного предприятия	25.8	3,895.3	1,361.1	1,203.8	186.2	13.1
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	231.0	34,820.9	29,383.2	19,456.8	18.5	51.0
Прочие текущие активы	895.7	135,026.1	188,422.5	161,827.4	(28.3)	16.4
денежные средства и их эквиваленты	2,753.7	415,085.5	581,952.9	637,917.4	(28.7)	(8.8)
активы, классифицируемые как предназначенные для продажи	12,184.9	1,836,753.4	1,763,725.2	1,852,838.6	4.1	(4.8)
	74.4	11,221.6	138.5	1,366.7	8,002.2	(89.9)
	12,259.3	1,847,975.0	1,763,863.7	1,854,205.3	4.8	(4.9)
ИТОГО АКТИВЫ	45,334.5	6,833,721.4	6,178,048.8	5,752,399.1	10.6	7.4
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА						
Капитал						
Акционерный капитал	3,501.1	527,760.5	341,393.8	326,435.9	54.6	4.6
резервный фонд капитала	126.4	19,062.7	17,314.4	2,266.6	10.1	663.9
Прочий капитал	14.5	2,180.4	1,966.0	5,176.2	10.9	(62.0)
резерв пересчета валюты	1,473.5	222,112.3	188,573.1	173,330.7	17.8	8.8
чистая прибыль	14,868.5	2,241,272.5	2,033,113.2	1,664,778.2	10.2	22.1
связанный с акционерами родительской компании	19,984.0	3,012,388.4	2,582,360.5	2,171,987.6	16.7	18.9
Неконтролируемые проценты	3,855.3	581,147.3	581,657.6	559,365.0	(0.1)	4.0
Итого собственного капитала	23,839.3	3,593,535.7	3,164,018.1	2,731,352.6	13.6	15.8
отсроченные обязательства						
заемствованные средства	10,572.5	1,593,704.3	1,634,843.5	1,478,428.4	(2.5)	10.6
К оплате за приобретение дополнительных процентов в Северокаспийском Проекте	1,501.7	226,366.7	320,926.7	314,566.2	(29.5)	2.0
К оплате за приобретение дочерней компании	—	—	6,383.5	9,136.7	(100)	(30.1)
ассигнования	763.7	115,117.8	70,309.4	66,321.6	63.7	6.0
отсроченная задолженность по налогообложению	1,025.3	154,546.4	149,590.0	144,909.6	3.3	3.2
Прочие отсроченные обязательства	173.6	26,174.9	12,672.1	13,756.1	106.6	(7.9)
	14,036.8	2,115,910.1	2,194,725.2	2,027,118.6	(3.6)	8.3
текущие обязательства						
заемствованные средства	3,117.6	469,943.9	282,941.4	479,138.9	66.1	(40.9)
ассигнования	229.5	34,599.0	52,606.9	56,590.1	(34.2)	(7.0)
налоги к оплате	319.1	48,103.2	2,246.7	2,402.2	2,041.1	(6.5)
торговая кредиторская задолженность	1,506.7	227,115.8	242,636.9	255,592.2	(6.4)	(5.1)
К оплате за приобретение дополнительных процентов в Северокаспийском Проекте	750.9	113,183.3	—	—	100	—
прочие налоги к оплате	726.0	109,435.0	98,897.7	87,643.0	10.7	12.8
производные ценные бумаги	2.5	372.0	179.0	764.1	107.8	(76.6)
Прочие текущие обязательства	781.0	117,740.8	139,796.9	111,797.4	(15.8)	25.0

Сводный финансовый отчет по данным финансового состояния

	По состоянию на 31 Декабря				% изменения между 31 декабря	
	2012 ⁽¹⁾	2012	2011 ⁽²⁾	2010	2011 и 2012	2010 и 2011
	(неаудированные)					
	(миллионы долларов США)		(миллионы тенге)		(%)	
	7,433.3	1,120,493.0	819,305.5	993,927.9	36.8	(17.6)
Обязательства, напрямую связанные с активами, классифицируемыми как предназначенные для продажи	25.1	3,782.6	—	—	100	—
общая сумма обязательств.....	21,495.2	3,240,185.7	3,014,030.7	3,021,046.5	7.5	(0.2)
ИТОГО собственного капитала и обязательств	45,334.5	6,833,721.4	6,178,048.8	5,752,399.1	10.6	7.4

Примечания:

(1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 150,74 тенге за 1 доллар США, установленному на 31 декабря 2012 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 2011 год приведены из Финансовой отчетности за 2012 год. См. «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой иной информации – Пересчет» и Примечание 8 к Финансовой отчетности за 2012 год.

Данные консолидированного отчета о совокупном доходе

	За год, закончившийся 31 декабря				% разница между годами, закончившимися 31 декабря	
	2012 ⁽¹⁾ (неаудированный) (млн. дол. США)	2012 (млн. тенге)	2011	2010	2011 и 2012	2010 и 2011
Выручка	19,853.9	2,960,418.5	2,625,255.7	2,098,942.6	12.8	25.1
Себестоимость реализованной продукции	(14,022.0)	(2,090,818.1)	(1,836,061.1)	(1,409,001.4)	13.9	30.3
Валовой доход	5,831.9	869,600.4	789,194.6	689,941.2	10.2	14.4
Общие и административные расходы	(1,093.5)	(163,051.5)	(164,912.3)	(139,146.7)	(1.1)	18.5
Транспортные расходы и расходы на продажу	(2,419.0)	(360,696.8)	(350,706.7)	(238,738.3)	2.8	46.9
Обесценение гудвила	—	—	(2,371.4)	—	(100)	100
Обесценение недвижимости, машин и оборудования	(552.5)	(82,389.7)	(45,456.4)	(10,823.7)	81.3	320.0
Доходы/(убытки) от выбытия недвижимости, машин и оборудования	(25.7)	(3,825.5)	3,277.0	(3,272.5)	(216.7)	200.1
Доход от реализации дочерних организаций	64.7	9,642.4	—	—	100	—
Прочий доход от основной деятельности	184.6	27,527.0	15,370.1	4,209.9	79.1	265.1
Прочие расходы по основной деятельности	(113.0)	(16,846.4)	(11,437.9)	(15,989.1)	47.3	(28.5)
Чистая отрицательная курсовая разница	(120.8)	(18,005.7)	(8,758.9)	(5,740.4)	105.6	52.6
Доходы от финансирования	194.7	29,024.4	45,583.5	58,671.4	(36.3)	(22.3)
Расходы на финансирование	(1,134.6)	(169,183.8)	(171,190.2)	(152,577.5)	(1.2)	12.2
Нереализованный убыток/(прибыль) от производных инструментов по сырой нефти	(19.8)	(2,955.5)	—	—	100	—
Доля дохода от СП и ассоциированных организаций	3,159.3	471,086.5	534,622.9	343,175.8	(11.9)	55.8
Прибыль до вычета подоходного налога	3,956.3	589,925.8	633,214.3	529,710.1	(6.8)	19.5
Расходы по подоходному налогу	(1,187.9)	(177,130.7)	(153,147.2)	(132,675.2)	15.7	15.4
Прибыль за период от продолжаемой деятельности	2,768.4	412,795.1	480,067.1	397,034.9	(14.0)	20.9
Убытки за год после подоходного налога от прекращенной деятельности	4.2	628.1	(1,353.2)	—	(146.4)	100
Прибыль за период	2,772.6	413,423.2	478,713.9	397,034.9	(13.6)	20.6
Держатели акций Компании	2,477.5	369,420.4	422,421.6	305,309.2	(12.5)	38.4
Доля меньшинства	295.1	44,002.8	56,292.3	91,725.7	(21.8)	(38.6)
	2,772.6	413,423.2	478,713.9	397,034.9	(13.6)	20.6
Прочий совокупный доход						
Пересчет иностранных валют	233.6	34,834.2	16,410.1	(10,513.0)	112.3	(256.1)
Реализованный убыток от имеющихся в наличии для продажи финансовых инвестиций, реклассифицированные в прибыль за период	233.6	34,834.2	16,410.1	(10,513.0)	112.3	(256.1)
Прочий совокупный доход (убыток) за период	3,006.2	448,257.4	495,124.0	386,521.9	(9.5)	28.1
Всего совокупный убыток за период	2,702.4	402,959.6	437,663.9	295,277.5	(7.9)	48.2
Держатели акций Компании	303.8	45,297.8	57,460.1	91,244.4	(21.2)	(37.0)
Доля меньшинства	3,006.2	448,257.4	495,124.0	386,521.9	(9.5)	28.1

Примечания:

- (1) (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 149,11 тенге за 1 доллар США, опубликованному на КФБ на 2012 год. 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) Данные пересчеты были произведены на основе финансовой информации за 2011 год, приведенной в финансовой отчетности за 2012 год. Смотрите “Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой иной информации — Пересчеты” и Примечания 8 к финансовой отчетности за 2012 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.

По состоянию на год, закончившийся 31 Декабря

	2012			
	(неаудированные) <i>(миллионы долларов США)</i>	2012	2011⁽¹⁾	2010
		<i>(миллиарды тенге, за вычетом коэффициентов)</i>		
ЕВИТ ⁽²⁾⁽⁴⁾	5,090.9	759.1	804.4	682.3
ЕВИТДА ⁽²⁾⁽⁵⁾	6,760.4	1,008.1	998.6	824.2
Задолженность (включая текущие платежи) ⁽³⁾⁽⁶⁾	13,690.1	2,063.6	1,917.8	
Капитал ⁽³⁾⁽⁷⁾	23,839.3	3,593.5	3,164.0	1,957.6
Капитализация ⁽³⁾⁽⁸⁾	37,529.4	5,657.2	5,081.8	2,731.4
Чистая капитализация ⁽³⁾⁽⁹⁾	34,775.7	5,242.1	4,499.9	4,688.9
Чистая задолженность ⁽³⁾⁽¹⁰⁾	10,936.5	1,648.6	1,335.8	4,051.0
Задолженность/ЕВИТДА.....	2.03	2.05	1.92	1,319.6
Чистая задолженность / Чистая капитализация.....	0.31	0.31	0.30	2.38
Задолженность / Капитал.....				0.33
Текущая ликвидность ⁽¹¹⁾	0.57	0.57	0.61	0.72
ЕВИТ/ затраты на финансирование.....	1.64	1.64	2.15	1.87
	4.49	4.49	4.70	4.47

Примечания:

- Данные пересчеты были произведены на основе финансовой информации за 2011 год, приведенной в финансовой отчетности за 2012 год. Смотрите “ Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой иной информации — *Пересчеты*” и Примечания 8 к финансовой отчетности за 2012 год.
- Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 150,74 тенге за 1 доллар США, опубликованному на КФБ на 31 декабря 2012 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.
- Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 150,74 тенге за 1 доллар США, опубликованному на Казахстанской бирже на 31 декабря 2012 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.
- Компания рассчитывает показатель ЕВИТ за соответствующий период как прибыль до уплаты налогов за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период
- Показатель ЕВИТДА за соответствующий период - ЕВИТ за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период.
- Задолженность - краткосрочные заимствования плюс долгосрочные заимствования на 31 декабря соответствующего периода.
- Капитал является общим капиталом по состоянию на 31 декабря соответствующего периода.
- Капитализация является совокупностью долга и капитала по состоянию на 31 декабря соответствующего периода.
- Чистая капитализация является совокупностью чистого долга и капитала по состоянию на 31 декабря соответствующего периода.
- Чистый долг является долгом с вычетом денежных средств и их эквивалентов по состоянию на 31 декабря соответствующего периода
- Текущая ликвидность является соотношением текущих активов на 31 декабря соответствующего периода к текущим обязательствам на 31 декабря соответствующего периода..

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

За и на год, заканчивающийся 31 декабря

	2012(1) (неаудир.)	2012	2011	2010
		<i>(млн. тенге, кроме коэффициентов)</i>		
		<i>(млн. долл. США)</i>		
Доход до уплаты подоходного налога	3,956.3	589.9	633.2	529.7
Расходы на финансирование	1,134.6	169.2	171.2	152.6
ЕВИТ	5,090.9	759.1	804.4	682.3
Износ, истощение и амортизация	1,097.4	163.7	146.4	131.1
Обесценение долгосрочных активов	572.1	85.3	47.8	10.8
ЕВИТДА ⁵⁾	6,760.4	1,008.1	998.6	824.2

Примечания:

- Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу KZT 149.11 за U.S.\$1.00 опубликованному на Казахстанской бирже от 2012 . 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) Данные пересчеты были произведены на основе финансовой информации за 2011 год, приведенной в финансовой отчетности за 2012 год. Смотрите “ Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой иной информации — *Пересчеты*” и Примечания 8 к финансовой отчетности за 2012 год
- (3) Компания рассчитывает ЕБИТ за соответствующий период как прибыль до уплаты налогов за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период
- (4) Показатель ЕБИТДА за соответствующий период - ЕБИТ 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 год, закончившийся 31 декабря 2012 года

	Активы	Денежные средства ⁽¹⁾ Задолженность ^{(2) (3)}		ЕБИТДА ⁽⁴⁾
		(млрд. тенге)		
Компания	6,833.7	415.1	2,063.6	1,008.1
Компания ⁽⁵⁾	3,168.0	61.8	1,739.8	504.4
КТГ ⁽⁵⁾	589.4	7.6	81.5	68.0
КТО ⁽⁵⁾	374.1	19.0	—	73.9
РД КМГ ⁽⁵⁾	1,564.1	154.7	7.3	391.6
КМГ РМ ⁽⁵⁾	622.4	51.8	185.0	55.2

За год, закончившийся 31 декабря 2011 года⁽⁶⁾

	Активы	Денежные средства ⁽¹⁾ Задолженность ^{(2) (3)}		ЕБИТДА ⁽⁴⁾
		(млрд. тенге)		
Компания	6,178.0	582.0	1,917.8	998.6
Компания ⁽⁵⁾	2,693.6	43.3	1,638.1	411.3
КТГ ⁽⁵⁾	531.1	56.2	80.2	79.0
КТО ⁽⁵⁾	341.1	21.9	0.3	70.6
РД КМГ ⁽⁵⁾	1,541.0	206.5	88.0	327.0
КМГ РМ ⁽⁵⁾	712.9	110.7	171.0	73.1

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 246,8 млрд. тенге.
- (4) Показатель ЕБИТДА за соответствующий период - ЕБИТ за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период. Показатель ЕБИТ 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) Данные пересчеты были произведены на основе финансовой информации за 2011 год, приведенной в финансовой отчетности за 2012 год. Смотрите “ Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой иной информации — *Пересчеты*” и Примечания 8 к финансовой отчетности за 2012 год.

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

За и на год, закончившийся 31 декабря 2012 года

	Компания	Компания ⁽¹⁾	КТГ	КТО	КМГ ЕР	КМГ РМ
	(в млрд. тенге, кроме доли заемных средств)					
Доход до уплаты налогов	589.9	343.8	40.4	52.9	253.7	19.5
Расходы по финансированию	169.2	132.9	6.7	0.8	7.2	10.1
Износ, истощение и амортизация	163.7	1.2	20.9	19.2	53.7	24.2
Обесценение долгосрочных активов	85.3	26.5	—	0.9	77.0	1.4
ЕБИТДА	1,008.1	504.4	68.0	73.9	391.6	55.2

Примечания:

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

За год, закончившийся 31 декабря 2011 года⁽¹⁾

	Компания	Компания ⁽²⁾	КТГ ⁽²⁾	КТО ⁽²⁾	РД КМГ ⁽²⁾	КМГ RM ⁽²⁾	
		<i>(в млрд. тенге, кроме доли заемных средств)</i>					
Доход до уплаты налогов	633.2	252.2	50.1	36.0	272.6	25.4	
Расходы по финансированию	171.2	132.1	9.6	0.3	7.2	23.7	
Износ, истощение и амортизация	146.4	0.8	19.5	18.2	45.5	24.0	
Обесценение долгосрочных активов	47.8	26.2	0.7	16.1	1.7	—	
ЕБИТДА	998.6	411.3	79.9	70.6	327.0	73.1	

- (1) Данные пересчеты были произведены на основе финансовой информации за 2011 год, приведенной в финансовой отчетности за 2012 год. Смотрите “Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой иной информации — Пересчеты” и Примечания 8 к финансовой отчетности за 2012 год
- (2) На основе отдельной финансовой отчетности до исключения взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы

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 отчетностью за 2012 год и Финансовой отчетностью за 2011 год и пояснениями к ней, которые содержатся в настоящем Базовом проспекте. Промежуточная финансовая отчетность за 2012 год и Финансовая отчетность за 2011 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 31 декабря 2012 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 31 декабря 2012 и на 31 декабря 2011 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 (помимо прочего) из недавних и продолжающихся потрясений в казахстанском, банковском, секторе. См. раздел «Факторы риска - Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан».

Компания совершила некоторые пересчеты в своей сводной консолидированной отчетности по финансовому состоянию и сводной консолидированной отчетности по совокупному доходу за 2011 год с учетом признания прекращения работы Aysir и пожертвованием от Самрук-Казына 100% Аркагаза Компании в обмен на эмиссию акций, которая была предназначена для использования метода объединения долей. Соответственно, 2011 цифровые данные, включенные в настоящий Базовый Проспект, могут отличаться от цифровых данных, опубликованных где-либо ещё. Компания полагает, что эти пересчеты не будут иметь существенное влияние на финансовое состояние, результаты деятельности или собственный капитал Компании. См. Примечания 8 и 6 к Финансовой Отчетности за 2012 и раздел «Представление финансовой информации и данных о запасах и иных сведениях».

В 2012, 2011 и 2010 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 .

Согласно требованиям МСФО, Компания рассчитывает свои резервы, применяя Казахстанскую методологию, которая значительно отличается от международно признанных Классификаций и методологий, установленных Стандартами Системы управления ресурсами и запасами углеводородов и SEC, в частности в отношении механизма, в котором и за вычетом которого коммерческие факторы принимаются в расчет при расчете резервов. 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 2012 года, 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. За годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 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 год, закончившийся 31 декабря 2012 года, общий доход Компании увеличился на 12,8% до 2 960,4 млрд. тенге с 2 625,3 млрд. тенге на год, закончившийся 31 декабря 2011 года. Чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, уменьшилась на 13,6% до 413,4 млрд. тенге с 478,7 млрд. тенге на период, закончившийся 31 декабря 2011 года. Чистое обесценение активов увеличилось на 159,9 % до 82,4 млрд. тенге (включая 76,3 млрд. тенге, связанные с обесценением основного производственного капитала компании **КМГ RM**) за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 31,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года. За год, закончившийся 31 декабря 2011 года, общая сумма доходов Компании возросла на 25,1% до 2 625,3 млрд. тенге по сравнению с 2 098,9 млрд. тенге в 2010 году. Чистая прибыль Компании в 2011 году также возросла на 20,6% и составила 478,7 млрд. тенге по сравнению с 397,0 млрд. тенге в 2010 году. Чистое обесценение активов возросло на 220,2 % до 31,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года по сравнению с 9,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 года. По состоянию на 31 декабря 2012 года общая стоимость активов Компании составляла 6 833,7 млрд. тенге, по сравнению с 6 178,0 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 года и по сравнению с 5 752,4 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2010 года.

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность

Главными факторами, повлиявшими на показатели деятельности Компании в 2012, 2011 и 2010 годах, 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, и (ix) требования соответствия экологическим стандартам Евро4 и Евро 5 .

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 ослабление спроса и снижение цен на сырую нефть и другие сырьевые материалы. Несмотря на то, что в течение 2010, 2011 и 2012 годов появились некоторые положительные экономические знаки, темпы роста ВВП возросли на 7 %, по сравнению с таким же периодом 2010 года, на 7,5 %, по сравнению с таким же периодом 2011 года, на 5%, по сравнению с таким же периодом 2012 года, неопределенность 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. В частности, Казахстан продолжает реализацию экономических реформ и развитие своей законодательной, налоговой и правовой базы и в то время, как Правительство продолжает внедрять 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 2010, 2011 и 2012 годах, и это воздействие может продолжаться в последующем. См. раздел *«Результаты производственной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2011 года»* и *«Результаты производственной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2010 года»*.

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 31 декабря 2012 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. В частности, Компания ожидает, что Самрук-Казына проинструктирует все контролируемые предприятия, включая Компанию, как лимитировать свои депозитные вклады в международные банки до 10% от суммы вкладов до 1 января 2015. В случае приведения в исполнение, воздействие Компании на казахстанский банковский сектор возрастет. 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 последних лет и резко упали в середине 2010 года и оставались на этом уровне до начала восстановления позже и в 2011 году. Согласно данным Службы энергетической информации, средняя цена сырой нефти марки Brent 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 117,67 долларов США за баррель по состоянию на декабрь 2012 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 Brent 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 одними из ключевых факторов, влияющих 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 RM, которую КМГ RM перерабатывает на Атырауском НПЗ для производства нефтепродуктов для сбыта на местном казахстанском рынке. За годы с 2006 по 2010, РД КМГ была обязана продать до 1,9 млн. тонн сырой нефти в год по просьбе Атырауского НПЗ. С 2011 по 2015 год, объем, который РД КМГ обязана продавать по Соглашению о взаимоотношениях, изложен в бюджете Общества на этот год. В 2011 и 2012 годах Компания передала 1 600 000 и 1 800 000 тонн сырой нефти, соответственно, в рамках этого соглашения. В 2013 и 2014 годах, РД КМГ обязана предоставить до 1,9 млн. тонн сырой нефти, если об этом попросит Атырауский НПЗ. 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. Компания предполагает, что экспортные цены будут оставаться более высокими по сравнению с внутренними ценами, и, соответственно, будет стремиться максимизировать долю экспортных продаж, несмотря на то, что она не вправе делать это в одностороннем порядке. Повышение доли экспорта может положительно повлиять на результаты деятельности Компании, тогда как, соответственно, увеличение доли обязательных продаж внутри страны может негативно на них сказаться. См. раздел *«Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2012 года в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2011 года – 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. После упразднения таможенной экспортной пошлины по отгрузкам в Россию (которые также не подвержены повторным введением экспортных таможенных пошлин), по истечении текущего запрета на экспорт нефтепродуктов, 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.

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. Признавая, что КРО является консорциумом, действующим по соглашению о совместной деятельности, Компания также отчитывается за свои проценты в КРО согласно у пропорциональной консолидации. 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 93,4%, 100% и 100% консолидированного объема добычи сырой нефти Компании на период каждого из годов, заканчивающихся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 годов. На период года, закончившегося 31 декабря 2012 года, консолидированное производство нефти в Компании

увеличилось на 5,2 % до 8,3 миллионов тонн с 7,9 миллионов тонн на 31 декабря 2011 года главным образом в результате добычи КРО, которая составляет 6.6% от консолидированного производства нефти в Компании в году, закончившемся 31 декабря 2012 года, вследствие приобретения Компанией 10% доли в КРО в июле 2012 году, которое было частично компенсировано уменьшением в производстве на месторождении Узень на 2.6% главным образом в результате забастовки на месторождении Озенмунайгаз с Мая по Август 2011 на деятельность Компании в 2012 году, в то время, как увеличение количества бездействующих скважин, низкие показатели и невыполнение геологических и технических измерений создали просрочку в планах добычи сырой нефти. Задержки поставок и задержки в ремонтных работах также вносят долю в уменьшение производства КМГ ЕР в 2012 году. На конец года, закончившегося 31 декабря 2011 года консолидированный объем нефти, добываемой Компанией, снизился на 9,9% до 7,9 млн. тонн с 8,8 млн. тонн на 31 декабря 2010 года главным образом в результате приостановки добычи на некоторых участках и скважинах, ставшей следствием трёхмесячной забастовки в добычном участке Озенмунайгаз, которая началась в Мае 2011 и закончилась в Августе 2011. Компания ожидает, что открытие в 2011 году добычного участка Озенмунайгаз продолжит оказывать влияние на производство в 2013 году. Смотрите “Деятельность — Персонал” и “Факторы риска — Факторы риска, связанные с деятельностью Компании — Трудовые конфликты, способные оказывать отрицательное влияние на деятельность Компании”.

Производство газа

На объемы добытого РД КМГ газа приходится 47,2%, 100% и 100% консолидированного объема добычи газа Компании за период конца года, заканчивающегося 31 декабря 2012, 2011 и 2010 годов., соответственно. За период года, закончившегося 31 декабря 2012 года, консолидированное производство газа (включая природный и попутный газ) в Компании увеличилось на 100 % до 1,6 млрд. м³ с 0,8 млрд. м³ на 31 декабря 2011 года главным образом в результате производства КРО, составляющей 56,3% от консолидированной добычи газа Компании, вследствие приобретения Компанией 10% доли в КРО в июле 2012 года. Это увеличение было частично компенсировано через уменьшение на 8,6% или 72,8 млрд. м³ главным образом в результате открытия забастовки на месторождении Озенмунайгаз с мая по август 2011 на деятельность Компании в 2012 году, в то время, как увеличение количества бездействующих скважин, низкие показатели и невыполнение геологических и технических измерений создали просрочку в планах добычи сырой нефти. Задержки поставок и задержки в ремонтных работах также вносят долю в уменьшение производства КМГ ЕР в 2012 году. На конец года, закончившегося 31 декабря 2011 года уровень консолидированной добычи газа Компании (включая природный и попутный газ) снизился на 5,2% до 0,8 млрд. м³ с 0,9 млрд. м³ в 2010 году, в основном, в связи с перебоями в операциях по профилактическому ремонту скважины и капитальных ремонтах скважины, в результате забастовки рабочих на добычном участке Озенмунайгаз с мая по август 2011 года. Отключение электропитания, вызванное неблагоприятными погодными условиями в 2011 году, также повлияло на среднюю дневную добычу Компании в том году. Кроме того, за годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 лет, уровень утилизации нефтяного попутного газа увеличился вследствие влияния неблагоприятных метеоусловий.

Производство нефтепродуктов

По производству нефтепродуктов консолидированный объем производства Компании включает в себя объемы, производимые на Атырауском НПЗ, Павлодарском НПЗ, НПЗ Петромидиа и НПЗ «Вега». См. Раздел «Деятельность – Переработка, маркетинг и продажа». За шесть месяцев, закончившихся 31 декабря 2012 года, консолидированное производство переработанных нефтепродуктов в Компании увеличилось на 3,1 процента до 12,7 миллионов тонн до 12.7 млн. тонн с 12,4 миллионов тонн за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, главным образом отражая реализацию программ модернизации и расширения производства на Павлодарском НПЗ и Петромидиа Рефайнери. За год, закончившийся 31 декабря 2011 года консолидированный объем производства нефтепродуктов возрос на 2,5% до 12,4 млн. тонн с 12,0 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, главным образом отражая возросшие объемы производства на Петромидиа Рефайнери вследствие реализации программ модернизации и расширения производства на Петромидиа Рефайнери, что частично компенсировалось снизившимися объемами производства на Павлодарском НПЗ в результате увеличения цен на нефть в России.

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 НБРК 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 2012 года официальный курс тенге к доллару США, установленный КФБ, составлял 150,74 тенге за 1 доллар США, в сравнении с 148,40 тенге за 1 доллар США 31 декабря 2011 года.

В приведенной ниже таблице указаны усредненные 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 (тенге за 1 доллар США)	На конец периода
Конец года, закончившийся 31 декабря 2010	147.35	147.40
Конец года, закончившийся 31 декабря 2011	146.62	148.40
Конец года, закончившийся 31 декабря 2012	149.11	150.74

(1) Средний курс на KASE за каждый месяц в течение соответствующего периода.

Девальвация тенге позитивно повлияла на консолидированные доходы от продаж Компании в свете уменьшения риска потенциальных убытков при изменении валютного курса (за год, закончившийся 31 августа 2012 года, 72% доходов Компании были номинированы в долларах США, в то время как 47% 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.

Приобретения, продажи и возобновляемая деятельность

Компания совершила несколько значительных приобретений и продаж в течение 2012, 2011 и 2010 лет, которые имели, и ожидается, что продолжат иметь существенное влияние на результаты деятельности Компании, несмотря на то, что ни одно отдельное приобретение не составляли долю, превышающую 10% от активов или доходов компании.

Консолидированные дочерние компании

В 2012, 2011 и 2010 годах, Компания совершила несколько значительных приобретений организаций, которые сейчас рассматриваются как консолидированные дочерние компании. Эти приобретения имели, и ожидается, что продолжат иметь существенное влияние на доходы, прибыль и активы Компании.

ТОО «N Operating Company»

В январе 2013 года, Компания приобрела ещё одну 24.5%долю в N Operating Company LLP из КонокоФилипс за полное вознаграждение в размере 32.5 миллионов долларов США. В результате этой передачи, Компания обладает 75.5% долей в ТОО «N Operating Company» («Компании-разработчике начальных геологических запасов нефти в пласте»), которая управляет блоком начальных геологических запасов нефти в пласте (как определено ниже). Оставшаяся доля принадлежит Mubadala. В результате этого приобретения, Компания также приняла на себя обязательство финансировать расходы на исследование, которые производились компанией CopocoPhillips (КонокоФилипс), как это предусмотрено в договоре о совместной деятельности. Смотрите «Деятельность — Разведка и добыча — Проекты поисково-разведочных работ — Значительные проекты поисково-разведочных работ Компании — Проект блока начальных геологических запасов нефти в пласте».

КРО

28 июня 2012 года, Компания приобрела 10% долю в КРО, консорциуме действующим согласно договору о совместной деятельности между BG Group, корпорацией "AGIP", Шеврон, Лукойл и Компанией, включающую в себя (i) 5.0% долю в КТО, которая была отдана Компании Самрук-Казына в обмен на выпущенный акционерный капитал общей суммой 150.0 млрд. тенге, вследствие приобретения Самрук-Казына доли посредством улаживания государственного арбитражного разбирательства против участников консорциума, и

(ii) дополнительную 5.0% долю, приобретенную Компанией у Самрук-Казына за общую сумму без налогов 150.0 млрд. тенге. Компания получила средства на это приобретение через договор займа, разделенный с консорциумом КТО на общую сумму 1 млрд. долларов США. КТО управляет Карачаганакским участком. Признавая, что КТО является консорциумом, действующим согласно договору о совместной деятельности, Компания также отражает в учёте свою долю в КТО согласно методу пропорциональной консолидации. В то время, как полный эффект приобретения Компанией своей доли в КТО на чистый доход и деятельность Компании будет виден только в годовых отчетах Компании за год, закончившийся 31 декабря 2013, Компания ожидает, что ее доля в деятельности КТО окажет положительное влияние на общий уровень производства и чистый доход Компании. Для получения дальнейших подробностей, связанных с Карачаганакским участком, смотрите “Деятельность — Разведка и добыча — Проекты поисково-разведочных работ — Прочие значительные месторождения — КТО” и “Долговые обязательства — Основные долговые обязательства Компании и её дочерних предприятий”.

Aysir

В августе 2012, Компания решила продать свою 75% долю в Aysir. На данный момент ожидается, что эта продажа завершится в четвертом квартале 2013 года и, состоянием на 31 декабря 2012, Aysir была квалифицирована как группа выбытия, предназначенная для продажи и как прекращаемая деятельность. Смотрите Приложение 6 к Финансовой отчетности за 2012 год.

Аркагаз

В 2012 году, Компания приобрела 100% долю в Аркагазе у Самрук-Казына в обмен на выпущенный акционерный капитал общей суммой 4.1 млрд. тенге. Аркагаз является газораспределительной компанией, которая расположена в западном регионе Казахстана и обеспечивает весь регион газом.

KS EP Investments BV

В декабре 2011 года, KMG EP приобрела 100% акций АО «Карповский Северный» у ТОО «ГазМунайОним» за общую сумму 59.0 миллионов долларов США. В июле 2012 года, Карповский Северный был реорганизован в товарищество с ограниченной ответственностью. В ноябре 2012 года, Компания продала 49% доли в KS EP Investments BV (“**KS EP**”) компании «Карпинвест нефть и газ лимитед», дочерней компании MOL Hungarian Oil and Gas Plc, за общую сумму 36.5 миллионов долларов США. KS EP полностью владеет «Карповским Северным», который обладает правом недропользования и изучения участка Карповский Северный в западном Казахстане. Лицензия на геологическое изучение была продлена до декабря 2014 года. Смотри “Деятельность — Разведка и добыча — Проекты поисково-разведочных работ — Значительные проекты поисково-разведочных работ РД КМГ”.

ТОО «АктауНефтеСервис»

В июне 2011 года, кооператив КазМунайГаз РКІ U.A. приобрел 100% долю в ТОО «АктауНефтеСервис» за общую сумму в 334 млн. долларов США. «АктауНефтеСервис», которая имеет дочерние предприятия, была изначально вовлечена в предоставление услуг, включая бурение, ремонтные работы, транспортировку и прочие услуги, нефтедобывающим компаниям в западном Казахстане. Основным клиентом «АктауНефтеСервис» является ММГ.

ТОО NBK

24 сентября 2010, РД КМГ приобрела 100% акций ТОО НБК у Eastern Gate Management Limited за общую сумму в 35 млн. долларов США. В 2012 году, ТОО НБК была объединена с ЭМГ. ТОО НБК была нефтегазовой компанией, которая имела лицензии на поисково-разведочные работы и добычу на Западном Новобогатинском нефтяном месторождении, расположенном в области Атырау Республики Казахстан. Эта лицензия была предоставлена на период до 2027 года. Смотри “Деятельность — Разведка и добыча — Проекты поисково-разведочных работ — Значительные проекты поисково-разведочных работ РД КМГ”.

ТОО «Sara Barlau Service»

В сентябре 2010, РД КМГ приобрела 100% долю в ТОО «Sara Barlau Service» (“**SBS**”) у ТОО «Halyk Komir» за общую сумму в 4,410.0 тенге (10% которых были изначально удержаны в соответствии с выполнением обязанностей кредитора согласно договору купли-продажи и впоследствии выпущенного в марте 2011 года). SBS является нефтегазовой компанией, которая имеет лицензию на поисково-разведочные работы и добычу на

месторождении Восточный Жаркамыс. Эта лицензия на геологическое изучение была продлена до ноября 2014 года.

Ромпетрол

Смотрите “Деятельность — Перегонка, маркетинг и торговля — Ромпетрол”.

Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и партнеры

В 2012, 2011 и 2010 годах, Компания приобрела доли в нескольких значительных совместно контролируемых предприятиях и партнерах, которые рассчитываются в соответствии с методом долевого участия в консолидированной финансовой отчетности Компании. Согласно методу долевого участия, Компания указывает свою долю в чистых доходах или убытках этих совместно контролируемых предприятий и партнеров как отдельную статью в консолидированной финансовой отчетности Компании по совокупному доходу. Соответственно, эти приобретения имели, и ожидается, что продолжат иметь существенное влияние на доходы Компании

Ural Group Limited

В апреле 2011, KMG EP приобрела 50% долю в Ural Group Limited (“UGL”) и Exploration Venture Limited за общую сумму в 164.5 млн. долларов США. UGL обладает 100% долей участия в Ural Oil and Gas LLP (“UOG”). UOG имеет лицензию на поисково-разведочные работы на Федоровском пласте, насыщенном углеводородами, расположенном в западном Казахстане. В мае 2010 года, эта лицензия была продлена до 2014 года.

ММГ

25 ноября 2009 года, Компания, в соответствии с правительственными инструкциями, приобрела 50% долю в геологоразведочных активах ММГ, пятой по величине нефтедобывающей компании Казахстана, у Central Asia Petroleum Ltd. по закупочной цене в 2.6 млрд. долларов США совместно с CNPC E&D, китайской государственной нефтегазодобывающей компанией, купившей остальную 50% долю. Доли в ММГ были приобретены через MIBV, 50/50 совместное предприятие Компании и CNPC E&D. Сделка включала в себя приобретение нефтяных и газовых месторождений в Каламкесе и Жетыбай, в том числе и другие производственные и геологоразведочные активы, включая лицензии на изучение и разработку более чем 15 других нефтяных и газовых месторождений в Казахстане и Каспийском регионе. Покупка производственного сегмента ММГ была профинансирована в соответствии с соглашением о предоставлении кредитной линии на 3.0 млрд. долларов США с Экспортно-Импортным банком Китая, который MIBV заключила 15 апреля 2009 года “Объект ММГ”). Объект ММГ обеспечивает безоборотное финансирование обеспеченное поручительством над долями ММГ и долями MIBV.

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, «КазРосГаз», 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». 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.

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 2012 год и в Финансовой отчетности за 2011 год.

За 31 декабря 2012, 2011 и 2010 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 192.9 млрд. тенге, 303,4 млрд. тенге и 267.8 млрд. тенге соответственно, и общий доход после уплаты налогов, относимый на все совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании в размере 343,2 млрд. тенге, 534,6 млрд. тенге и 471,1 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. Летом 2010 года Правительство заново ввело экспортные пошлины на нефть в размере 20 долларов США за тонну. Правительство увеличило этот показатель до 40 долларов США за тонну с 1 января 2011 года и еще раз до \$ 60 за тонну с вступлением в силу со 2 апреля 2013 года. Кроме того, ставки вывозных таможенных пошлин на светлые и темные нефтепродукты также были увеличены в ряде случаев. При повышении ставок, которое вступило в силу 1 января 2012 года правительство увеличило ставку экспортной таможенной пошлины на светлые нефтепродукты с \$ 143,54 до \$ 164,97 за тонну, а ставку экспортной таможенной пошлины на темные нефтепродукты с \$ 95,69 до US \$ 109,98 за тонну. В сентябре 2012 года правительство ввело дальнейшее увеличение темпов экспортных таможенных пошлин на светлые и темные нефтепродукты до \$ 168,88 за тонну и \$ 112,59 за тонну, соответственно. Нет никакой гарантии, что дальнейшее повышение экспортной пошлины на нефтепродукты не произойдет или не окажет значительное влияние в последующие годы. Компания ожидает, что в целом такое увеличение экспортных таможенных пошлин значительно увеличит экспортные расходы и снизит рентабельности.

Корпоративный подоходный налог

Согласно поправкам к Налоговому кодексу 2009 года, внесенным в ноябре 2010 года, начиная с 1 января 2011 года, предусмотренная законом ставка корпоративного подоходного налога была установлена на уровне до 20% для всех будущих периодов. Расчеты Компании по отложенным налогам и подоходному налогу по состоянию на 31 декабря 2010 года и за закончившийся 2010 год отражали ожидаемые налоговые изменения в Налоговом кодексе 2009 года. Смотрите приложение 29 к Финансовой Отчетности за 2011 год.

Разница между установленной законом и действующей ставкой налога для Компании в 2012 и 2011 годах соответственно 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 2010 году возникла главным образом из-за применения налога на вычеты при расчете корпоративного подоходного налога на доходы, полученные Компанией и КМГ на депозитные счета в банках.

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 2010 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 2012 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 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.

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 33%, 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.

Летом 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 увеличило эту ставку до 40 долларов США за тонну, начиная с 1 января 2011 года и снова до 60 долларов США за тонну, начиная с 2 апреля 2013 года. Кроме того, ставки экспортных пошлин на светлые и темные нефтепродукты также увеличились в ряде случаев. Что касается повышений ставки, которые вступили в силу 1 января 2012 года, Правительство увеличило экспортные пошлины на светлые нефтепродукты с 143.54 долларов США до 164.97 долларов США за тонну и экспортные пошлины на темные нефтепродукты с U.S.\$95.69 до 109.98 долларов США за тонну. В сентябре 2012, Правительство увеличило экспортные пошлины на светлые и темные нефтепродукты до 168.88 долларов США за тонну и 112.59 долларов США за тонну соответственно. Хотя Компания считает, что повторное введение экспортной пошлины в 20 долларов за тонну не будет иметь значительного эффекта на результаты деятельности и возможно уменьшится, нет гарантий, что повторное введение экспортной пошлины на нефть не будет иметь значительный эффект в последующих годах, в частности, если ставка возрастет.

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, или (iii) в дополнение к приобретениям, включенным в Налоговый кодекс 2009 года в июле 2011, с 1 января 2012 года, предприятие, которое платит такие дивиденды, не является недропользователем на протяжении периода уплаты таких дивидендов.

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 Агентством по естественным монополиям с возможностью повышения тарифов только один раз в год, по запросу КТО. Тариф в основном покрывает расходы на финансирование, эксплуатацию и техническое обслуживание трубопровода с добавлением отдельной прибыльной составляющей. В 2010 и 2011 годах тариф на транспортировку нефти внутри страны составлял 1 303 тенге за тонну за один км, в то время как тариф на экспортную транспортировку нефти составлял 3 331 тенге за тонну на тысячу км. В 2012 году тариф на транспортировку нефти внутри страны составлял 1 954,5 тенге за тонну за один км, в то время как тариф на экспортную транспортировку нефти составлял 4 732,6 тенге за тонну на тысячу км. Компания предполагает, что данное увеличение тарифов на транспортировку окажет положительное влияние на доходность КТО и снижающееся негативное влияние на производственные подразделения Компании и предприятий-компаньонов, таких как КТО, ТОО «КазахойлАктобе» и ТШО. Так как от даты Базового Проспекта не было дальнейших изменений в тарифах на экспортную транспортировку нефти или транспортировку внутри страны. См. раздел «Деятельность – Перевозка – Транспортировка сырой нефти – 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 регламентированной торговле (№ 272-І от 9 июля 1998 года) и Договору концессии (как определено ниже), тарифы ИЦА на транспортировку природного газа внутри страны подлежат регулированию агентством естественных монополий. 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 агентством естественных монополий. Таким образом, большинство тарифов на международную транспортировку газа определяется в договорах и, следовательно, может быть изменено в порядке, предусмотренном применимым договором. Договорные тарифы зависят от величины расходов плюс средняя рентабельность активов. В 2010 году 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. В 2011 и 2012 годах тариф на транспортировку природного газа внутри страны составлял 222 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 898,5 тенге за 1000 куб. м на расстояние свыше 100 км всем другим лицам. На 31 декабря 2010, 2011 и 2012 годов тарифы на международную транспортировку газа составляли 1,70 долларов США за 1 000 куб. м природного газа свыше 100 км трубопровода для транзита природного газа из России, Туркменистана, Узбекистана и Казахстана. См. раздел «Деятельность – Перевозка – Транспортировка сырой нефти – Тарифы на услуги по транспортировке сырой нефти и минимальные объемы».

Требования соответствия экологическим стандартам Евро 4 и Евро 5

В результате правил, предоставленных Таможенным объединением, нефтеперерабатывающие заводы Компании должны соответствовать экологическим стандартам Евро 4 и Евро 5 2015 и 2016 соответственно. В рамках Плана, Компания намеревается инвестировать всего 2.7 миллиарда долларов США, 1.8 миллиарда долларов США и 1.7 миллиарда долларов США на усовершенствование, переоборудование и расширение нефтеперерабатывающих заводов Атырау, Шымкента и Павлодара соответственно, с целью увеличения продукции и соответствия экологическим стандартам.

Нет никакой уверенности в том, что План будет реализовываться по предполагаемому графику или в рамках ожидаемого бюджета. В частности, в том случае, если работы по обеспечению соответствия со стандартами Евро 4 и Евро 5 не будут завершены до срока в 2015 и 2016 гг. установленного Таможенным Союзом,

Компания может быть вынуждена закрыть нефтеперерабатывающие заводы на время завершения работ. Любое закрытие нефтеперерабатывающих заводов, даже временное, может привести к существенным убыткам Компании, что может повлечь за собой существенные неблагоприятные воздействия на коммерческую деятельность, перспективы, финансовое состояние, денежный поток и результаты деятельности Компании.

Основные принципы бухгалтерского учета и оценки

Финансовая отчетность за 2012 и 2011 гг. были 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 2012 и 2011 гг. 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 2012 и 2011 гг. и «Предоставление финансовой, резервной и другой информации».

Возмещение стоимости нефтегазовых активов

Компания оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства (“CGU”) каждого отчетного периода, чтобы определить любой признак обесценения. При наличии признаков обесценения, производится формальная оценка возмещаемой суммы, которая считается наибольшей из справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу и потребительской стоимости. Такие оценки требуют использования таких оценок и допущений как долгосрочные цены на нефть (с учетом текущей и первоначальной стоимости, тенденции цен и связанных факторов), ставок дисконтирования, операционных расходов, будущих потребностей в капитале, затрат на вывод из эксплуатации, ожидаемой эффективности поисково-разведочных работ, резервов и эксплуатационных характеристик (в том числе объемы производства и продаж). Такие оценки и допущения подвержены риску и неопределенности. Таким образом, существует вероятность того, что изменения в обстоятельствах повлияют на предполагаемые значения, которые могут повлиять на стоимость возмещения активов или CGU. Справедливая стоимость за нефтяные и газовые активы, как правило, определяется как текущая стоимость ожидаемых будущих потоков денежных средств от непрерывного использования активов, который включает в себя такие оценки как стоимость будущих планов расширения и окончательного захоронения, исходя из предположений, что независимый участник рынка может принять во внимание. Денежные потоки дисконтируются до их приведенной стоимости с использованием ставки дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие данному активу.

Руководство Компании проводит формальную оценку возмещаемой стоимости ОМГ по причине наличия признаков обесценения. Основными показателями были уровня производства существенно ниже, чем планировалось в течение последних двух лет и повышающийся уровень операционных и капитальных расходов. Результаты такой оценки показали, что балансовая стоимость активов ОМГ превышает оценочную возмещаемость на сумму в 75 млрд. тенге, что приводит к убытку от обесценения в течение 2012 г. Оценочная возмещаемая сумма была основана исходя из оценки руководства их справедливой стоимости, которая была получена с использованием метода дисконтирования денежных потоков. Результаты оценки были наиболее чувствительны к допущениям, связанным с производством и ценообразованием.

Предполагаемый профиль производства был основан на оценке выполняемого уполномоченного третьей стороной инженерным резерва, который предусматривает рост более чем на 20.0 % в производстве в течение четырех лет. Если динамика добычи продукции предполагается на 5.0 % выше или ниже предполагаемой динамики добычи продукции, используемой для оценки, то будет иметь эффект снижения обесценения более чем на 55 млрд. тенге, соответственно. Если предполагалось, что производство остается неизменным на уровне 2012 г., обесценение составит более 200 млрд. тенге.

Ценовое предположение на сырую нефть марки Brent было основано на рыночных ожиданиях вместе с ожиданиями независимого промышленного анализа и научно-исследовательской организации, с учетом реализации средней изначальной назначенной цене. Если цены на сырую нефть марки Brent предполагались на 5 % выше или ниже ценового предположения, используемого при оценке, то это повлечет снижение обесценения более чем на 40 млрд. тенге или увеличение обесценения более чем на 40 млрд. тенге,

соответственно.

Прогноз денежных потоков был ограничен сроком окончания действия лицензии в 2021 г. Расходы денежных потоков до 2012 г. были получены из утвержденного бюджета и бизнес-плана РД КМГ. Большинство прогнозов за этот период были завышены с использованием оценки инфляции Казахстана, за исключением прогнозов капитальных расходов, которые представляют собой наилучшие имеющиеся прогнозы руководства по состоянию на дату оценки на наличие обесценения. С целью данной оценки предполагалось, что управление не сможет значительно снизить эксплуатационные и капитальные расходы в последние годы до окончания действия лицензии в целях экономии затрат. Обменный курс 150.15 тенге за 1.00 доллар США – официальный обменный курс по состоянию на дату оценки на предмет обесценения, был использован для конвертации в доллары США. Все полученные денежные потоки были дисконтированы с использованием средней стоимости капитала после налогообложения в 19.09 %.

Руководство считает, что в результате отчисления на активы ОМГ может быть восстановлен в будущих периодах, если фактическое производство в ближайшие годы превысит ожидания, используемые при оценке обесценения, или если есть показатели устойчивого роста рыночной цены на сырую нефть.

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

Предприятия по добыче нефти

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 без рисковых 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 2012 года, находись в диапазоне от 1,9% до 5,0% и от 4,9% до 7,9% соответственно (2011 год: от 1,96% до 5,0% и от 6,6% до 7,9%).

Основные нефтяные и газовые трубопроводы

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О Магистральных Трубопроводах» (№ 20 от 22 июня 2012 г.) («**Закон о Магистральном Трубопроводе**»), который вступил в силу 4 июля 2012 г. КТО имеет юридические обязательства по выводу из эксплуатации своих нефтяных трубопроводов на этапе завершения их эксплуатации и восстановлению земельных участков в изначальное состояние. Такой вывод из эксплуатации будет происходить, когда запасы нефти организаций, использующих нефтепровод, будут полностью выработаны.

Обязательства по выбытию активов оцениваются на основе стоимости работ по выводу из эксплуатации и реабилитации этих трубопроводов, по расчетам Компании в соответствии с техническими правилами, действующими в Казахстане (расходы по выводу из эксплуатации трубопровода составили 2.9 млрд. тенге за км). Разрешение было определено на конец отчетного периода с использованием прогнозируемого уровня инфляции на ожидаемый период для выполнения таких обязательств (17 лет), и в качестве ставки дисконтирования, применимой на дату окончания отчетного периода как указано ниже:

	По состоянию на 31 декабря 2012
	(%)
Ставка дисконтирования	6.01
Уровень инфляции	5.60

Ставка дисконтирования основана на надежных государственных ценных бумагах, выпускаемых в Казахстане. По состоянию на 31 декабря 2012 г. учетная стоимость обязательств выбытия составила 15 351.0 млн. тенге по сравнению с отсутствием по состоянию на 31 декабря 2011 г.

Оценка затрат на восстановление окружающей среды подлежит возможным изменениям при экологических

требованиях и толкованиях закона. Кроме того, неопределенность в оценках этих затраты включает в себя потенциальные изменения в альтернативных методах ликвидации, восстановлении поврежденных земель, уровне дисконта, темпе инфляции и сроке действия обязательств.

В отношении ИЦА, руководство Компании считает, что Закон о магистральном трубопроводе не распространяется на предприятия, так как ИЦА не является владельцем трубопроводов, но управляет активами в соответствии с Концессионным Соглашением между ИЦА и Правительством на эксплуатацию магистральных газовых сетей Казахстана, и не имеет права на ликвидацию газопроводов.

Положения Ромпетрол

По условиям определенных контрактов, законодательства и нормативных актов, Компания несет юридические обязательства по демонтажу и удалению основных средств и восстановлению территории на каждом производственном участке. В частности, обязательства Компании в основном относятся к снятию с эксплуатации и экологическому положению в отношении депо Port La Nouvelle во Франции и очистке нефтяных месторождений и восстановления загрязненных земель на НПЗ Вега.

Компания признала обеспечение экологической ответственности по отношению к группе Rompetrol. Экологический ущерб, причиненный веществами, связанными с деятельностью группы Rompetrol, может потребовать от Компании взять на себя расходы по восстановлению в соответствии с правилами в различных юрисдикциях, в которых группа Ромпетрол осуществляет свою деятельность и для урегулирования любых юридических или конструктивных обязательств. Анализ и оценка выполняются группой Ромпетрол вместе со своими техническими и юридическими консультантами для того, чтобы определить вероятность, сроки и суммы, связанные с вероятным необходимым оттоком ресурсов. Ориентировочная стоимость восстановления, для которой выплаты определяются как возможные, признаются в качестве резерва на консолидированную финансовую отчетность Компании. По состоянию на 31 декабря 2012 г. учетная ставка используется для расчета ожидаемых затрат на очистку бассейнов нефтешламов и восстановление загрязненных земель на НПЗ Вега составила 10.1 %.

Кроме того, как часть приобретения группы Rompetrol, Компания признала резерв по выводу из эксплуатации, связанный с депо Port La Nouvelle во Франции. При определении размера этого положения, допущения и оценки были сделаны в отношении ставок дисконтирования, ожидаемые затраты в отношении ставок дисконтирования, ожидаемые затраты по демонтажу и ликвидации депо с участка и ожидаемые сроки этих расходов. Изменения в этих допущениях могли оказать существенное влияние на сумму резерва.

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, включенных в годовой бюджет на 2013 год. 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 2012 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 31 декабря 2012 г. составила 34.2 млрд. тенге, по сравнению с 10.6 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 г. и 10.6 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2010 г. См. Примечание 32 к Финансовой отчетности за 2012 год.

Налогообложение

Отложенный налог исчисляется применительно как к корпоративному подоходному налогу, так и к налогу на сверхприбыль. Отложенные корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль исчисляются по временной разнице по ожидаемым ставкам, введенным в действие 31 декабря 2012 г. 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.

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 31 к Финансовой Отчетности за 2012 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 2010 году Компания приобрела доли в SBS и НБПК LLP. В 2011 году Компания приобрела доли в ANS, Карловский Северный и UGL. В 2012 году Компания приобрела доли в Аркагаз и Karachaganak Project Consortium. Завершение определения справедливой стоимости обсуждается далее в Примечании 5 к Финансовой Отчетности за 2012 год.

Обесценение нефинансовых активов

Обесценение существует когда балансовая стоимость активов ЕГДС превышает ее возмещаемую сумму, которая определяется как наибольшая из справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу и потребительской стоимости. Справедливая стоимость, за вычетом затрат на продажу, основана на имеющейся информации по обязательным сделкам купли-продажи в операции с независимыми аналогичными активами или в наблюдаемых рыночных ценах за вычетом дополнительных расходов в связи с выбытием актива. Расчет потребительской стоимости основан на модели дисконтированных денежных потоков. Денежные потоки, полученные из бюджета на следующие пять-десять лет, и не включает деятельность по реструктуризации, что Компания пока не совершила или существенные инвестиции в будущем, что позволит повысить результат проверяемых активов ЕГДС. Восстановительная стоимость наиболее чувствительна к ставке дисконтирования, используемой в модели дисконтирования денежных потоков, так же как и ожидаемые будущие денежные притоки и темпы роста используемые в целях экстраполяции.

Обесценение разведочных и оценочных активов

Разведочные и оценочные активы проверяются на предмет обесценения в случае переквалификации на

развитие материальных и нематериальных активов или когда факты и обстоятельства указывают на обесценение. В связи с истечением срока действия прав в определенных районах под разведку и неопределенности в отношении того, будут ли такие права продлеваться, Компания признает обесценение некоторых разведочных и оценочных активов на сумму в 20.9 млн. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 г. За год, закончившийся 31 декабря 2012 г. не было признано обесценения.

Возмещение гудвила от приобретения

Гудвил проверяется на предмет обесценения ежегодно (по состоянию на 31 декабря) и в другое время, когда обстоятельства указывают на то, что балансовая стоимость может быть обесценена.

Обесценение Гудвила определяется путем оценки возмещаемой суммы каждой единицы, генерирующей денежные средства (или группы ЕГДС), к которым относится гудвил. Если возмещаемая стоимость ЕГДС меньше его балансовой стоимости, тогда признается убыток от обесценения. Убытки от обесценения гудвила не могут быть восстановлены в будущих периодах.

Результаты оценки возмещаемой стоимости гудвила, распределенной на определенную ЕГДС, чувствительны к изменениям в ключевых допущениях, включая допущения, относящиеся к изменениям в учетной ставке, так же как и значение запланированной прибыли до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации в заключительном периоде.

При оценке возмещаемой стоимости гудвила, распределенной в Нефтеперерабатывающей компании RT, любое увеличение учетной ставки на 1 % с 11.8 % до 12.8 %, может привести к превышению балансовой стоимости ЕГДС над ее возмещаемой стоимостью на 21 708 млн. тенге. Снижение значения прибыли до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации, планируемое в заключительном периоде, на 3 % с 14.8 % до 11.8 % может привести к превышению балансовой стоимости генерирующей единицы над ее возмещаемой стоимостью на 107 810 млн. тенге.

Для получения дополнительной информации в отношении основных допущений, использованных при оценке возмещаемой стоимости гудвила в результате приобретения, см. Примечание 11 к Финансовой Отчетности за 2012 год.

Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2011 г.

Доход

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г. общий доход составил 2 960.3 млрд. тенге, что по сравнению с 2 625.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. отражает увеличение на 335.1 млрд. тенге или 12.8 %. Данное увеличение произошло, прежде всего, по причине увеличения продаж продукции очищенной нефти на 110.4 млрд. тенге или 5.9 %.

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.		% разница между годами, закончившимися 31 декабря 2011 и 2012
	2012 (млрд. тенге)	2011(1)	
Продажа нефтепродуктов	1 984.0	1 873.6	5.9
Продажа сырой нефти	597.6	470.6	27.0
Плата за транспортировку	221.8	224.0	(1.0)
Продажа продуктов переработки газа	210.2	192.1	9.4
Прочие доходы	187.9	155.9	20.5
За вычетом: налога с продаж и коммерческих скидок	(241.0)	(291.0)	(17.1)
Всего	2 960.4	2 625.3	12.8

Примечание:

(1) Был произведен пересмотр финансовой информации за 2011 год, содержащейся в финансовой отчетности за 2012 г. См. раздел «Представление финансовой, резервной и другой надежной информации – Пересмотр» и примечание 8 к финансовой отчетности за 2012 г.

Продажи сырой нефти и нефтепродуктов

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

За год, закончившийся 31 декабря

	2012	2011
Доход от продажи сырой нефти (млрд. тенге)	1 984.0	1 873.6
Объем продаж сырой нефти (тыс. тонн)	13 881	13 408
Средняя цена за тонну сырой нефти (тенге)	142 931	139 738

Общая прибыль Компании от продажи сырой нефти увеличилась на 110.4 млрд. тенге или 5.9 % до 1 984.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с 1 873.6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Такое увеличение отражает главным образом увеличение объемов продаж нефтепродукции в результате увеличения объемов продукции на Павлодарском и Петромида НПЗ, что было, в свою очередь, из-за влияния модернизации и программы расширения на этих заводах. Такое увеличение продаж нефтепродукции Компании также связано с увеличением средней стоимости нефтепродукции на 2.3 % за указанный период.

В таблице ниже приведена информация о продажах нефтепродукции на Ромпетрол НПЗ за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2012	2011
Продажа продукции очищенной нефти (млрд. тенге)	607.3	555.8
Объем проданной продукции очищенной нефти (тысяч тонн)	4 946	4 794
Средняя цена за тонну продукции очищенной нефти (тенге)	123 403	116 597

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г. цены на нефтепродукцию на Ромпетрол НПЗ увеличились на 9.3 % до 607.3 млрд. тенге по сравнению с 555.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Такое увеличение, прежде всего, отражает увеличение объемов продаж нефтепродукции в результате увеличения объема продукции на Петромида НПЗ, что в свою очередь, произошло в результате влияния модернизации и программы расширения на этом заводе. Увеличение продаж нефтепродукции на Ромпетрол НПЗ также связано с более высокой стоимостью на нефтепродукцию, проданную Ромпетрол на Европейском рынке в 2012 г.

В таблице ниже приведены данные Компании о доходе с продаж и объемах продаж нефтепродукции за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2012	2011
Доход от продажи нефтепродукции (млрд. тенге)	597.6	470.6
Объем проданной нефтепродукции (тысяч тонн)	8 223	7 656
Средняя цена за тонну очищенную нефть (тенге)	72 674	61 741

Примечания:

- (1) После исключения взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ RM.
- (2) Включает объемы продаж только по Компании и ее консолидированным дочерним организациям после исключения взаиморасчетов внутри группы в пользу КМГ RM.
- (3) 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 RM) на общие объемы продаж сырой нефти (после исключения внутрикорпоративных объемов продаж в пользу КМГ RM).

Общая прибыль Компании от продажи продукции очищенной нефти за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. увеличилась на 127.0 млрд. тенге или 27.0 % до 597.6 млрд. тенге по сравнению с 470.6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011. Такое увеличение было, прежде всего, результатом приобретения Компанией 10 % акций КРО в июне 2012 г., также как и более высокая общая стоимость на нефть за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Такое увеличение было частично возмещено снижением на 1.7 % объемов продукции, прежде всего, в результате влияния забастовки на производстве Озенмунайгаз с мая по август 2011 г. на производство Компании, так же как и увеличение количества бездействующих скважин, низкого оборотного времени и невыполнение геологических и технических мероприятий, что способствует отставанию от производственного плана по сырой нефти. Поздние поставки и задержки при ремонтных работах, так же как и неблагоприятные погодные условия в начале 2012 г. также повлияли на снижении продукции.

В таблице ниже приведены данные об экспортной продаже КМГ RM по Агентскому соглашению до 30 апреля 2012 г. и экспортируемые сразу после этого и продаж на внутреннем рынке КМГ RM компании РД КМГ для последующей обработки на Атырауском НПЗ за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2012	2011
Экспортные продажи сырой нефти (тыс. тонн)	6,078	5,758

Средняя цена за тонну по экспортным продажам сырой нефти (тенге)	122,103	113,857
Продажи сырой нефти в пользу КМГ РМ (тыс. тонн)	1,595	1,898
Средняя цена за тонну по продажам сырой нефти в пользу КМГ РМ (тенге)	37,906	27,858

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. продажи продукции очищенной нефти «Ромпетрол» увеличились на 31.1 % до 555.8 млрд. тенге по сравнению с 424 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Это увеличение, главным образом, связано с более высокими ценами на нефтепродукты, проданные «Ромпетрол» на Европейском рынке.

На момент выпуска настоящего Базового проспекта Компания не располагает полной информацией об экспорте нефти другими дочерними организациями, совместно контролируемые предприятиями и ассоциированными организациями Компании, за исключением РД КМГ.

Общий объем экспорта нефти, осуществляемого РД КМГ (через КМГ РМ согласно Агентскому соглашению до апреля 2012 г. и экспортируемого сразу же с 1 мая 2012 г.), уменьшился до 6 078 миллионов тонн за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 5 758 миллионов тонн за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, отражая увеличение на 5.6 %, прежде всего, в результате продаж, осуществленных в январе 2012 г., что изначально было запланировано на поставку в декабре 2011 г., но было отложено из-за неблагоприятных погодных условий.

Общий объем продаж сырой нефти РД КМГ через КМГ РМ согласно Агентскому соглашению составил 1.6 миллиона тонн за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., отражая снижение на 16.0 %. Такое снижение произошло, главным образом, из-за влияния забастовки на производстве Озенмунайгаз с мая по август 2011 г. на продукцию Компании в 2012 г. Согласно Агентскому соглашению у КМГ РМ имеется минимальная квота продаж, требуемых для предоставления Атыраускому НПЗ. В 2012 и 2011 гг. Атырауский НПЗ не затребовал минимальную квоту продаж.

Плата за транспортировку

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, доходы от транспортировки составили 221,8 млрд. тенге по сравнению с 224,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, продемонстрировав увеличение на 2.2 млрд. тенге или на 1.0%. Это увеличение главным образом связано с меньшими объемами природного газа, транспортируемого через систему транспортировки природного газа, управляемого ИЦА. См. раздел «Деятельность – Перевозка – Транспортировка сырой нефти – Тарифы на услуги по транспортировке сырой нефти и минимальные объемы».

В оплату Компанией 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, в пределах оплаты заказчиками совершенных объемов поставки.

Доходы от транспортировки газа

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

В таблице ниже приведена надежная информация о доходах ИЦА от транспортировки за указанные периоды:

	<u>За год, закончившийся 31 декабря</u>	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(млрд. тенге)	
Услуги по транспортировке:		
Центрально-азиатский газ (транзит)	54.8	54.0
Российский газ (транзит)	17.2	20.1
Казахстанский газ (за пределы страны)	16.6	15.5
Казахстанский газ (в пределах страны)	6.3	4.3
Кыргызстанский газ (транзит)	0,03	0.3
Общие доходы от транспортных услуг(1)	94.9	94.2

Примечание:

- (1) Без учета исключения Корпоративных Взаиморасчетов.
- (2) До упразднения внутригрупповых ставок.

Поступления от транспортировки газа за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. возросли на 0,7% в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2011 г. Указанное увеличение было вызвано заключением нового контракта между ИЦА и Газпром в январе 2011 года. Смотрите «Деятельность – Перевозка – Транспортировка и хранение газа – Объемы транспортировки газа».

Доходы от транспортировки нефти

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

В таблице ниже приведена надежная информация о доходах КТО от транспортировки сырой нефти за указанные периоды

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2012	2011
	(млрд. тенге)	
Трубопроводы КТО:		
Западная ветвь.		
Трубопровод УАС...	55.6	53.6
Другие трубопроводы Западной ветви осуществляют транспортировку в:		
Атырауский НПЗ	4.2	3.8
Морской порт Актау	5.0	5.3
Трубопровод КТК	4.7	4.4
Восточная ветвь осуществляет транспортировку в:		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	25.3	25.2
Шымкентский НПЗ	6.4	7.3
Павлодарский НПЗ	2.0	2.2
Прочие платежи"	7.1	7.8
Общий доход от транспортировки сырой нефти	110.3	109.6

Примечание:

Включает платежи по предоставлению погрузочно-разгрузочных услуг на железнодорожных станциях и в морских портах. Без учета исключения корпоративных взаиморасчетов.

Доходы от транспортировки сырой нефти увеличились на 0.6 % в период, за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, по сравнению с тем же периодом 2011 года. Данное увеличение главным образом отражает поднятие с 31 декабря 2012 года тарифов на транспортировку нефти, что частично окупило снижение объемов транспортировки нефти на 0.5 % через систему трубопроводов КТО в 2012 году по сравнению с 2011.

Продажи газа и продуктов переработки газа

Продукты переработки газа включают в себя природный газ, который продается компанией КТГ и сжиженный природный газ, продаваемый КМГ RM. В период за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, объем продаж газа и продуктов переработки газа составил 210,2 млрд. тенге по сравнению с 192,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, что отражает увеличение на 18.0 млрд. тенге или 9.4%. Указанный рост главным образом, был вызван ростом средних цен на газ в 2012 году по сравнению с 2011 годом.

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. Компания также получает доход от реструктурирования и продажи

определенных непрофильных активов.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., прочие доходы составили сумму в размере 187,9 млрд. тенге в сравнении с 155,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011г., отражая увеличение на 6,8 млрд. тенге или 20,5%. Такое увеличение произошло, главным образом, за счет воздействия положительной курсовой разницы, так же как и продажи определенных непрофильных активов Компании.

Себестоимость реализованной продукции

В таблице ниже приведена надежная информация о себестоимости реализованной продукции Компании за указанные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря		% разница между годами, завершившимися 31 декабря
	2012	2011(1)	2011 и 2012
	(млрд. тенге)		
Сырье и материалы	1,511.9	1,334.3	13.3
Фонд заработной платы	190.8	157.3	21.3
Износ, истощение и амортизация	137.0	118.7	15.4
Налог на добычу полезных ископаемых	71.9	78.7	(8.6)
Ремонт и техническое обслуживание	31.5	46.3	(32.0)
Электроэнергия	40.7	35.6	14.3
Прочие налоги	16.1	10.0	61.0
Прочее	90.9	55.2	64.7
Итого	2,090.8	1,836.1	13.9

Примечание:

- (1) См. раздел «Представление финансовой, резервной и другой надежной информации – Пересмотр» и Примечание 8 к финансовой отчетности за 2012 г.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, себестоимость реализованной продукции составила 2 090.8 млрд. тенге в сравнении с 1 836,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, отражая увеличение на 254,7 млрд. тенге или 13,9%. Такое увеличение произошло, главным образом, за счет увеличения материалов и сырья на 177.6 млрд. тенге или 13.3 %, и увеличения заработной платы на 33.5 млрд. тенге или 21.3 % или увеличение другой себестоимости реализованной продукции.

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 сырой нефти от третьих лиц, в частности России для Павлодарского нефтеперерабатывающего завода. Увеличение расходов на сырье и материалы до 1 511.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012г, по сравнению с 1 334.3 млрд. тенге года, закончившимся 31 декабря 2011 г. произошло, в основном, вследствие покупки у третьих сторон сырой нефти по более высокой цене, так как КЗТ закупало определенное количество сырой нефти у третьих сторон для снабжения их перерабатывающих заводов, наряду с общим увеличением цены на сырье.

Увеличение расходов на заработную плату до 190.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 157.3 млрд. за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, произошло в основном из-за увеличения заработной платы рабочих на Озенмунайгаз, что было частично возмещено снижением количества рабочих Компании и ее дочерних предприятий, что было, в свою очередь, первично отнесено на снижение количества рабочего персонала в управлении Компании.

Другие производственные затраты состоят из выплаты неустоек и вознаграждений, затрат на охрану окружающей среды, выплат социального страхования, арендной платы за землю и других обязательных взносов в бюджет. Увеличение других производственных затрат до 90.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, по сравнению с 55.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, было первично отнесено на увеличение затрат на охрану окружающей среды, выплаты вознаграждений и других неустоек причитающихся Компании от различных подконтрольных компаний.

Увеличение расходов на износ, истощение и амортизацию до 137.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 118.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, изначально было по причине влияния уплотнения до 10% доли участия в КРО после приобретения Компанией в июне 2012 г.

Затраты Компании на оплату налога на добычу полезных ископаемых за год, закончившийся 31 декабря 2012г., составили 71.9 млрд. тенге, в сравнении с 78.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012г., что

отражает снижение на 6.8 млрд. тенге или 8.6 %. Данное снижение налога на добычу полезных ископаемых изначально отражает снижение объемов продукции КМГ RM, что изначально было следствием забастовки на добычном участке «Озенмунайгаз» с мая по август 2011 года, на продукцию Компании в 2012 году. См. раздел «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность - Налогообложение» - Налог на добычу полезных ископаемых/режим роялти».

Валовая прибыль

С учетом вышеизложенного, за год, закончившийся 31 июня 2012 года, валовая прибыль Компании увеличилась на 80.4 млрд. тенге или 10,2%, с 251.6 млрд. тенге, до суммы в 869,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. с 789,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Общие и административные расходы

В таблице ниже приведена надежная информация об общих и административных расходах Компании за указанные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря		% разница между
	2012	2011(1)	годами,
	(млрд. тенге)		завершившимися
			31 декабря
			2011 и 2012
Расходы	55.0	54.0	1.9
Пожертвования на благотворительность	15.1	17.3	(12.7)
Износ и амортизация	13.8	16.2	(14.8)
Штрафы, пени и неустойки	8.9	13.2	(32.6)
Налоги, за исключением налогов на прибыль	11.9	11.9	0.0
Консультативные услуги	10.3	11.8	(12.7)
Резерв на невыплату финансовых активов	12.8	3.7	245.9
Прочие(2)	35.3	36.8	(4.1)
Итого	163.1	164.9	(1.1)

Примечание:

- (1) Был произведен пересмотр финансовой информации за 2011 год, содержащейся в финансовой отчетности за 2012 г. См. раздел «Представление финансовой, резервной и другой надежной информации – Пересмотр» и примечание 8 к финансовой отчетности за 2012г.
- (2) Прочие общие и административные расходы включают расходы на командировки, связь, представительские офисы, аренду, службу безопасности, расходы на банковские услуги и штрафы.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, общие и административные расходы составили 163.1 млрд. тенге в сравнении с 164.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., отражая снижение на 1.8 млрд. тенге или 1.1%. Такое снижение связано, главным образом, со снижением штрафов, пени и неустоек до 4.3 млрд. тенге или 32.6 %, снижением расходов на износ и амортизацию до 2.2 млрд. тенге или 12.7 %, снижением пожертвований на благотворительность, и было частично погашено на 9.1 млрд. тенге с разрешением на увеличение финансовых активов.

Снижение штрафов, пени и неустоек до 8.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., по сравнению с 13.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. связано, в первую очередь, с разовым платежом в 7.9 млрд. тенге КМГ RM в 2011 г. в отношении требования уплаты налога, касающегося 2004 и 2005 гг. решением Верховного Суда в апреле 2011.

Снижение расходов по истощению, износу, амортизации до 13.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, по сравнению с 16.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, связаны с уменьшением количества внеоборотных и нематериальных активов Компании в 2012 г. по сравнению с 2011 г.

Снижение пожертвований на благотворительность до 15.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в сравнении с 17.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. произошло, главным образом вследствие низшего уровня финансирования, предоставленного Компанией по отношению к благотворительной деятельности в 2012 г. по сравнению с 2011 г.

Увеличение разрешения на снижение финансовых активов до 12.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., по сравнению с 3.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. произошло, главным образом, со снижением дебиторской задолженности группы Ромпетрол в 2012 г.

Увеличение расходов на заработную плату на 1 млрд. тенге или 1.9 % до 55.0 млрд. тенге за год,

закончившийся 31 декабря 2012 г. с 54.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. связано, в основном, с годовым регулированием баланса инфляции и увеличением заработной платы рабочим заводов Озенмунайгаз, что было частично возмещено снижением количества рабочих Компании и подконтрольных предприятий.

Снижение остальных расходов на 1.5 млрд. тенге или 4.1 % до 35.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, по сравнению с 36.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. произошло, в основном, вследствие реализации программы сокращения расходов Компании.

Транспортные и торговые расходы

В таблице ниже приведена надежная информация о транспортных и торговых расходах Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между годами, закончившимися 31 декабря
	2011	2010	2010 и 2011
	(млрд. тенге)		
Налог на вывоз сырой нефти	149.8	98.0	52.9
Транспортировка	101.5	84.9	19.6
Таможенная пошлина	51.7	7.5	589.3
Затраты	17.1	16.5	3.6
Износ и амортизация	11.6	13.2	(12.1)
Прочие	19.1	18.6	2.7
Всего	350.7	238.7	46.9

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 системы 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 год, закончившийся 31 декабря 2012 года, транспортные и торговые расходы составили 360,7 млрд. тенге по сравнению с 350,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., отражая рост 10,0 млрд. тенге или 2.9%. Такой рост, главным образом, обусловлен увеличением налога на вывоз сырой нефти на 10.0 млрд. тенге или 6.7 %, увеличением расходов на транспортировку на 9.3 млрд. тенге или 9.2 %, что частично было возмещено увеличением таможенной пошлины на 8.0 млрд. тенге или 15.5%.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Компания выплатила налог на аренду в сумме 51.7 млрд. тенге. Увеличение налога на аренду главным образом относится к увеличению цены на сырую нефть. Снижение таможенной пошлины главным образом произошло из-за одноразовой выплаты в 2011 г. расходов по отношению к невыплаченной экспортной таможенной пошлине в январе 2009.

Обесценивание гудвила

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., Компания зарегистрировала 2.4 млрд. тенге обесценивание гудвила по сравнению с обесцениванием гудвила за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Обесценивание гудвила за 2011 г. главным образом относится к приобретению Батумского нефтеналивного терминала и морского порта.

Обесценивание собственности, зданий и оборудования и других внеоборотных активов.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., Компания зарегистрировала 82.4 млрд. тенге обесценивания собственности, зданий и оборудования и других внеоборотных активов по сравнению с 45.5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., отражая увеличение на 36.9 млрд. тенге или 81.8 %. Данное увеличение главным образом относится к снижению затрат на продукцию Компании в 2012 г. на 76.4 млрд. тенге на КМГ RM вследствие забастовки на производстве «Озенмунайгаз» с мая по август 2011 г., наряду со снижением прогнозируемого производственного плана. См. раздел «Рабочие» и «Факторы риска – Риски, относящиеся к

коммерческой деятельности Компании – Трудовой конфликт может существенно негативно сказаться на коммерческой деятельности Компании».

Прибыль (убытки) от продажи собственности, зданий и оборудования

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., Компания зарегистрировала чистую прибыль от продажи собственности, зданий и оборудования в сумме 3.3 млрд. тенге в сравнении с чистым убытком в размере 3.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Чистая прибыль за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, главным образом, относится к продаже собственности, зданий и оборудования, сделанной в порядке обычной деятельности, в то время как чистый убыток в 2010 г. преимущественно относится к убыткам от размещения собственности, зданий и оборудования в порядке обычной деятельности. См. «Деятельность - Разведка и проекты по добыче и разведке - Крупнейшие разведывательные проекты Компании».

Прибыль от продажи акций дочерних организаций

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., Компания зарегистрировала прибыль на сумму 9.6 млрд. тенге от продажи акций дочерних организаций в результате передачи КМГ 51 % своих акций в Нефтехимической промышленности Казахстана Объединенной химической компании за 4 860.4 миллиона в апреле 2012, так же как и передачи КМГ RM 49 % акций в KZ EP в ноябре 2012, что привело к прибыли в 4 782.3 миллиона тенге. КМГ RM сохраняет оставшийся 51 % акций в KZ EP. Компания не зарегистрировала никакой прибыли от продаж акций дочерних организаций за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Другие доходы от основной деятельности

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., Компания зарегистрировала 27.5 млрд. тенге других операционных доходов по сравнению с 15.4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., отражая увеличение на 12.1 млрд. тенге или 78.6 %. Данное увеличение главным образом относится на прибыль, полученную от продажи некоторых непрофильных активов Компании.

Другие операционные расходы

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, Компания зарегистрировала 16.8 млрд. тенге других операционных расходов по сравнению с 11.4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., отражая увеличение на 5.4 млрд. тенге или 47.7 %. Данное увеличение главным образом относится на затраты, связанные с продажей некоторых непрофильных активов Компании.

Чистый курсовой убыток

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., Компания зарегистрировала чистый курсовой убыток в 18.0 млрд. тенге по сравнению с чистым курсовым убытком в 9.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., отражая увеличение на 9.2 млрд. тенге или 104.5 %. Данное увеличение изначально относится к обесцениванию тенге по отношению к доллару США.

Доход от финансирования

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., доход от финансирования составил 29,0 млрд. тенге по сравнению с 45,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., отражая сокращение на 16,6 млрд. тенге или 36,4%. Такое сокращение обусловлено, главным образом, снижением процентного дохода от банковских вкладов и банковских гарантий на 8.4 млрд. тенге или 27.0 %, в результате более низкого среднего остатка на банковском депозите в 2012 г. по сравнению с 2011 г., также как и снижение процентного дохода по предоставляемым займам на 4.8 млрд. тенге или 77.4 %, или снижения по другим финансовым доходам.

Расходы на финансирование

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., расходы Компании на финансирование составили 169,2 млрд. тенге

по сравнению со 171,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., отражая рост на 2,0 млрд. тенге или 1.2%. Главным образом, рост был вызван более высокими уровнями займов и выпущенных ценных бумаг на 10.8 млрд. тенге или снижение на 7.0 % процентов по займу и выпущенных долговых ценных бумаг, что было частично возмещено ростом других затрат на финансирование на 7.8 млрд. тенге или 87.6 %. На 31 декабря 2012 общая сумма заимствований Компании составила 2 063.7 млрд. тенге по сравнению с 1 917.8 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 г. См. раздел «Долговые обязательства».

Уменьшение капиталовложений в совместные предприятия

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Компания зарегистрировала уменьшение капиталовложений в совместные предприятия на 3.0 млрд. тенге в результате уменьшения, зарегистрированного по отношению к капиталовложению в Каспи Битум. Смотрите Примечание 13 к Финансовому Отчету за 2012 г. Компания не зарегистрировала уменьшения капиталовложения в совместные предприятия за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Доля прибыли в совместных предприятиях и ассоциированных организациях

Компания и ее дочерние организации владеют долями в совместных 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 совместные предприятия и ассоциированные организации учитываются по методу учета по доле участия. См. раздел «Представление финансовой, резервной и некоторой другой информации – Некоторая информация о дочерних организациях, совместных предприятиях и ассоциированных организациях» «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность - Изменения доли дохода от совместных ассоциированных организаций» и Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2012 год и Примечание 28 к Финансовой отчетности за 2011 г.

Значительную часть операционной прибыли Компании составляет прибыль от ее совместных предприятий и ассоциированных организаций. ТШО, КазРосГаз и ММГ является основными совместными предприятиями, в то время как «Петроказакстан» является партнером КМГ RM.

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

	За год, закончившийся 31 Декабря		% разница между годами, закончившимися 31 декабря
	2012	2011	2011 и 2012
	(млрд. тенге)		
Компани:			
ТШО	267.8	303.4	(11.7)
МВВ	64.6	80.9	(20.1)
КазРосГаз	40.9	39.4	3.8
Казахойл Актобе	11.3	15.5	(27.1)
КМГ RM:			
ПКИ	34.6	48.6	(28.8)
Другие(1)	51.9	46.8	10.9
Итого	471.1	534.6	(11.9)

Примечание:

(1) Включает (среди прочих) компании Казгермунай и «Valsera Holdings B.V.», которым косвенно принадлежит Шымкентский НПЗ через их долю в размере 99,43% в ТОО «ПетроКазакстаи Ойл Продактс», «МунайТас» и «Казахтуркмунай».

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, доля дохода от совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций снизилась на 63.5 млрд. тенге или на 11,9% с 534,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года. Данное снижение произошло за счет снижения доли прибыли Компании от ТШО до 35.6 млрд. тенге или 11.7 %, снижения доли прибыли Компании от ММГ до 16.3 млрд. тенге или 20.0 %, снижения доли прибыли Компании от ПКИ до 14.0 млрд. тенге или 28.8 % в 2012 г.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2011 г. снижение произошло, прежде всего, за счет снижения производства сырой нефти и газа на 6.2 % и 5.9 % соответственно,

в 2012 г. по сравнению с 2011.

Снижение доли дохода Компании от ТШО на 132.6% за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2011 года, произошло, прежде всего, за счёт снижения производства сырой нефти и газа на 6.2 % и 5.9 % соответственно.

Снижение доли дохода Компании от ММГ за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2011, произошло, прежде всего, за счет высшей уплаты процентов от зданий ММГ, которые приносят прибыль в плавающем курсе валют по одномесячной лондонской межбанковской ставке плюс 3.5 % выплаченных ММГ за 2012 год, по сравнению с 2011.

Увеличение доли дохода Компании от КазРосГаз на 1.5 млрд. тенге или 3.8 % за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2011 г., произошло, прежде всего, а счет увеличения объемов продаж газа КазРосГаз, так же как и высшей рыночной ценой на газ в 2012 г. Снижение доли дохода Компании от Казахойл Актобе на 4.2 млрд. тенге или 27.1 % за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2011 г., произошло, прежде всего, за счет перераспределения объемов сырой нефти, предназначенной для экспортной продажи на отечественном рынке. Снижение доли дохода Компании от Петроказахстан на 14.0 млрд. тенге или 28.8 % за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2011 г., произошло, прежде всего, за счет снижения объема сырой нефти и нефтепродукции, проданной Петроказахстан в 2012 г., что в свою очередь произошло из-за позднего заключения договора на покупку дополнительных объемов сырой нефти третьими сторонами для того, чтобы заменить поставки, которые были перераспределены на отечественный рынок в 2012 г.

Увеличение доли прибыли от других совместных предприятий и ассоциированных организаций на 5.1 млрд. тенге или 10.9 % за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., произошло, главным образом, за счет увеличения средней стоимости сырой нефти, так же как и повышения объема продаж.

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. Эффективная ставка налогообложения Компании выросла до 30 % за год, закончившийся 31 декабря 2012г., в сравнении с 24,2 % за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., в результате применения налога на доход и отложенного налога, полученного Компанией и КМГ RM. Ставка налога на сверхприбыль до налога на прибыль в 589.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., составила 5.3 %, в сравнении со ставкой налога на сверхприбыль в 5.3 % на прибыль в 633.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. См. раздел «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность - Налогообложение».

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., Компания зарегистрировала расходы на подоходный налог на сумму в 177.1 млрд. тенге в сравнении с 153.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., отражая увеличение на 24.0 млрд. тенге или 15.7 %. Такое увеличение стало в основной результатом увеличения подоходного налога корпорации до 10.3 млрд. тенге или увеличения до 49.5 % текущего налога на сверхприбыль. Такое увеличение было частично возмещено выигрышем на отсроченном налоге на прибыль в 18.4 млрд. тенге.

Прибыль за год

В результате вышеперечисленного, прибыль Компании за год снизилась на 65.3 млрд. тенге или 13.6 % до 413.4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года с 478.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Прибыль Компании за 2012 и 2011 гг. составила 14.0% и 18.2% соответственно от доходов Компании за указанные годы.

Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2010 г.

Доход

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. общий доход составил 2 625.3 млрд. тенге, что по сравнению с 2 098.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. отражает увеличение на 526.4 млрд. тенге или 25.1 %.

Данное увеличение произошло, прежде всего, по причине увеличения продаж продукции очищенной нефти на 446.5 млрд. тенге или 33.2 %.

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2011(1) (млрд. тенге)	2010	% разница между годами, закончившимися 31 декабря 2010 и 2011
Продажа нефтепродуктов	1,873.6	1407.1	33.2
Продажа сырой нефти	470.6	461.8	1.9
Плата за транспортировку	224.0	261.9	(14.5)
Продажа продуктов переработки газа	192.2	158.1	21.6
Прочие доходы	155.9	73.6	111.8
За вычетом: налога с продаж и коммерческих скидок	(291.0)	(263.6)	10.4
Всего	2,625.2	2,098.9	25.1

Примечание:

(1) Был произведен пересмотр финансовой информации за 2011 год, содержащейся в финансовой отчетности за 2012 г. См раздел «Представление финансовой, резервной и другой надежной информации – Пересмотр» и примечание 8 к финансовой отчетности за 2012 г.

Продажи сырой нефти и нефтепродуктов

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	2010
Доход от продажи сырой нефти (млрд. тенге)(1)	470.6	461.8
Объем продаж сырой нефти (тыс. тонн)(2)	7,656	8,643
Средняя цена за тонну сырой нефти (тенге)(3)	61,471	53,428

Примечания:

(1) После исключения межгрупповой продажи сырой нефти РД КМГ.

(2) Включает объем продаж только для Компании и консолидированных дочерних компаний, после исключения межгрупповой продажи сырой нефти РД КМГ

(3) Средняя цена за тонну сырой нефти рассчитывается разделением суммы общей прибыли от продажи сырой нефти (после исключения межгрупповой продажи сырой нефти РД КМГ) на общий объем продаж сырой нефти (после исключения межгрупповой продажи сырой нефти РД КМГ)

Общая прибыль Компании от продажи сырой нефти увеличилась на 8.8 млрд. тенге или 1.9 % до 470.6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 461.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Такое увеличение произошло главным образом в результате повышения общей стоимости нефти в течение года, закончившегося 31 декабря 2011 г.

В таблице ниже приведены данные об экспортной продаже КМГ RM по Агентскому соглашению и продаж на внутреннем рынке КМГ RM компании РД КМГ для последующей обработки на Атырауском НПЗ за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	2010
Экспортная продажа сырой нефти (тысяч тонн)	5,758	6,860
Средняя цена за тонну по экспортным продажам сырой нефти (KZT)	113,857	81,131
Продажа сырой нефти РД КМГ (тысяч тонн)	1,898	1,783
Средняя цена за тонну по продажам сырой нефти РД КМГ (тенге)	27,858	22,830

Общий объем экспорта сырой нефти КМГ RM через РД КМГ по Агентскому соглашению сократился до 5 758 тысяч тонн за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 6 860 тысяч тонн за год, закончившийся 31 декабря 2010 г.

Общий объем продаж сырой нефти КМГ RM внутри страны через РД КМГ по Соглашению о сотрудничестве составил 1.9 миллиона тонн за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. и 1.8 миллиона тонн за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., отражая снижение на 5.6 %. Такое снижение произошло главным образом по причине возросшего спроса на сырую нефть от Атырауского НПЗ. Согласно Агентскому соглашению у КМГ

RM имеет минимальную квоту продаж требуемых для предоставления Атыраускому НПЗ. В 2011 и 2010 гг. Атырауский НПЗ не затребовал минимальную квоту продаж.

В таблице ниже приведены данные Компании о продаже продукции очищенной нефти, где Компания является руководителем и исключает взимание пошлины за объем и продажу, за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2011	2010
Продажа продукции очищенной нефти (млрд. тенге)	1,873.6	1,407.1
Объем проданной продукции очищенной нефти (тысяч тонн)	13,408	12,245
Средняя цена за тонну продукции очищенной нефти (тенге)	139,738	114,915

Общая прибыль Компании от продажи продукции очищенной нефти за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. увеличилась на 466.5 млрд. тенге или 33.2 % до 1 873.6 млрд. тенге по сравнению с 1 407.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010. Такое увеличение Компании от продаж продукции очищенной нефти произошло, прежде всего, по причине повышения на 21.6 % стоимости за тонну продукции очищенной нефти за период, так же как и увеличение на 9.5 % объемов проданной сырой нефти.

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

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2011	2010
Продажа продукции очищенной нефти (млрд. тенге)	555.8	424.0
Объем проданной продукции очищенной нефти (тысяч тонн)	4,794	4,338
Средняя цена за тонну продукции очищенной нефти (тенге)	116,597	98,703

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. продажи продукции очищенной нефти «Ромпетрол» увеличились на 31.1 % до 555.8 млрд. тенге по сравнению с 424 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Это увеличение, главным образом, связано с более высокими ценами на нефтепродукты, проданные «Ромпетрол» на Европейском рынке.

Плата за транспортировку

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., доходы от транспортировки составили 224,0 млрд. тенге по сравнению с 261,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., продемонстрировав увеличение на 37.9 млрд. тенге или на 14.5%. Это увеличение главным образом связано с меньшим объемом природного газа, перевозимого через систему транспортировки природного газа, управляемой ИЦА, что в свою очередь применимо к новым договорам «качай или плати», заключенным между ИЦА и Газпром в январе 2011 г. См. «Деятельность – Перевозка – Транспортировка и хранение газа – Объемы транспортировки 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.

Доход от транспортировки газа

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

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2011	2010
	(млрд. тенге)	
Услуги по транспортировке:		
Центрально-азиатский газ (транзит)	54.0	103.0
Российский газ (транзит)	20.1	15.4
Казахстанский газ (за пределы страны)	15.5	13.8
Казахстанский газ (в пределах страны)	4.3	2.8
Кыргыстанский газ (транзит)	0.3	0.2
Общий доход от транспортировки газа(1)	94.2	135.2

Примечание:

(1) Без учета исключения корпоративных взаиморасчетов

Доход от транспортировки газа снизился на 30.3 % за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2010 г. Снижение платы за транспортировку, прежде всего, произошло о причине условий нового договора «качай и плати», заключенного между ИЦА и Газпром в январе 2011 г. См. «Деятельность – Перевозка – Транспортировка и хранение газа – Объемы транспортировки газа»

Доход от транспортировки нефти

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2011 (млрд. тенге)	2010
Трубопроводы КТО:		
<i>Западная ветвь:</i>		
Трубопровод УАС	53.6	55.7
Другие трубопроводы Западной ветви осуществляют транспортировку в:		
Атырауский НПЗ	3.8	3.7
Морской порт Актау	5.3	7.5
Трубопровод КТК	4.4	5.7
<i>Восточная ветвь осуществляет транспортировку в:</i>		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	25.2	24.5
Шымкентский НПЗ	7.3	6.9
Павлодарский НПЗ	2.2	1.5
Прочие платежи(1)	7.8	3.9
Общий доход от транспортировки сырой нефти(2)	109.6	109.4

Примечания:

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

(2) Без чета исключения корпоративных взаиморасчетов

Доход от транспортировки сырой нефти увеличился на 0.2 % за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 2010 г. Такое увеличение произошло главным образом из-за увеличения на 3.2 % объемов транспортировки нефти через систему трубопровода КТО в 2011 г.

Продажи продуктов переработки газа

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. объем продаж продуктов переработки газа составил 192.2 млрд. тенге по сравнению с 158.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. отражая увеличение на 34.1 млрд. тенге или 21.6 %. Такое увеличение было вызвано, прежде всего, ростом средних цен на газ в 2011 г. по сравнению с 2010 г.

Прочие доходы

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. другие доходы составили 155.9 млрд. тенге по сравнению с 73.6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., отражая увеличение на 82.3 млрд. тенге или 111.8 %. Такое увеличение произошло, главным образом, при воздействии положительной курсовой разницы, так же как и продажа некоторых непрофильных активов Компании.

Себестоимость реализованной продукции

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2011(1) (млрд. тенге)	2010	% разница между годами, закончившимися 31 декабря 2010 и 2011
Материалы и сырье	1,334.3	981.0	36.0
Фонд заработной платы	157.3	121.8	29.1
Износ, истощение и амортизация	118.7	102.5	15.8
Налог на добычу полезных ископаемых	78.7	70.9	11.0
Ремонт и техническое обслуживание	46.3	42.5	8.9
Электроэнергия	35.6	32.1	10.9
Прочие налоги	10.0	10.2	(2.0)
Прочее	55.2	48.0	15.0
Всего	1,836.1	1409.0	30.3

Примечание:

(1) Был произведен пересмотр финансовой информации за 2011 год, содержащейся в финансовой отчетности за 2012 г. См. раздел «Представление финансовой, резервной и другой надежной информации – Пересмотр» и примечание 8 к финансовой отчетности за 2012 г.

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. себестоимость реализованной продукции составила 1 836.1 млрд. тенге по сравнению с 1 409.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. отражая увеличение на 427.1 млрд. тенге или 30.3 %. Такое увеличение произошло, прежде всего, за счет увеличения материалов и сырья на 353.3 млрд. тенге, так же как и увеличения фонда заработной платы на 35.5 млрд. тенге или 29.1 %.

Увеличение расходов на материалы до 1 334.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 981.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. произошло главным образом из-за приобретения третьими сторонами сырой нефти по высшей стоимости, также как и общее увеличение в цене на сырье (в частности, стоимость сырой нефти, так как КМГ RM закупает некоторые объемы сырой нефти у третьих сторон для поставки на нефтеперерабатывающие заводы).

Увеличение расходов на заработную плату, за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. с 157.3 млрд. тенге до 121.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. произошло, прежде всего, в результате увеличения числа сотрудников в Компании и дочерних компаниях, что, прежде всего, связано с приобретением АГП в июне 2011, так же как и общее повышение зарплаты по причине годового регулирования инфляции.

Увеличение расходов на износ, истощение и амортизацию до 118.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 102.5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. произошло, прежде всего, по причине общего увеличения баланса основных средств в 2011 г.

Налог Компании на добычу полезных ископаемых составил 78.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 70.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. отражая увеличение на 7.8 млрд. тенге или 11.0 %. Такое увеличение, прежде всего, отражает увеличение средней стоимости сырой нефти и нефтепродукции, так как налог рассчитывается от процента продаж. См. раздел «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Налогообложение – Налог на добычу полезных ископаемых/Режим Роялти».

Валовая прибыль

С учетом вышеизложенного, за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. валовая прибыль Компании увеличилась на 99.3 млрд. тенге или 14,4%, до 789.2 млрд. тенге с 689.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г.

Общие и административные расходы

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2011(1) (млрд. тенге)	2010	% разница между годами, закончившимися 31 декабря 2010 и 2011 года
Расходы фонда заработной платы	54.0	50.8	6.3
Пожертвования на благотворительность	17.3	12.0	44.2
Износ и амортизация	16.2	15.5	4.5
Штрафы, пени и неустойки.....	13.2	4.7	180.9
Налоги кроме налога на прибыль	11.9	8.0	48.8
Консультационные услуги	11.8	10.8	9.3
Разрешение на уменьшение финансовых активов	3.7	13.1	(71.8)
Затраты на устаревшие товары (утилизация)(2).	—	(0.8)	100
Прочие(2)	36.8	25.0	47.2
Всего	164.9	139.1	18.5

Примечания:

(1) Был произведен пересмотр финансовой информации за 2011 год, содержащейся в финансовой отчетности за 2012 г. См. раздел «Представление финансовой, резервной и другой надежной информации – Пересмотр» и примечание 8 к финансовой отчетности за 2012 г.

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

За год, закончившийся 31 декабря 2011 года, общие и административные расходы составили 164.9 млрд. тенге в сравнении с 139.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., увеличившись до 25.8 млрд. тенге или

18.5 %. Такое увеличение связано главным образом с увеличением штрафов, пени и неустойки КТЗ до 8.5 млрд. тенге или 180.9 % или на 47.2 % увеличение других общих и административных расходов. Такое увеличение было частично возмещено на 9.4 млрд. тенге или 71.8 % с разрешением на снижение финансовых активов.

Увеличение штрафов, пени и неустойки до 13.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 4.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. относится, прежде всего, к начислению 7.7 млрд. тенге по отношению к требованиям уплаты налога, относящегося к 2004 и 2005 гг. выполняя решение Верховного Суда в апреле 2011 г., так же как и другие неустойки, связанные с выплатой вывозной пошлины и загрязнение окружающей среды.

Увеличение других расходов до 36.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 25.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. относится, главным образом, к увеличению стоимости услуг и материалов.

Увеличение расходов на заработную плату до 54.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. с 50.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., отражая увеличение на 3.2 млрд. тенге или 6.3 %, произошло, главным образом из-за ежегодной поправки к инфляции, так же как и увеличение количества работников.

Увеличение расходов на пожертвования на благотворительность на 5.3 млрд. тенге или 44.2 % до 17.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 12.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. относится, прежде всего, к увеличению благотворительной деятельности Компании, так же как и сумм, предоставляемых КМГ RM некоторым общественным фондам.

Разрешение на снижение финансовых активов на 9.4 млрд. тенге или 71.8 % до 3.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 13.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, произошло, главным образом, из-за снижения дебиторской задолженности дочерних предприятий Компании, в результате обычного ведения деятельности.

Транспортные и торговые расходы

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

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между годами,
	2011	2010	закончившимися
	(млрд. тенге)		31 декабря
			2010 или 2011
Рентный налог на экспорт сырой нефти	149.8	98.0	52.9
Транспортировка	101.5	84.9	19.6
Таможенная пошлина	51.7	7.5	589.3
Затраты на оплату труда	17.1	16.5	3.6
Износ и амортизация	11.6	13.2	(12.1)
Прочие	19.1	18.6	2.7
Всего	350.7	238.7	46.9

За год, закончившийся 31 декабря 2011 года, транспортные и торговые расходы составили 350,7 млрд. тенге по сравнению с 238,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., отражая рост 112,0 млрд. тенге или 46.9%. Такой рост, главным образом, обусловлен увеличением налога на вывоз сырой нефти на 51.8 млрд. тенге или 52.9 %, увеличением расходов на транспортировку на 44.2 млрд. тенге или 589.3 %, увеличением таможенной пошлины на 16.6 млрд. тенге или 19.6%.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Компания выплатила налог на аренду в сумме 149.8 млрд. тенге и таможенную пошлину в сумме 51.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с налогом на аренду в сумме 98.0 млрд. тенге и таможенной пошлиной в сумме 7.5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Увеличение налога на аренду связано, прежде всего, с увеличением стоимости сырой нефти. Увеличение таможенной пошлины произошло, главным образом, из-за выплат в 2011 г., связанных с невыплаченной экспортной таможенной пошлиной в январе 2009 г.

Обесценение гудвила

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., Компания зарегистрировала 2.4 млрд. тенге обесценение гудвила по сравнению с обесценением гудвила за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Обесценение гудвила за

2011 г. главным образом относится к приобретению Батумского нефтеналивного терминала и морского порта.

Обесценение собственности, зданий и оборудования и других внеоборотных активов.

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., Компания зарегистрировала 45.5 млрд. тенге обесценивания собственности, зданий и оборудования и других внеоборотных активов по сравнению с 10.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., отражая увеличение на 34.7 млрд. тенге или 321.3 %. Данное увеличение главным образом относится к убытку от обесценения собственности, зданий и оборудования, признанных КТО по отношению к Батумскому нефтеналивному терминалу и морскому порту, так же как и убытку от обесценения, признанному КТГ по отношению к отсрочке постройки складов в 2011 г.

Прибыль (убытки) от продажи собственности, зданий и оборудования

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., Компания зарегистрировала чистую прибыль от продажи собственности, зданий и оборудования в сумме 3.3 млрд. тенге в сравнении с чистым убытком в размере 3.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Чистая прибыль за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, главным образом, относится к продаже собственности, зданий и оборудования, сделанной в порядке обычной деятельности, в то время как чистый убыток в 2010 г. преимущественно относится к убыткам от размещения собственности, зданий и оборудования в порядке обычной деятельности. См. «Деятельность - Разведка и проекты по добыче и разведке - Крупнейшие разведочные проекты Компании».

Другие доходы от основной деятельности

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., Компания зарегистрировала 15.4 млрд. тенге других операционных доходов по сравнению с 4.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., отражая увеличение на 12.1 млрд. тенге или 266.7 %. Данное увеличение главным образом относится на прибыль, полученную от продажи некоторых непрофильных активов Компании.

Другие операционные расходы

За год, закончившийся 31 декабря 2011 года, Компания зарегистрировала 11.4 млрд. тенге других операционных расходов по сравнению с 16.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., отражая увеличение на 4.6 млрд. тенге или 28.8 %. Данное увеличение главным образом относится на затраты, связанные с непрерывной программой снижения затрат Компании.

Чистый курсовой убыток

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., Компания зарегистрировала чистый курсовой убыток в 8.8 млрд. тенге по сравнению с чистым курсовым убытком в 5.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., отражая увеличение на 3.1 млрд. тенге или 54.4 %. Данное увеличение изначально относится к обесцениванию тенге по отношению к доллару США.

Доход от финансирования

За год, закончившийся 31 декабря 2010 г., доход от финансирования составил 45,6 млрд. тенге по сравнению с 58,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г.. отражая сокращение на 13,1 млрд. тенге или 22,3%. Такое сокращение обусловлено, главным образом, снижением процентного дохода от банковских вкладов и банковских гарантий до 22.2 млрд. тенге или 41.7 %, в результате более низкого среднего остатка на банковском депозите в 2011 г.

Расходы на финансирование

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., расходы Компании на финансирование составили 171,2 млрд. тенге по сравнению со 152,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., отражая рост на 18,6 млрд. тенге или 12,2%. Главным образом, рост на 12,3 млрд. тенге или 8,7 % вызван более высокими уровнями займов и выпущенных ценных бумаг или на 1 122,0% чистых убытков на вторичные ценные бумаги. На 31 декабря 2011

общая сумма заимствований Компании составила 1 917.8 млрд. тенге по сравнению с 1 957.6 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2010 г. См. раздел «Долговые обязательства». В 2011 г. Компания списала учетные займы на затраты на финансирование на сумму в 5 885.6 млрд. тенге и зарегистрировала чистый убыток по вторичным ценным бумагам на сумму в 6 552.3 млрд. тенге.

Доля прибыли в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях

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

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между годами, закончившимися 31 декабря 2010 и 2011
	2011 (млрд. тенге)	2010	
Компани:			
ТШО	303.4	192.9	57.3
МІВУ	80.9	23.7	241.4
КазРосГаз	39.4	46.4	(15.1)
Казахойл-Актобе	15.5	8.0	93.8
Прочие(1)	6.7	1.0	570.0
КМГ ЕР:			
ПКИ	48.6	47.7	1.9
Казгермунай	40.1	23.5	70.6
Всего	534.6	343.2	55.8

Примечание:

- (1) Включает (среди прочих) компанию «Valsera Holdings B.V.», которой косвенно принадлежит Шымкентский НПЗ через ее долю в размере 99,43% в ТОО «ПетроКазахстаи Ойл Продактс», ММГ «МунайТас» и «Казахтуркмунай».

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., доля прибыли в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях увеличилась на 191.4 млрд. тенге или 55.8 % до 534.6 млрд. тенге с 343.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Такое увеличение произошло, прежде всего, по причине увеличения на 110.5 млрд. тенге или 57.3 % доли прибыли Компании от ТШО, также как и увеличение на 57.2 млрд. тенге или 241.4% доли прибыли от МІВУ в 2011 г по сравнению с 2010 г.

Увеличение доли дохода Компании от ТШО за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2010 г., произошло, прежде всего, за счет роста средней цены на сырую нефть в 2011 г. Увеличение доли дохода Компании от МІВУ за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2010 г., произошло, прежде всего, за счет роста средней цены на сырую нефть в 2011 г. и увеличения на 5% добычи сырой нефти и газа.

Сокращение доли дохода Компании от КазРосГаз на 7.0 млрд. тенге или 15.1 % за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. произошло, прежде всего, по причине снижения объема экспортных продаж газа. Увеличение доли дохода Компании от Казахойл Актобе на 7.5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2010 г., произошло, прежде всего, по причине роста средней цены на сырую нефть. Увеличение доли дохода Компании от ПКИ на 0.9 млрд. тенге или 1.8 % за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2010 г., произошло, прежде всего, по причине роста средней цены на сырую нефть и слияния Тургай Петролеум в сентябре 2011 г. Увеличение доли дохода Компании от Казгермунай на 16.6 млрд. тенге или 70.5 % а год, закончившийся 31 декабря 2011 г., по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2010 г., произошло, прежде всего, по причине роста средней цены на сырую нефть и увеличения объемов экспортных продаж в 2011 г. по сравнению с 2010 г.

Расходы по подоходному налогу

Эффективная ставка налогообложения Компании снизилась на 24.2 % за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 25.0 % за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. в результате более низкого налога на дивиденды и процентного дохода. За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. ставка налога на прибыль Компании до уплаты подоходного налога в 633.2 млрд. тенге составила 3.3 % по сравнению со ставкой налога на прибыль в 2.3 % до уплаты подоходного налога в 529.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. См. раздел - «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность - Налогообложение».

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Компания зарегистрировала расходы по подоходному налогу на сумму в 153.1 млрд. тенге по сравнению с 132.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., увеличение на 20.4 млрд. тенге или 15.4 %. Такое увеличение произошло, прежде всего, из-за увеличения на

15.2 млрд. тенге или 21.6 % текущего подоходного налога корпорации и увеличения на 8.7 млрд. тенге или 71.9 % текущего налога на сверхприбыль. Такое увеличение было частично покрыто выигрышем на отсроченном налоге на прибыль корпорации в 1.0 млрд. тенге.

Прибыль за год

В результате вышеперечисленного, прибыль Компании за указанный период увеличилась на 81.7 млрд. тенге или 20.6%, с 397.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г.

Прибыль Компании за 2011 и 2010 гг. представляет 18.2 % и 18.9 % соответственно, от годового дохода Компании за эти года.

Производственные сегменты

Обзор

Для целей финансовой отчетности деятельность Компании можно разделить на пять операционных сегментов. Основными операционными сегментами Компании являются: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, транспортировка газа и переработка, 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.** Компания частично владеет и единолично управляет крупнейшей трубопроводной сетью для сырой нефти в Казахстане по всей длине и пропускной способности. Результаты этой деятельности учитываются в составе производственного сегмента «Транспортировка нефти и газа».
- **Транспортировка газа.** В управлении Компания владеет и управляет главными системами газопровода, включая две основные сети. Результаты этой деятельности учитываются в составе производственного сегмента «Транспортировка нефти и газа».
- **Переработка 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. Результаты этой деятельности указаны в составе производственного сегмента «Переработка 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 представлена информация о доходе, валовой прибыли и чистой прибыли операционных сегментов Компании за указанные периоды:

Сегмент	За год, закончившийся 31 декабря								
	2012	2011(1)	2010	2012	2011(1)	2010	2012	2011(1)	2010
	Общие доходы (в млрд. тенге)			валовая прибыль за год			чистая прибыль за год		
Разведка и добыча нефти и газа	853.7	721.2	609.2	585.9	486.0	395.4	300.6	284.2	250.3
Транспортировка нефти	163.9	160.3	161.1	54.1	56.7	63.4	41.8	29.2	45.1
Транспортировка газа	262.2	251.7	260.8	64.1	79.6	119.4	(73.7)	71.5	103.3
Переработка сырой нефти и нефтепродуктов	2,674.9	2,201.8	1,691.6	183.8	186.3	135.4	(23.2)	(35.7)	(80.9)
Прочие	108.5	78.8	37.6	17.0	17.0	13.3	169.6	202.0	156.1
Исключение взаиморасчетов	(1,102.7)	(788.6)	(661.3)	(35.3)	(36.4)	(37.0)	1.6	(72.5)	(76.9)
Всего	2,960.4	2,625.3	2,098.9	869.6	789.2	689.9	413.4	478.7	397.0

Примечание:

(1) Был произведен пересмотр финансовой информации за 2011 год, содержащейся в финансовой отчетности за 2012 г. См. раздел «Представление финансовой, резервной и другой надежной информации – Пересмотр» и примечание 8 к финансовой отчетности за 2012 г.

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 и является самым прибыльным сегментом Компании. 1.2 %, 1.5 % и 2.6 % дохода сегмента были получены от внешних клиентов и 98.8%, 98.5% и 97.5% от внутренних клиентов за годы, закончившиеся 31 декабря в 2012, 2011 и 2010 годах соответственно. РД КМГ, на который приходилось 93,4%, 99.8 и 99.8% от общих объемов добычи нефти Компании за годы, закончившиеся 31 декабря в 2012, 2011 и 2010 годах соответственно, продает часть добываемой нефти внешним покупателям.

Кроме внешних продаж, до 1 мая 2012 г., РД КМГ также осуществляла внутренние продажи значительной части добываемой им сырой нефти на экспорт через КМГ RM по агентскому договору. Такие продажи проводились по рыночным ценам для продажи внешним потребителям. РД КМГ также осуществляет внутренние продажи своей продукции в пользу КМГ RM со значительной скидкой, как указано ниже в разделе «Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов».

Доходы компании РД КМГ включают в себя продажу сырой нефти КМГ RM для переработки, причем указанный доход исключается при консолидации. В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, РД КМГ обязалась продавать определенное количество сырой нефти КМГ RM, которую КМГ RM затем перерабатывает эту нефть на Атырауском НПЗ для производства нефтепродуктов на продажу на внутреннем рынке Казахстана. За годы с 2006 по 2010 РД КМГ была обязана продавать как минимум 1.9 млрд. тонны сырой нефти в год, по запросу Атырауского нефтеперерабатывающего завода. За период с 2011 по 2015 гг. количество, которое РД КМГ обязалось предоставить, в соответствии с Соглашением о взаимоотношении, изложено в бюджете Компании за этот год. В 2012 и 2014 гг. РД КМГ обязалось предоставлять до 1.9 тонн сырой нефти, по запросу Атырауского нефтеперерабатывающего завода. 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 за годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 составляла, соответственно, 37 906 тенге, 27 858 тенге и 22 830 тенге за тонну. Объемы продаж на внутреннем рынке в рамках Соглашения о взаимодействии составляли 1.6 млн. тонн, 1.9 млн. тонн и 1.8 млн. тонн за годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно.

Снижение объемов продаж на местном рынке за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2011 г. произошло, прежде всего, по причине забастовки на производственном объекте «УзеньМунайГаз» с мая по август 2011 на производстве Компании в 2012 г. Увеличение объемов продаж на внутреннем рынке за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2010 г. относится, прежде всего, к возросшему спросу на поставку сырой нефти с Атырауского нефтеперерабатывающего завода в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях. РД КМГ продает сырую нефть на экспорт (кроме сырой нефти, продаваемой по ежегодным внутригрупповым договорам покупки, описанным ниже), компании КМГ RM по котировкам индекса Piatt's, с учетом расходов на транспортировку, страхование, скидок или надбавок в зависимости от качества.

Средняя цена за тонну, рассчитанная по данной формуле, составила 122 103 тенге, 113 857 тенге и 81 131 тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно. Объем таких продаж составил 6.1 млн. тонн, 5.8 млн. тонн и 6.9 млн. тонн за годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг., соответственно.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 18.4% до 853.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 721.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, в то время как валовая прибыль увеличилась на 20.6%, составив сумму в размере 585.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 480.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года. Увеличение дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за год, закончившийся 31 декабря 2012 года в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2011 года, в основном, было вызвано более высокой общей стоимостью нефти в 2012 г.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 18,4% до 171,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., по сравнению с 609.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010г., в то время как валовая прибыль выросла за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. на 22,9%, составив сумму в размере 486,0 млрд. тенге по сравнению с 395,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Увеличение дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. в сравнении с 2011 годом в основном было вызвано более высокой общей стоимостью нефти в 2011 г.

Чистая прибыль сегмента разведки и добычи нефти и газа увеличилась на 5,8%, до 300,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с 284.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011,

отражая, в основном, результат высшей общей стоимости за год, что было частично возмещено расходами на обесценение актива на сумму в 77.0 млрд. тенге в 2012 г. (по сравнению с 17.0 млрд. тенге в 2011 г.) преимущественно из-за продолжающегося в 2012 г. воздействия забастовки на производственном объекте «УзеньМунайГаз», которая началась в мае 2011 г. и закончилась в августе 2011 г., так же как и некоторое количество отключений подачи электроэнергии. См. раздел «Деятельность - Работники» и «Факторы риска – Риски, относящиеся к деятельности Компании – Трудовой конфликт может существенно негативно сказаться на деятельности Компании».

Чистая прибыль сегмента разведки и добычи нефти и газа увеличилась на 13,5%, до 284,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. в сравнении с 250,3 млрд. за год, закончившийся 31 декабря 2010 г, в основном, в результате более высокой общей стоимости нефти за год.

Транспортировка нефти

Сегмент «транспортировка нефти» является четвертым сегментом Компании по объему дохода. 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. 84.8 %, 84.4 % и 84.2 % дохода сегмента были получены от внешних клиентов и 15.2%, 15.6% и 18.8 % от внутренних клиентов за года, закончившиеся 31 декабря в 2012, 2011 и 2010 годах соответственно.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 2.2% до 163.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 160.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, в основном в результате более высокого транспортного тарифа, который действует с декабря 2012 г., в то время как валовая прибыль снизилась на 4.6% до 54.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 56.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года. Такое снижение относится, прежде всего, к увеличению стоимости предоставляемых товаров и услуг.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 0,5% до 160,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., по сравнению с 161.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010г., в то время как валовая прибыль снизилась на 10.6 % до 56.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 63,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Такое снижение относится, прежде всего, к увеличению стоимости предоставляемых товаров и услуг.

Чистая прибыль сегмента транспортировки нефти увеличилась на 43,2%, до 41,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с 29.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011, прежде всего, в результате выплаты 13.8 млрд. тенге, принятой Компанией в 2011 г. (по сравнению с выплатой 0.9 млрд. тенге в 2012 г.) в результате обесценения «Батуми Индастриал Холдингз Лимитед» («БИХЛ»), дочерняя компания, находящаяся в полной собственности КТО, что было вызвано снижением прогнозируемых объемов перевалки в Батумском морском порту и нефтеналивном терминале.

Чистая прибыль сегмента транспортировки нефти снизилась на 35,3%, до 29,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. в сравнении с 45,1 млрд. за год, закончившийся 31 декабря 2010 г, в основном, в результате снижения выплаты в 2011 г. описанной выше.

Транспортировка газа

Сегмент «транспортировка газа» является третьим сегментом Компании по объему дохода. 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. Практически 100 % от общего дохода поступает от внешних клиентов.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 4.2% до 262.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 251.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, в то время как валовая прибыль снизилась на 19.5% до 64.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 79.6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года. Такое снижение относится, прежде всего, к увеличению стоимости предоставляемых товаров и услуг.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту снизился на 3,5% до 251,7 млрд. тенге за год,

закончившийся 31 декабря 2011 г., по сравнению с 260.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., в то время как валовая прибыль снизилась на 33.3 % до 79.6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 119,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Такое снижение относится, прежде всего, к меньшим объемам природного газа, транспортируемого через систему транспортировки природного газа, эксплуатируемую ИЦА, что, в свою очередь, относится к условиям договора «отгрузи или плати», заключенного между ИЦА и Газпромом в январе 2011 г.

Чистый убыток сегмента транспортировки газа составил 73.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. прежде всего, в результате дивидендов, выплаченных КазРосГаз Компании в сумме 143 млрд. тенге. Чистая прибыль сегмента транспортировки газа составила 71.5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Чистая прибыль сегмента транспортировки нефти снизилась на 30,8%, до 71,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 103.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010, прежде всего, в результате меньшего объема природного газа, транспортируемого через систему транспортировки природного газа, эксплуатируемую ИЦА. См. раздел *«Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2010 г. – Доходы – Тарифы на транспортировку»*.

Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов

Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов - это крупнейший сегмент Компании с точки зрения дохода до исключения взаиморасчетов, хотя он не являлся прибыльным сегментом в последние годы. 92.0 %, 98.8 % и 98.7 % дохода сегмента были получены от внешних покупателей (т.е. неаффилированных лиц и совместных предприятий) и 8.0%, 1.2 % и 1.3 % от внутренних покупателей (т.е. Компании и ее дочерних организаций) за годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно.

Несмотря на то, что часть доходов сегмента была получена от продаж продуктов нефтепереработки на местном рынке, большая, чем половина дохода сегмента, (55.4 %, 46.3 % и 44.7 % за годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно), получена от продажи нефтепродуктов «Ромпетрол» на европейских рынках по общей стоимости. Значительная часть нефти, которая была переработана для продажи на отечественном рынке в 2012 году, была приобретена у РД КМГ компанией КМГ RM по рыночной цене, как указано ниже. См. раздел *«Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2010 г. – Доходы – Продажи нефтепродуктов и сырой нефти»*

Относительно небольшая часть дохода сегмента в 2012 году была получена от оказания услуг по переработке третьим лицам, а именно «Актобемунайгаз» и ТОО «Казакхойл 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 2012, 2011 и 2010 годах имели существенное негативное воздействие на данный сегмент.

Чистая валовая прибыль сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов составила 6.9% за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с 8.5 % и 8.0 % за годы, закончившийся 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 21.5% до 2 674.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 2 201.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года. Такое увеличение относится, прежде всего, к увеличению объемов проданной нефтепродукции в результате увеличения объемов производства на Павлодарском и Петромидия НПЗ, что, в свою очередь, произошло из-за влияния модернизации и программы расширения на этих заводах. Такое увеличение также относится к увеличению средней стоимости за тонну нефтепродукции за данный период.

Валовая прибыль данного сегмента снизилась на 1.3 % до 183.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с 186.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Такое снижение произошло, прежде всего, по причине увеличения стоимости предоставляемых товаров и услуг.

Валовая прибыль данного сегмента увеличилась на 37.6 % до 186.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 135.4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Такое увеличение произошло, прежде всего, по причине увеличения средней стоимости за тонну нефтепродукции.

Чистый убыток сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов до исключения взаиморасчетов снизился на 35.0 % до чистого убытка в размере 23.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с чистым убытком в 35.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Такое снижение является, прежде всего, результатом более низких затрат на финансирование в 2012 г. по сравнению с 2011 г.

Чистый убыток сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов до исключения взаимозачетов снизился на 55.9% до чистого убытка в размере 35.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года по сравнению с чистым убытком в размере 80.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 года. Это снижение обуславливается улучшением производства и увеличением тарифов, налагаемых на Павлодарский НПЗ, Атырауский НПЗ, Шымкентский НПЗ, так же как и увеличение средней стоимости за тонну очищенной нефти.

Прочие

Сегмент «прочие» 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 80.9%, 65.9 % и 45.0 % дохода от внешних заказчиков, и 19.1 %, 34. 1% и 55,0% от внутренних заказчиков за год, закончившийся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно.

Доход до исключения взаимозачетов по данному сегменту увеличился на 37.7%, до 108.5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 78.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, по причине увеличения дохода от ANS и консолидации доходов в 2011 г. Такое увеличение валовой прибыли сегмента «прочее» произошло, прежде всего, по причине, увеличения дохода, относящегося к данному сегменту.

Чистая прибыль сегмента «прочее» снизилась на 16.0 % до 169.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с 202.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011, прежде всего, по причине снижения процентного дохода от банковских вкладов и банковских гарантий в 2012 г., отражая более низкий средний остаток на банковском депозите за последний год. Такое снижение также относится к снижению доходов от процентов по займам и снижению других финансовых поступлений.

Чистая прибыль сегмента «прочее» увеличилась на 29.3 % до 202.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. по сравнению с 156.2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. прежде всего в результате увеличения уровня прибыли, получаемой Компанией преимущественно от ТШО.

Ликвидность и собственные фонды

Движение денежных средств

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

	За год, закончившийся			% разница между годами, закончившимися	
	2012	31 декабря 2011 ⁽¹⁾ (млрд. тенге)	2010	2011 и 2012	2010 и 2011
чистые денежные потоки от операционной деятельности	93.9	73.4	130.5	27.9	(43.8)
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности	(168.4)	3.3	(126.1)	(5,203)	102.6
Чистые денежные потоки от финансовой деятельности	(93.9)	(137.4)	69.4	31.7	(298.0)

Примечания:

- (1) Определенные повторные опубликования отчетности были проведены в финансовой информации 2011 г. Финансовой отчетности. Смотрите «Представление финансовой информации, информации о резервах, и другой определенной информации - повторные опубликования отчетности» и Примечание 8 к Финансовой отчетности 2012 г.
- (2)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г. чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 93.9 млрд. тенге по сравнению с 73.4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., т.е. произошло увеличение на 20.5 млрд. тенге или 27.9%. Данное увеличение, было, прежде всего,

обусловлено 20.1 млрд. тенге или 6.0%, что привело к уменьшению потока денежных средств от операционной деятельности, большей частью в результате увеличения цены на сырую нефть в 2012 г.

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 73.4 млрд. тенге по сравнению с 130.5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., т.е. произошло уменьшение на 57.1 млрд. тенге или 43.8%. Данное уменьшение, было, прежде всего, обусловлено 32.1 млрд. тенге или 8.7%, что привело к уменьшению потока денежных средств от операционной деятельности, 17.2 млрд. тенге или 35.2% снижения полученных процентов и 1.7 млрд. или 1.0% увеличения выплачиваемых налогов.

Чистые денежные средства, полученные от / (используемые для) инвестиционной деятельности

Оборот чистых денежных средств, полученных от/ (используемых для) 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 год, закончившийся 31 декабря 2012 г., чистые денежные средства, используемые для инвестиционной деятельности, составили 168.4 млрд. тенге по сравнению с чистыми денежными средствами, полученными от инвестиционной деятельности, которые составили 3.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Разница в чистых денежных средствах, полученных от/ (используемых для) инвестиционной деятельности в 2012 г. первоначально отражалась в 179.2 млрд. тенге чистых денежных средств, используемых при размещении банковских депозитов по сравнению с 145,8 млрд. тенге при снятии банковских депозитов в 2011 г., 150.0 млрд. тенге наличных средств было использовано Компанией для оплаты по закупочной цене для 5,0% дохода в КРО (Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.) в июне 2012 г. (дополнительные 5,0% дохода в КРО, в Компанию было внесено АО «Самрук-Казына») и 452.8 млрд. тенге наличных средств, используемых для приобретения недвижимости, машин и оборудования и нематериальных активов, которые отразились в снижении 5.7 млрд. тенге или 1,2%, выше уровней наличных средств, используемых для приобретения недвижимости, машин и оборудования и нематериальных активов в 2011 г. Чистые денежные средства, используемые для инвестиционной деятельности в 2012 г. были частично погашены посредством 98.6 млрд. тенге или 24.3%, увеличение в распределяемой прибыли, полученной от совместных предприятий и ассоциаций в 2012 по сравнению с 2011 г.

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., чистые денежные средства, от инвестиционной деятельности, составили 3.3 млрд. тенге по сравнению с чистыми денежными средствами, используемыми в инвестиционной деятельности 126.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Разница в чистых денежных средствах, полученных от/ (используемых для) инвестиционной деятельности в 2011 г. первоначально отражалась в 16.5 млрд. тенге или 12.8%, увеличение при размещении банковских депозитов, 116.0 млрд. тенге или 40%, увеличение в распределяемой прибыли, полученной от совместных предприятий и ассоциаций в 2011 по сравнению с 2010 г.

Чистые денежные средства, полученные от / (используемые для) финансовой деятельности

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности, составили 93.9 млрд. тенге в сравнении с 137.4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., отражая уменьшение до 43,5 млрд. тенге или 31.7%. Данное уменьшение было, прежде всего, обусловлено 278.6 млрд. тенге или 97.9%, при увеличении доходов от займов и утверждении 27.3 млрд. тенге в доходах от первого выпуска акций КТО, частично погашенных посредством 131.6 млрд. тенге или 38.5%, увеличение количества выплат займов и утверждение 143.2 млрд. дивидендов, выплаченных держателям неконтрольных пакетов акций в 2012 г.

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г., чистые денежные средства, используемых для финансовой деятельности, составили 69.4 млрд. тенге за года, закончившийся 31 декабря 2010 г. Разница в чистых денежных средствах, полученных от/ (используемых для) финансовой деятельности в 2011 г. первоначально отражалась в 1,006.9 млрд. тенге или 78.0%, увеличение доходов от займов из-за более низкого уровня займов, частично погашаемых посредством 949.0 млрд. или 73.5%, уменьшение денежных средств, используемых при выплате займов в 2011 г. по сравнению с 2010 г.

Депозиты в казахстанских банках

На 31 декабря 2012 г., Компания снизила уровни депозитов, одобренных казахстанскими банками, в сравнении с предыдущими периодами и имела депозиты в размере 4.5 млрд. долларов США (по сравнению с 4.6 млрд. долларов США на 31 декабря 2011 года и 6.7 млрд. долларов США на 31 декабря 2010 года) с казахстанскими банками, из которых 1.1 млрд. долларов США (по сравнению с 0.6 . долларов США на 31 декабря 2011 года и 1.8 млрд. долларов США на 31 декабря 2010 года), было одобрено Казкоммерцбанком, 2.2 млрд. долларов США (по сравнению с 2.9 млрд. долларов США на 31 декабря 2011 г. и 2.2 млрд. долларов США на 31 декабря 2010 г.) было одобрено Halyk Bank и nil (по сравнению с 2.0 млн. долларов США на 31 декабря 2010 г.) было одобрено БТА Банком. В сентябре 2010 г., Компания применяла (i) депозиты в Halyk Bank для возмещения 75.05 млрд. тенге из исходной основной суммы 180.5 млрд. тенге ссуды НБРК, (ii) депозиты в БТА Банке (в размере 142 млрд. тенге) и Казкоммерцбанк (в размере 48 млрд. тенге) для погашения долговых обязательств Компании в размере 190 млрд. тенге и (iii) депозиты в БТА Банке (в размере 142 млрд. тенге) и в Казкоммерцбанке (в размере 10 млрд. тенге) для займа С-К. Смотрите «Факторы риска – Факторы риска относительно коммерческой деятельности Компании – Компания подвержена Казахстанскому банковскому сектору».

Капитальные затраты

Общие капитальные затраты Компании по сегментам за указанные годы приведены в таблице ниже и отражают приобретения посредством деловых комбинаций. Основные приобретения Компании в течение лет, закончившихся 31 декабря 2012 г., 2011 г. и 2010 г., описаны ниже в разделе «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидности - Приобретения».

	За год, закончившийся 31 декабря		2010	% разница между годами, закончившимися 31 декабря	
	2012	2011		2011 и 2012	2010 и 2011
		(млрд. тенге)			
Разведка и добыча нефти и газа	546.6		268.3		1.6
Транспортировка нефти и газа	138.5		88.9		17.3
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов.....	95.7		57.5		29.2
Прочее.....	59.8		26.9		91.4
Нарушение.....	(2.4)		(1.8)		111.1
Общие капитальные затраты	838.2		439.8		13.5

На конец года, заканчивающийся 31 декабря 2012 года, самые важные капитальные затраты компании, включенные в приобретения Компании 10.0% дохода в КРО (301.2 млрд. тенге); разведка и добыча в пределах Северо-Каспийского морского проекта (158.9 млрд. тенге); обеспечение производства и увеличения объемов при капитальных затратах РД КМГ (137.8 млрд. тенге), модернизация НПЗ КМГ RM, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов и установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ (103,6 млрд. тенге), реконструкция системы трубопроводов КТГ (7,7 млрд. тенге), реконструкция системы трубопроводов КТО (20,4 млрд. тенге).

На конец года, заканчивающийся 31 декабря 2011 года, самые важные капитальные затраты компании, включающие разведку и добычу в пределах Северо-Каспийского морского проекта (161.4 млрд. тенге); капитальные затраты РД КМГ на поддержание производственных уровней (100.9 млрд. тенге); модернизация

НПЗ КМГ RM, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов на Атырауском НПЗ (48,2 млрд. тенге); реконструкции системы трубопроводов КТГ (48,6 млрд. тенге); реконструкция системы трубопроводов КТО (50,3 млрд. тенге); реконструкция Петромида НПЗ (25,5 млрд. тенге).

На конец года, заканчивающийся 31 декабря 2010 года, самые важные капитальные затраты компании, включающие разведку и добычу в пределах Северо-Каспийского морского проекта (175.1 млрд. тенге); капитальные затраты РД КМГ на поддержание производственных уровней (82.5 млрд. тенге); модернизация НПЗ КМГ RM, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов на Атырауском НПЗ (26,3 млрд. тенге); реконструкция системы трубопроводов КТГ (53,4 млрд. тенге); реконструкции системы трубопроводов КТО (25,9 млрд. тенге); реконструкция Петромида НПЗ (27,4 млрд. тенге).

На сегмент разведки и добычи нефти и газа пришлось 65.2% и 54.6% и 60.0% капитальных затрат Компании в годах, закончившихся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг., соответственно. Капитальные затраты для разведки и добычи в 2012, 2011 и 2010 гг. относились, в основном, к морским разведочным проектам, а также разведки и добычи и разработке Северо-Каспийского проекта. В 2012, 2011 и 2010 гг., 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».

На сегмент транспортировки нефти и газа пришлось 16.5% и 20.2% капитальных затрат Компании в годах, закончившихся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг., соответственно. В 2012 и 2011 гг., самые крупные проекты в сегменте транспортировки нефти и газа с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) касались реконструкции систем трубопроводов КТО. В 2010 году самые крупные проекты в сегменте транспортировки нефти и газа с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) касались реконструкции системы трубопроводов КТГ.

На сегмент переработки, маркетинга и продажи сырой нефти и нефтепродуктов пришлось 11.4%, 14.9% и 13.1% капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг., соответственно. Капитальные затраты этого сегмента снизились в 2012 году по сравнению с 2011 годом, из-за отсрочки строительства установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ. Капитальные затраты этого сегмента возросли в 2011 году по сравнению с 2010 годом, главным образом, в результате строительства установки по производству ароматических углеводородов на Атырауском НПЗ.

Сегмент «прочее» составлял 7.1%, 10.3%, и 6.1% капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг., соответственно.

В 2012 году наиболее значительные капитальные затраты совместно контролируемых предприятий включали ТШО (206.8 млрд. тенге), AGP (110.4 млрд. тенге) и КТК (202.3 млрд. тенге). В 2011 году, наиболее значительные капитальные затраты совместно контролируемых предприятий включали КТК (114.4 млрд. тенге), MMG (22.7 млрд. тенге), AGP (63.4 млрд. тенге) и ТШО (106.6 млрд. тенге). В 2010 году, наиболее значительные капитальные затраты совместно контролируемых предприятий включали строительство Азиатского газопровода (111,2 млрд. тенге).

В таблице ниже приведена смета расходов Компании за отчетные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013(Е)	2014(Е)	2015(Е)	2016(Е)	2017(Е)
	(млрд. тенге)				
Разведка и добыча нефти и газа	416.3	333.7	329.1	310.4	293.4
Транспортировка нефти и газа	118.7	79.9	61.5	64.1	58.2
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов	232.3	320.5	207.7	31.2	31.4
Прочее	29.7	30.3	15.8	11.1	2.3
Общие капитальные затраты	797.0	764.4	614.1	416.8	385.3

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., ожидаемые сметные капитальные расходы составили 797.0 млрд. тенге. Наиболее значительные капитальные затраты Компании, предусмотренные в бюджете на 2013 г.,

включали разведку и добычу в пределах Северо-Каспийского морского проекта (125.0 млрд. тенге); капитальные затраты РД КМГ на поддержание производственных уровней (176.1 млрд. тенге); модернизация НПЗ КМГ RM, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов и установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ (113.0 млрд. тенге); проекта реконструкции и модернизации Павлодарского НПЗ (62,1 млрд. тенге); системы трубопроводов КТГ (68.7 млрд. тенге); реконструкция системы трубопроводов КТО (33.2 млрд. тенге).

В частности, Компания планирует инвестировать более 1,862.6 млрд. тенге (12.4 млрд. долларов США) в течение следующих пяти лет на следующие проекты:

Обеспечение производства и объемов увеличивается для РД КМГ(344.5 млрд. тенге (2.3 млрд. долларов США));

- Платёжные требования по Кашагану (120.3 млрд. тенге (0.8 млрд. долларов США), эта сумма может подвергнуться увеличению в случае потенциальных задержек в проекте Кашаган);
- Модернизация Атырауского НПЗ (347.1 млрд. тенге (2.3 млрд. долларов США), включая (i) 74.3 млрд. тенге (0.5 млрд. долларов США) на строительство установки по производству ароматических углеводородов, и (ii) 272.8 млрд. тенге (1.8 млрд. долларов США) на строительство установки по глубокой переработке нефти);
- Реконструкция Павлодарского НПЗ (257.8 млрд. тенге (1.7 млрд. долларов США));
- Строительство газопровода «West-North-Centre» (также известного как газопровод Астана газопровод (208.1 млрд. тенге (1.4 млрд. долларов США)); Компания надеется на то, что 195.1 млрд. тенге капитальных расходов, относящихся к строительству газопровода «West-North-Centre» будет оплачиваться государственным капиталовложением, а оставшиеся 13 млрд. тенге будет оплачиваться из наличных средств Компании; и
- Другие проекты поисково-разведочных работ Компании (566.2 млрд. тенге (3.8 млрд. долларов США)).

Кроме того, план о совместном предприятии Компании относительно расходования 4,215.5 млрд. тенге (28.0 млрд. долларов США) на последующие пять лет на следующие важные проекты:

- Проекты расширения на Тенгизском месторождении, осуществляемые ТШО 2,871.4 млрд. тенге (19.3 млрд. долларов США));
- Дальнейшее развитие производственной мощности Азиатского газопровода до 55 млрд. м³ в год, осуществляемое AGP (690.8 млрд. тенге (4.6 млрд. долларов США));
- Проекты КТК по расширению трубопровода (489.0 млрд. тенге (3.2 млрд. долларов США));
- Развитие газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент на BSGP (280.1 млрд. тенге (1.9 млрд. долларов США));
- Переоборудование Шымкентского НПЗ (200.8 млрд. тенге (1.3 млрд. долларов США)); и
- Другие инвестиционные проекты (17.1 млрд. тенге (113.8 млрд. долларов США)).

Доля Компании в капитальных затратах для таких проектов будет пропорциональна ее процентному доходу в соответствующем совместном предприятии. Помимо запланированных капитальных затрат в отношении развития газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, капитальные затраты для этих проектов выплачиваться без оборота Компании.

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 «Казхтуркмунай», КСКП и «Казхойл 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. 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 балансовая стоимость вышеупомянутых капиталовложений на момент истечения срока действия Договора концессии. Не смотря на то, что Договор концессии имел первоначальный срок истечения в 2012 г. Договор концессии был продлен до 2017 г. ИЦА имеет возможность продления срока Договора концессии на два дополнительных периода по пять лет каждый, хотя ИЦА в настоящее время ведет переговоры с Правительством относительно того, чтобы расторгнуть Договор концессии и передать право собственности трубопроводов ИЦА и надеется на то, что эта передача права собственности будет осуществлена к концу 2013 г.

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. На 31 декабря 2012 г., ИЦА владела 52.3 млрд. тенге по договорным обязательствам в отношении данного инвестиционного обязательства.

Перед 31 декабря 2005 г., ИЦА выплатила Государству 10% своей чистой прибыли согласно Договору концессии. 31 марта 2006 г., Казахстан, представленный Министерством финансов, и ИЦА, пришли к соглашению относительно внесения определенных исправлений («**Исправления**») в Договор Концессии. В соответствии с Исправлениями в течение годов, начиная с 1 января 2008 г. до 31 декабря 2012 г. и пятилетнего периода, дополнительно продленного, ежегодная оплата должна быть согласована в начале каждого периода, в противном случае, КТГ должен выплатить 2.1 млрд. тенге. За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., ежегодная оплата составила 3.3 млрд. тенге. В июле 2012 г., ИЦА вступила в дополнительное соглашение Договора Концессии («**Дополнительное соглашение**») в отношении дополнительных расходов в размере 3.1 млрд. тенге за 2011 г., должно быть выплачено в 2012 г. и дополнительные расходы должны быть уравнены до разницы между 25.0% чистой прибыли КТГ и ранее согласованной стоимости 2.1 млрд. тенге, которая будет выплачена в 2013 г.

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.

Обязательства КТГ в соответствии с Контрактом на добычу углеводородов

В декабре 2000 года КТГ подписало Контракт с Агентством по инвестициям Казахстана (далее - «Соглашение на добычу углеводородов») на разведку и добычу углеводородов на территории Северного Учарала и Учарал-Кемпиртобе, а также на участках Амангельды, Анабай, Айрақты 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.

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 13 декабря 2006 года период разведки был продлен до декабря 2013 года, и минимальная рабочая программа на указанный период была увеличена на 35,9 млн. долларов США. На 31 декабря 2012 года Компания имела обязательства относительно незавершенной части минимальной рабочей программы в размере 0.7 млрд. тенге по сравнению с 34.1 млрд. тенге на 31 декабря 2011 г. и 33.9 млрд. тенге на 31 декабря 2010 г.

В соответствии с условиями Контракта на добычу углеводородов, КТГ приняло на себя обязательство по долгосрочной выплате Правительству суммы в размере 4,1 млн. долларов США, относящуюся к историческим затратам, понесенным Правительством на проведение геофизических и геологических исследований и стоимости буровых работ. Платеж в размере 2,3 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 1,8 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.

В июле 2012, КТГ установило права на пользования недрами в отношении газового месторождения Амангельды ООО «Амангельды газ», находящееся в полной собственности дочерней компании.

Инвестиционные обязательства «КМГ Кашаган Б.В.»

На 31 декабря 2012 года, «КМГ Кашаган Б.В.» имела инвестиционные расходные обязательства на 2013 г. по приобретению, строительству и расширению неделимого капитала для разведки и оценочных активах для и расширения активов для нефти и газа на сумму 0.8 млрд. долларов США. КМГ Кашаган Б.В. также имела инвестиционные обязательства на период с 2011 по 2015 гг. на сумму 2.6 млрд. долларов США на 31 декабря 2012 г., при этом, на 2013 г. 1.8 млрд. долларов США этих обязательств – потрачено.

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

На 31 декабря 2012 года КТО имело контрактные обязательства по приобретению земли, машин и оборудования и строительных услуг на сумму 5,6 млрд. тенге. В дополнение, на 31 декабря 2012 года, КТО имело контрактные обязательства по покупке товарно-материальных запасов (материалы и запасные части) и услуг на сумму 1,9 млрд. тенге.

На 31 декабря 2012 года КТО имело контрактные обязательства своих совместных предприятий по приобретению земли, машин и оборудования и строительных услуг на сумму 11,6 млрд. тенге. В дополнение, на 31 декабря 2012 года, КТО имело контрактные обязательства своих совместных предприятий по покупке товарно-материальных запасов (материалы и запасные части) и услуг на сумму 1 млрд. тенге.

Договорные обязательства КМТ

Согласно условиям контрактов на проведение поисково-разведочных работ, заключенных с Правительством, КМТ имеет определенные обязательства по выполнению минимальных рабочих программ по соответствующим нефтегазовым проектам. На 31 декабря 2012 г., КМТ имело контрактные обязательства по одобренному в 2013 г. бюджету, насчитывающему 11.2 млрд. тенге.

Договорные обязательства ММГ

Месторождения газа и нефти ММГ расположены на участке, принадлежащем Мангистаускому районному управлению. В соответствии с Соглашением о недропользовании, ММГ должно выполнять ежегодные минимальные рабочие программы по определенным проектам. Эти минимальные рабочие программы подлежат согласованию с правительственным органом ЗАПКАЗНЕДРА. В соответствии с этими минимальными рабочими программами на год, закончившийся 31 декабря 2012 г., обязательства ММГ в отношении капитальных и эксплуатационных расходов, насчитывавших до 326.8 млрд. тенге, включая обязательства по бурению 105 скважин и добыче 5,946 тысяч сырой нефти и 534 тыс. м³ природного газа. На 31 декабря 2012 г., ММГ понесло расходы в размере 564.7 млрд. тенге в отношении капитальных и эксплуатационных расходов, пробурено 117 скважин (превышая задачу, выполняемую минимальными рабочими программами) и добыто 5,921 тысяч тонн сырой нефти (из 5,946 запланированных по минимальным рабочим программам) и 541 тыс. м³ природного газа (превышая задачу, выполняемую минимальными рабочими программами). Руководство полагает, что на 31 декабря 2012 г., ММГ в значительной степени выполнило требования минимальной рабочей программы, и нарушения, при наличии таковых, были разрешены путем переговоров с ЗАПКАЗНЕДРА, без какого-либо существенного влияния на консолидированные финансовые отчеты Группы. На 31 декабря 2012 г., ММГ еще не согласовало ежегодную минимальную рабочую программу для 2013 г. с ЗАПКАЗНЕДРА.

На 31 декабря 2012 г., ММГ имело инвестиционные обязательства по рабочей программе на сумму 23.1 млрд. тенге на 2013 г. и 146.6 млрд. тенге с 2014 г. до 2018 г.

Кроме того, на 31 декабря 2012 г., ММГ имело контрактные обязательства в отношении инвестиций для разведочных работ на месторождениях нефти Махамбет и Бобек, с 2013 по 2014 гг. на сумму 13.3 млрд. тенге.

Обязательства по лицензиям и контрактам месторождений нефти

На 31 декабря 2012 г., Компания имела следующие обязательства в отношении минимальной рабочей программы в соответствии со сроками лицензий, соглашениями о разделе продукции и соглашениями о пользовании недрами, заключенным с правительством:

Год	Капитальные затраты	Эксплуатационные
		расходы
	(млрд. тенге)	
2013.....	193.0	11.4
2014.....	153.8	4.4
2015.....	2.5	3.2
2016.....	0.1	3.3
2017-2024.....	—	12.6
Итого.....	349.4	34.9

См. Примечание 36 к Финансовой отчетности за 2012 год и Примечание 33 к Финансовой отчетности за 2011 год в отношении дополнительных обязательств, взятых на себя Компанией.

Контрактные обязательства КазГерМунай

На 31 декабря 2012 г., доля Компании в отношении обязательств КазГерМунай, составила 4.6 млрд. тенге, в отношении капитальных затрат и 4.1 млрд. тенге в отношении эксплуатационных затрат за 2013 г.

Контрактные обязательства UGL

На 31 декабря 2012 г., доля Компании в отношении обязательств UGL, составила 9.9 млрд. тенге, в отношении капитальных затрат за 2013 г.

Контрактные обязательства KS EP

На 31 декабря 2012 г., доля Компании в отношении обязательств KS EP, составила 4.7 млрд. тенге и 1.5 млрд. тенге в отношении капитальных затрат за 2013 и 2014 гг., соответственно, и 0.2 млрд. тенге и 34 миллиона тенге в отношении эксплуатационных затрат за 2013 и 2014 гг., соответственно.

Контрактные обязательства КМГ RM

На 31 декабря 2012 г., капитальные затраты КМГ RM составили 369.9 млрд. тенге и, главным образом, включали инвестиционные обязательства Атырауского НПЗ в отношении строительства установки по производству ароматических углеводородов. В октябре 2009 г., КМГ RM заключили контракт с Синопек Инжиниринг по строительству установки по производству ароматических углеводородов на Атырауском НПЗ, с общей стоимостью выполнения строительных работ 159.0 млрд. тенге, завершение которой запланировано к 2013 г.

Инвестиционные обязательства КРО

На 31 декабря 2012 г., доля Компании в отношении инвестиционных обязательств КРО для приобретения, строительства и развития нефтегазовых активов, составила 3.8 миллиардов тенге на 2013 г.

Обязательства Ромпетрол

На 31 декабря 2012 г., Rompetrol Rafinare приняла на себя обязательства по капитальным расходам на сумму 3.0 млрд. тенге, в отношении предложенного увеличения производственной мощности Петромида НПЗ, а также реконструкции, чтобы они отвечали стандартам Евро 4 и 5 на этом нефтеперерабатывающем заводе.

На 31 декабря 2012 г., Ромпетрол Rafinare имело негрупповые обязательства относительно приобретения сырьевых материалов и вспомогательного оборудования на сумму 133.7 миллиона долларов США, а также нефтепродуктов и сырьевых материалов и вспомогательного оборудования на сумму 198.4 миллиона долларов США. На 31 декабря 2012 г., Rompetrol Petrochemicals S.R.L. не имело негрупповые обязательства относительно приобретения сырьевых материалов и вспомогательного оборудования на сумму 6.1 миллиона долларов США и сбыта нефтехимических продуктов на сумму 43.6 миллиона долларов США.

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 информацию по займам 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 31 декабря		
	2012	2011	2010
	<i>(миллионов тенге, кроме процентных отношений)</i>		
Всего заимствований	2,063.6	1,917.8	1,957.6
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения.....	1,560.5	1,363.4	1,214.5
Средневзвешенное значение фиксированной ставки вознаграждения.....	8.01%	8.13%	8.32%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения.....	503.1	554.3	743.0
Средневзвешенное значение плавающей ставки вознаграждения.....	4.89%	8.92%	6.36%
Займы, деноминированные в долларах США.....	1,760.3	1,631.9	1,712.5
Займы, деноминированные в тенге.....	265.7	250.5	216.3
Займы, деноминированные в евро.....	36.6	35.3	28.6
Займы, деноминированные в других валютах.....	1.0	0.2	0.2
Краткосрочные.....	469.9	282.9	479.1
Долгосрочные.....	1,593.7	1,634.8	1,478.4

Общая сумма займов Компании увеличилась на 7,6%, до 2,063.6 млрд. тенге на 31 декабря 2012 года с 1,917.8 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 года. Это увеличение, главным образом, произошло вследствие заключения кредитного соглашения на сумму 1.0 миллиардов долларов США с участниками консорциума КРО в связи с приобретением Компанией 5.0% дохода в КРО (далее 5.0% дохода в Компанию Самрук-Казына), а также получение средств от кредитных учреждений, ООО Атырауский НПЗ в соответствии

с источниками кредитования с ООО Банк развития Казахстана. См. «*Основные долговые обязательства Компании и ее дочерние предприятия*». Долгосрочные заимствования Компании (за исключением текущих платежей по долгосрочному займу), уменьшились до 1,593.7 млрд. тенге на 31 декабря 2012 г., от 1,634.8 млрд. тенге на 31 декабря 2011 г. Данное уменьшение было вызвано, главным образом, из-за: досрочного погашения КМГ RM 1.4 млрд. долларов США краткосрочных обязательств с изменяющимся процентом, к оплате в 2016 г., выданных РКІ в 2006 г., перераспределение Облигаций Серии 1, изданные в соответствии с Программой от части недолгосрочного долга до долгосрочного долга; возмещение кредитных услуг на сумму 300 миллионов долларов США с ООО VTB Capital. Уменьшение долгосрочных заимствований Компании в 2012 г. частично компенсировалось вступлением в заем на сумму 1.0 млрд. долларов США с целью приобретения 5% дохода в КРО в июне 2012 г.

Общая сумма займов Компании уменьшилась на 2.0% до 1,917.8 млрд. тенге, на 31 декабря 2011 г. с

1,957.6 млрд. тенге на 31 декабря 2010 г. Это уменьшение, главным образом, произошло вследствие запланированного погашения долга при различных займах, включая кредитные услуги, предоставленные Credit Suisse для КТГ, а также возмещение 250 миллионов долларов США облигаций, выпущенных ИЦА. Долгосрочные заимствования Компании (за вычетом краткосрочной части долгосрочной задолженности) возросли до 1,634.8 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 года с 1,478.4 млрд. тенге на 31 декабря 2010 года. Данное увеличение было, главным образом, обусловлено займом, полученным от Самрук-Казына в январе 2011 г., вхождение в капитальный источник кредитования ВТБ (как указано ниже) и вхождение в ING Facility. См. «— *Основные долговые обязательства Компании и ее дочерние предприятия*».

Финансовая политика

Цели финансовой политики Компании:

- управлять использованием заемного капитала Компании и предпринимать шаги по уменьшению общего уровня задолженности Компании, посредством возмещения такой задолженности в срок платежа без повторного финансирования;
- сохранять оптимальную позицию оборотного капитала на уровне дочерних организаций Компании; и
- сохранять высокий уровень финансовой гибкости в пределах группы Компании.

В соответствии с данной политикой, Компания преследует цель финансирования проектов без воздействия на их балансовый отчет, при вступлении в проектное финансирование без права оборота, при вступлении в финансирование приобретений с ограниченным правом оборота для поступающего основного средства и с применением собственных наличных средств, вырученных от дивидендов, полученных от дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциаций. В проектах финансирования, предпринимаемых Компанией и ее дочерними организациями, Компания обычно осуществляет финансирование на уровне Компании, а затем размещает такую ликвидность для финансирования проектов, если они в этом нуждаются и когда они в этом нуждаются, различными организациями в пределах группы Компании. По отдельности, Компания содействует своим совместным предприятиям и ассоциациям в непосредственном участии в финансировании.

Политика Компании состоит в поддержании общей суммы долга до коэффициента ПДПНИД (прибыль до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации) менее чем 3,5 и чистой задолженности 0,5 в соответствии с некоторыми из договорных обязательств, накладываемых при различных долговых обязательствах. См. «— *Определенные положения и сроки долговых обязательств*».

Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних организаций

Ниже приводится описание основных непогашенных и доступных долговых обязательств Компании и ее дочерних организаций:

- В декабре 2012 г., BSGP вступила в синдицированное кредитное соглашение с, в частности, Китайским Банком развития с целью финансирования разработки, строительства и эксплуатации части Бозой-Шымкент газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Заем приносит проценты за три месяца ЛИБОР плюс 2.7% годовых в течение гарантийного периода и, соответственно, за три месяца ЛИБОР плюс 3.2% годовых. Заем подлежит выплате 11 марта 2028 г. Заем закрепляется корпоративными гарантиями Компании и CNPC

до истечения срока гарантийного периода в декабре 2015 г. На 31 декабря 2012 г., непоплаченная сумма займа согласно данному займу – равна нулю.

- ТОО Атырауский НПЗ вошел в число кредитных соглашений для финансирования строительства нефтеперерабатывающего комплекса глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ и затрат на соответствующие товары и услуги, как указано далее:
 - В августе 2012 г., ТОО Атырауский НПЗ заключил второй договор о займе с ООО Банк развития Казахстана на основную сумму 252.0 миллиона долларов США. Заем приносит проценты по фиксированной ставке 5.0% годовых и подлежит погашению 17 декабря 2025 г. Заем гарантируется Компанией. На 31 декабря 2012 г., невыплаченная сумма займа согласно данному займу составила 38.0 млрд. тенге. См. *«Бизнес — обработка, маркетинг и торговля — КМГ RM — Атырауский НПЗ»*.
 - В августе 2012 г. ТОО Атырауский НПЗ также вступил в кредитное соглашение на 297.5 миллионов долларов США с Японским банком для Международного сотрудничества и Банка Tokyo Mitsubishi UFJ, Ltd. Предоставляется два транша в соответствии с данным соглашением: (i) первый транш включает в себя заем в Японском банке для Международного сотрудничества приносит проценты в размере CIRR плюс 2.19% годовых; и (ii) второй транш включает в себя заем в Tokyo Mitsubishi UFJ, предоставленный Nippon Export and Investment Insurance Agency и приносит проценты за шесть месяцев ЛИБОР плюс 1.1% годовых. Кредитная услуга подлежит погашению 15 декабря 2025 г. и гарантируется Компанией. На 31 декабря 2012 г., итоговая непоплаченная сумма займа согласно данному кредитному соглашению - равна нулю.
 - В июне 2012 г., ТОО Атырауский НПЗ вступил в кредитное соглашение на 1.1 млрд. долларов США с Экспортно-импортным банком Китая. Этот заем предоставляется Китайской корпорацией страхования кредита на экспорт (SINOSURE) и приносит проценты за шесть месяцев ЛИБОР плюс 4.1% годовых и подлежит погашению 6 ноября 2025 г. Заем гарантируется Компанией. На 31 декабря 2012 г., непоплаченная сумма займа согласно данному кредитному соглашению - равна нулю.
 - В июле 2012 г., Компания вступила в кредитное соглашение на 986 миллионов долларов США с другими участниками в NCPC с целью финансирования будущих капитальных затрат, относящихся к Северо-Каспийскому проекту (Месторождение Кашаган). Заем приносит проценты за двенадцать месяцев ЛИБОР плюс 3% годовых и подлежит погашению в июле 2016 г. На 31 декабря 2012 г., непоплаченная сумма займа согласно данному кредитному соглашению - равна нулю. См. *«Капитальные расходы»* и *«Бизнес — Разведка и добыча — Проект поисково-разведочных работ — NCPC - Месторождение Кашаган»*.
- В июне 2012 г., Компания вступила в кредитное соглашение на 1.0 млрд. долларов США с Agip, Karachaganak B.V., BG Karachaganak Limited, Chevron International Petroleum Company, Lukoil Overseas Karachaganak B.V. и ТОО FPSAИМС с целью приобретения 5.0% дохода в Карачаганак. Заем приносит проценты за двенадцать месяцев ЛИБОР плюс 3% годовых умножено на 1.25 и подлежит оплате на 13 июля 2015 г. Согласно данному соглашению, Компания берет на себя обязательство обеспечить гарантию залога в форме 5% акций Проекта Карачаганак в консорциуме. Заем также гарантирован Компанией. На 31 декабря 2012 г., непоплаченная сумма займа согласно данному кредитному соглашению составила 129.8 млрд. тенге.
- В феврале 2012 г., Ромпетрол вступил в синдицированное кредитное соглашение на 200.0 миллионов долларов США с J.P. Morgan Limited, Citigroup Global Markets Limited, Royal Bank of Scotland plc, Unicredit Bank Austria AG и Unicredit Bank AG London Branch. Заем приносит проценты за три месяца ЛИБОР плюс 3.55% годовых и подлежит оплате на 28 февраля 2017 г. В августе 2012 года, в кредитное соглашение были внесены поправки для увеличения суммы кредита на 50,0 млн. долларов США до \$ 250,0 млн., а также добавлять VTB Capital plc. в синдикатную группу. Кредит выдан под гарантии компании. По состоянию на 31 декабря 2012 года непоплаченная основная сумма долга по этому кредиту составляла 37,7 млрд. тенге.
- В декабре 2011 года КМГ RM вступило в возобновляемое кредитное соглашение на сумму 270,0 млн. долларов с Nalyk Bank с целью финансирования оборотного капитала. Этот кредит был получен под проценты по ставке до 7,5% годовых, и сроком погашения 28 декабря 2013 года. По состоянию на 31 декабря 2012 года непоплаченная основная сумма долга по этому кредиту составляла 32,4 млрд. тенге.

- В сентябре 2011 года ОАО NMSK Казмортрансфлот заключило кредитное соглашение с ОАО АТФ Банк на сумму 103.5 миллионов долларов США с целью финансирования приобретения двух танкеров. Этот кредит выдан по ставке в размере трехмесячного LIBOR плюс 4,21% годовых и сроком погашения 24 сентября 2018 года. По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная основная сумма долга по этому кредиту составляла 14,7 млрд. тенге.
- В июле 2011 года KMG Finance заключила соглашение о привлечении синдицированного кредита с рядом международных банков 1,0 млрд. долларов США, включая ING Bank NV, в качестве агента («Фонд ИНГ»). Средства этого займа были направлены на общие корпоративные цели, включая погашение КМГ RM фонда в полном объеме в августе 2011 года. Фонд ING приносит проценты в размере трехмесячного LIBOR + 2,1% годовых и сроком погашения 15 июля 2016 года. Фонд ING гарантируется компанией. По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная основная сумма долга по Фонду ING году составила 150.7 млрд. тенге.
- В январе 2011 года компания получила 23,3 млрд. тенге в кредит от Самрук-Казына с целью постройки газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Средства этого займа были переданы КТГ. Кредит выдан по ставке в размере 2% годовых и сроком погашения 25 января 2024 года. Компания частично погасила этот кредит в 2012 году и, по состоянию на 31 декабря 2012 года по амортизированной стоимости по данному кредиту составляла 6,6 млрд. тенге.
- Пять серий облигаций были выпущены в рамках Программы на сегодняшний день, а именно:
- В ноябре 2010 года компания выпустила свою серию 5 Примечания, состоящую из 1,25 млрд. долларов США 6,375% за счет 2021 года.
- В мае 2010 года KMG Finance опубликовал 4 серии Примечаний, гарантированных Компанией, в рамках программы, состоящие из 1,5 млрд. долларов США 7% Примечания со сроком погашения в 2020 году.
- В июле 2009 года KMG Finance опубликовал 3 серии Примечаний, гарантированных Компанией, в рамках программы, состоящие из 1,5 млрд. долл. США 11,75% Примечания погашения в 2015 году, которые были выпущены двумя траншами и консолидированные в единую серию.
- В июле 2008 года KMG Finance выпустило две серии Примечаний, гарантированных Компанией, которые остаются нерешенными в рамках Программы, Серия 1 Примечаний, на сумму 1,4 млрд. долларов США 8,375% и сроком погашения в 2013 году и Серия 2 Примечаний, на сумму 1,6 млрд. долларов США 9,125 % со сроком погашения в 2018 году.
- В октябре 2010 года компания была замещена, как основной должник в отношении Серии 1 Примечаний, Серии 2 Примечаний, Серии 3 Примечаний и Серии 4 Примечаний, выпущенных в рамках Программы. После такой замены, KMG Finance был освобожден от своих обязательств в отношении Облигаций и гарантии Компании, вследствие чего она была отменена, хотя никакие другие изменения в условиях этого Примечания не были затронуты.
- В октябре 2010 года компания выпустила 100 млрд. тенге с нулевым купоном с погашением 2017 года. Облигации котируются на KASE и размещаются по сниженной номинальной стоимостью 64,4 млрд. тенге дисконтированных по процентной ставке 6,5%.
- В сентябре 2010 года Компания применяла депозиты в Halyk Bank, чтобы погасить 75.05 млрд. тенге из 180.5 млрд. тенге первоначальной основной суммы НБРК. В то же время, Компания применяет депозиты в БТА Банке (в размере 142 млрд. тенге) и Казкоммерцбанке (в размере 48 млрд. тенге), чтобы полностью выкупить облигации на сумму 190 млрд. тенге 5,0% с погашением в 2044 («Облигации Компании»). Самрук-Казына повторно инвестировало часть доходов, полученных от погашения облигаций компании, чтобы подписаться на вновь выпущенные акции компании на сумму 111 млрд. тенге, в то время как используется баланс средств, вырученных в результате выкупа, для погашения 79,0 млрд. тенге из 190 млрд. тенге исходной основной суммы Облигаций С-К. Компания также применяет депозиты в БТА Банке (в размере 142 млрд. тенге) и в Казкоммерцбанке (в размере 10 млрд. тенге), чтобы получить кредит в Самрук-Казына, на общую сумму 152 млрд. тенге с процентной ставкой скоростью 7,0% в течение 20 лет («Кредит для С-К»), который с тех пор был погашен путем зачета дивидендов, выплачиваемых Компанией Самрук-Казына, в качестве единственного акционера. Заем НБРК с тех пор был погашен в полном объеме.

После вступления в силу всего вышеизложенного на 31 декабря 2012 года, Компания продолжала быть кредитором по Кредиту С-К в размере 36,7 млрд. тенге.

- В июле 2010 года Компания выпустила облигаций на KASE на общую сумму 245.7 млрд. тенге с процентной ставкой в размере 7,0% годовых со сроком погашения в 2013 году, 220,0 млрд. тенге из облигаций, были подписаны РД КМГ при первичном размещении. Хотя эти облигации котируются на Казахстанской Фондовой Бирже, ожидается, что РД КМГ будет удерживать их до погашения, чтобы иметь преимущество отдельного соглашения, которое позволяет РД КМГ компенсировать дивиденды, выплачиваемые КМГ, в качестве акционера РД КМГ, вопреки обязательству Компании по уплате основного долга и процентов по этим облигациям. По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная основная сумма облигаций выдающихся году составила 134.1 млрд. тенге.
- 29 октября 2009 года РД КМГ заключила контракт с Sinopec Engineering на строительство комплекса по производству ароматических углеводородов на Атырауском НПЗ стоимостью 1,1 млрд. долл. США, которые компания будет финансировать за счет внешнего финансирования, опираясь на кредитную линию, подписанную с ООО Банк Развития Казахстана 30 июля 2010 года на общую сумму около 1,063.7 млн. долларов США в течение 13 лет. Кредитная линия состоит из двух траншей. Первый транш в долларах США, предоставляет общую сумму на 884 млн. долларов США со ставкой вознаграждения в размере шестимесячного ЛИБОР плюс 4,5% годовых. Второй транш в тенге, предоставляет общую сумму 26,4 млрд. тенге, со ставкой вознаграждения при фиксированной ставке 9% годовых. Движимое и недвижимое имущество Атырауского НПЗ было дано в качестве залога для получения кредита. По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная основная сумма долга по первому траншу этого кредита составляла 383.3 млн. долларов США, включая 218,0 млн. долларов США, списанных в 2012 году, и основная сумма долга по второму траншу этого кредита составляла 26.4 млрд. тенге.
- В октябре 2009 года для того, чтобы финансировать часть доли платежного требования Северо-Каспийского проекта (месторождения Кашаган) 2009 г., Компания выпустила облигации по KASE, которые были полностью подписаны ОАО Банк Развития Казахстана, при общей основной сумме 120 млрд. тенге. Фонды приносят проценты по ставке 6-месячного ЛИБОР плюс 8,5% годовых, выплачиваемых раз в полгода после трехлетнего льготного периода, со сроком погашения в 2019 году. По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная основная сумма облигаций составляла 112 млрд. тенге.
- В декабре 2009 года Credit Suisse рефинансировала заем, предоставленный КТГ-Тбилиси, и гарантировала совместно с КТГ и ИЦА, который первоначально был продлен 27 февраля 2007 года на сумму, эквивалентную 50 млн. долл. США. В течение 2009 года КТГ-Тбилиси нарушил определенные условия, связанные с первоначальным кредитом. Рефинансированный кредит начисляет проценты по ставке ЛИБОР плюс 7,3% годовых и сроком погашения в феврале 2014 года. В связи с рефинансированием, Компания подписала суб-договор участия, в соответствии с которым права и обязанности КТГ-Тбилиси для рефинансированных кредитов были переданы КТГ. По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная основная сумма долга по этому кредиту составляла 19,6 млн. долларов США и КТГ находилось в соответствии со всеми условиями договора, устанавливаемыми в связи с этим рефинансированием.
- В октябре 2008 года было подписано соглашение о реализации новой договорной и управленческой базы NCPC, в том числе передача дополнительных 8,48% акций NCPC Компании от других участников NCPC, каждый из которых, в свою очередь, снизил свой доход в NCPC на пропорциональной основе, для рассмотрения 1.78 млрд. долларов США, выплачиваемой Компанией тремя равными ежегодными взносами после начала работ по добыче нефти на Кашагане. В соответствии с соглашением, Компания не будет нести ответственность за вклад в дальнейшее расходы, связанные с проектом на месторождении Кашаган, если есть имеется повторная разработка материал проекта, или если добыча не началась к октябрю 2013 года. По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная сумма возмещения, выплачиваемого Компанией, включая капитализированные проценты, составила 339.5 млрд. тенге. Кредит отражается в балансовом отчете Компании, включенном в Финансовую отчетность за 2012 год как «Подлежащая уплате за приобретение дополнительной доли в Северо-Каспийском проекте».

Основные долговые обязательства неконсолидированных совместно контролируемых предприятий и ассоциаций

В дополнение, несмотря на то, что они не консолидированы с заимствованиями Компании, некоторые совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании и ее дочерние организации имеют значительные долговые обязательства, описанные ниже:

- AGP вошла две кредитные линии в связи со строительством Азиатского газопровода, а именно:
- В декабре 2012 года, AGP вступила в кредитное соглашение на сумму 4,7 млрд. долларов США с Китайским Банком Развития с целью финансирования строительства третьей линии газопровода Азии. Кредит выдан по ставке ЛИБОР плюс с 2,35% со сроком погашения 27 декабря 2027 года. По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная основная сумма долга по этому кредиту составляла ноль.
- В октябре 2008 года, AGP вступила в синдицированное кредитное соглашение на сумму 7,5 млрд. долларов США синдицированного кредита с Китайским Банком Развития с целью финансирования строительства Азиатского газопровода. Кредит выдан по ставке ЛИБОР плюс с 2,15% годовых и сроком погашения 22 октября 2023 года. По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная основная сумма долга по этому кредиту составляла 1,054.0 млрд. тенге.
- 15 апреля 2009 года, MIBV вступил в соглашение на 3,0 млрд. долларов США ММГ фонда, который обеспечивает безоборотное финансирование, предоставленное залогом акций ММГ и акций MIBV. ММГ фонд начисляет проценты в размере месячного ЛИБОР плюс с 3,5%, со сроком погашения 31 мая 2019 года. По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная основная сумма долга по этому кредиту составляла 84.9 млрд. тенге.
- На 12 августа 2008 года, ККТ вступило в кредитное соглашение на сумму 1,18 млрд. долларов США со сроком на десять лет, который может быть продлен на срок до пяти дополнительных лет. Данное кредитное соглашение было заключено с целью финансирования строительства нефтепровода Кенкияк-Кумколь. ККТ имеет право списать кредит по четырем траншам, три из которых были списаны в течение 2008 года при совокупной основной сумме 1,0 млрд. долларов США. Период использования данного кредита истекает в конце 2011 года. Средства, заимствованные по этому кредиту накапливают проценты по ставке шестимесячного ЛИБОР плюс 2% годовых и гарантируются CNPC. По состоянию на 31 декабря 2012 года непогашенная основная сумма по этой кредитной линии составила 1,0 млрд. долларов США (включая капитализированные проценты).

Отдельные положения и условия долговых обязательств

По состоянию на 31 декабря 2012 года дочерние компании, совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании выпустили следующие материальные облигации и подлежащие уплате согласно стандартным двусторонним договорам со стандартными рыночными условиями: (i) 1100 млн. долларов США 6,124% сроком погашения в 2014 году, выданные Tengizchevroil Finance Co. S.A.R.L. 16 ноября 2004 года и гарантированные ТШО; (ii) 2200 млн. долларов США 6,124% и сроком погашения в 2014 году, выданные Tengizchevroil Finance Co. S.A.R.L. 16 ноября 2004 года и гарантированные ТШО; (iii) 600 млн. долларов США 6,375% и сроком погашения в 2017 году, выданные Intergas Finance B.V. 14 мая 2007 года и гарантированные ИЦА, непогашенная основная сумма которой была уменьшена до 540 млн. долл. США в феврале 2009 года, когда Интергаз Finance BV выкуплены и аннулированы 60 млн. долларов США основной суммы этих облигаций; (iv) 300 млн. долларов США со сроком погашения в 2019 году, выданные KCP Finance B.V. 22 декабря 2004 года и гарантированные на ограниченной основе обращения ККТ и CNPC с процентной ставкой 8,8% по сравнению с 12 февраля 2013 года до полного погашения, и (V) 300 млн. долларов США со сроком погашения в 2020 выданных KCP Finance BV 23 сентября 2005 года и гарантированные на ограниченной основе ККТ и CNPC с процентной ставкой 7% на первые четыре года и 8,8% на оставшийся срок 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. В качестве примера, в рамках Фонда ING, Компанией (в качестве гаранта) должен соблюдаться ряд финансовых обязательств, включающих в себя поддержание: (I), отношения консолидированной чистой задолженности к EBITDA на уровне не более 4,0:1; (II) отношения консолидированной чистой задолженности «существенных дочерних организаций» (как определено в фонде ING), за исключением финансовой задолженности гарантированной компанией и финансовая задолженность Kashagan B.V., EBITDA такого материала не более 2,5:1, а (III), отношение чистого долга к чистой капитализации не более 0.55:1. См. раздел *«Факторы риска-Риски, связанные с Компанией - Компания обязана соблюдать определенные финансовые и другие ограничительные условия»*.

Ниже в таблице представлены предполагаемые графики погашения долгосрочной задолженности Компании по состоянию на 31 декабря 2012 года, допуская, что все кредитные линии компании были полностью сняты на эту дату:

Год, в котором наступает срок оплаты	Сумма оплаты ⁽¹⁾ <i>(млрд. тенге)</i>
2013.....	599.7
2014.....	253.1
2015.....	506.8
2016.....	147.1
2017.....	257.4
2018.....	330.9
2019.....	80.5
2020.....	290.2
2021.....	239.6
2022 и далее.....	163.7

Примечание:

(1) Исключая кредитные услуги, предоставляемые Компании Национальным Фондом Казахстана. Компания не имеет текущие намерения для списания любых средств в соответствии с данной услугой в 2013 г. См. « — *Национальный фонд Казахстана*».

Краткосрочные займы Компании (включая текущую часть долгосрочной кредиторской задолженности) увеличились до 470.0 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2012 года в сравнении с 282.9 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 года. Увеличение было первоначально обусловлено вводом числа новых кредитных соглашений, как описано выше. Краткосрочные займы Компании (включая текущую часть долгосрочной кредиторской задолженности) уменьшились до 282.9 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 года в сравнении с 479.1 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2010 года. Уменьшение было первоначально обусловлено возмещением услуги РД КМГ в 2011 г.

Средневзвешенная ставка вознаграждения по займам Компании с фиксированной процентной ставкой снизилась до 8.01% по состоянию на 31 декабря 2012 г. по сравнению с 8.13% по состоянию на 31 декабря 2011 г., первоначально перед вступлением в заем на сумму 252.0 млн. долларов США с ООО Банк Развития Казахстана, для финансирования строительства нефтеперерабатывающего комплекса глубоко залегающей нефти и расходов на соответствующие товары и услуги на Атырауском НПЗ, который приносит проценты с фиксированной ставкой 5.0% годовых. Средневзвешенная ставка вознаграждения по займам Компании с плавающей процентной ставкой, сниженным до 4.89% по состоянию на 31 декабря 2012 г. по сравнению с 8.92% по состоянию на 31 декабря 2011 г., первоначально отражая вступление в заем на сумму 1 млрд. долларов США в связи с приобретением 5.0% дохода в КРО (дополнительно 5.0% дохода в КРО, были внесены в Компанию Самрук-Казына), который приносит проценты в размере ЛИБОР плюс 1.25% годовых, а также меньше средней величины размеров ЛИБОР в 2012 году по сравнению с 2011 г.

Средневзвешенная ставка вознаграждения по займам Компании с фиксированной процентной ставкой снизилась до 8.13% по состоянию на 31 декабря 2011 года по сравнению с 31 декабря 2010 года, первоначально из-за издания Компанией Серии 5 Примечаний в соответствии с Программой в ноябре 2010 г. Средневзвешенная ставка вознаграждения по займам Компании с плавающей процентной ставкой, увеличенной до 8.92% по состоянию на 31 декабря 2011 года по сравнению с 6.36% по состоянию на 31 декабря 2010 года, первоначально отображая изменение в процентной ставке Услуги КМГ RM в размере ЛИБОР плюс от 2.05% до ЛИБОР плюс в размере 1.55%, следуя за повышением долгосрочного кредита, установленного в декабре 2010 г., а также уменьшение ЛИБОР плюс на 5.0%.

Национальный Фонд Казахстана

В 2012 г., Национальный Фонд Казахстана сделал кредитную услугу в размере 4,0 млрд. долларов США доступной для Компании, из которых 2,5 млрд. долларов США могут быть списаны в 2013 г. и 1,5 млрд. долларов США, из которых может быть списано в 2015 г. Компания не списала и в настоящее время не имеет намерений относительно списания, любые фонды в соответствии с этой услугой в 2013 году.

Количественные и качественные раскрытия Рыночных рисков

Компания задействована в высококонкурентной отрасли и сталкивается с жесткой конкуренцией в отношении Соглашений о недропользовании, квалифицированного персонала и рынков экспорта сырой нефти и продукции из очищенной нефти.

Компания подвержена рискам, относящимся к запасам и добыче, оценке нефтяных и газовых запасов, законодательству об охране окружающей среды Казахстана, ценам на сырую нефть, газ и продукции из очищенной нефти, иностранной валюте, ликвидности, кредиту, процентным ставкам, налогообложениям и другим рискам. Компания не использует финансовые инструменты, такие как форвардные контракты в иностранной валюте, опционы иностранной валюты, свопы процентных ставок и товарные соглашения для управления 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 нее 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. 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 возникнуть в результате более строгого применения существующих норм и правил, судебные споры или изменения в законодательстве не могут быть надлежащим образом оценены. Помимо обсуждаемой в Примечании 36 за 2012 г. Финансовой отчетности, 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.

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. Годовой доход и чистый доход Компании значительно варьируются в отношении изменения цен на сырую нефть. Цены на сырую нефть в последние годы чрезвычайно изменчивы, уменьшаясь в середине в середине 2010 г. перед возмещением через год и в 2011 году. В то время, как цены на сырую нефть снизились в июне 2012 г., цены, возмещенные в июле 2012 г. и цены на сырую нефть в 2012 г. большей частью остались высокими на второй последующий год. По данным Управления по энергетической информации Министерства энергетики США (EIA) спотовая цена сырой нефти марки Brent составила 111.67 долларов США за баррель в 2012 г. по сравнению со средней ценой в размере 111.26 долларов США за баррель в 2011 г. Средняя месячная цена сырой нефти марки Brent в декабре 2012 г. составила 109.49 долларов США за баррель, т.е. больше на 1.5%, чем 107.87 долларов США за баррель в декабре 2010 г. На дату Основного Проспекта, цена сырой нефти остается высокой, хотя все еще находится ниже рекордно высоких цен. Высокие цены на нефть исторически имели сильное положительное воздействие на бизнес Компании, проспекты, финансовое состояние, движение наличности и результаты деятельности. На 8 апреля 2013 г., спотовая цена сырой нефти марки Brent составила 103.16 долларов США за баррель. Не может быть никакой гарантии относительно уровня цен на нефть, которые будут сохраняться в будущем. См. раздел «*Основные факторы, оказывающие влияние на результаты - деятельности и ликвидности - Изменение цен 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 «*Основные факторы, воздействующие на деятельность и ликвидность – 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 независимых от Компании факторов, приводит к существенному колебанию доходов и чистой прибыли Компании*».

Риск, связанный с иностранной валютой

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 НБРК установил плавающий обменный курс тенге, колебания курса национальной валюты были значительными, несмотря на то, что за последние десять лет, до своей недавней девальвации, проведенной НБРК в феврале 2009 года, курс тенге, как правило, рос по отношению к доллару США. Однако 4 февраля 2009 года НБРК 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 2012 года, официальный курс тенге, сообщенный KASE составил 150.74 тенге к 1 доллару США, отражая падение курса тенге к доллару США на 1.6% в сравнении с 31 декабря 2011 года. См. раздел *«Факторы риска - Факторы риска, относящиеся к Республике Казахстан - В феврале 2009 года НБРК 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 НБРК Григорий Марченко объявил о продлении действия валютного коридора в отношении обменного курса тенге к доллару США до 20 марта 2011 года. НБРК может по своему усмотрению отменить или изменить коридор.

Большинство притоков наличных средств Компании (приблизительно 72% в 2012 г.), а также балансы дебиторской задолженности деноминированы в долларах США, в то время как значительная часть расходов Компании на сбыт продукции (приблизительно 47%) 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 31 декабря 2012 года 1,760.3 млрд. тенге задолженности Компании были выражены в долларах США (что составляет 85.3% от общей задолженности Компании на указанную дату в размере 2,063.6 млрд. тенге на эту дату). 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 *«Основные факторы, воздействующие на деятельность и ликвидность – 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 процентных ставок

Компания подвергается процентному риску по задолженности с плавающей процентной ставкой и, в меньшей степени, по задолженности с фиксированной процентной ставкой. Политика Компании заключается в управлении суммой процентной ставки при использовании смешанных или фиксированных и переменных заемных ставок. По состоянию на 31 декабря 2012 года, совокупная основная сумма непогашенных кредитов и займов равнялась 2,063.6 млрд. тенге, из которых на 1,560.5 млрд. тенге вознаграждение начисляется по фиксированным процентным ставкам (при средневзвешенной процентной ставке 8.01%) и 503.1 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. 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.

Кредитный риск

Компания ведет торговлю с признанными кредитоспособными сторонами, и существует кредитная политика проверки на месте в отношении клиентов, которые хотят извлечь выгоду по условиям кредита. 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. 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 74.0%, 75.0% и 86.0% платежей ИЦА за транспортировку газа 2012, 2011 и 2010, 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.

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. 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.

Страховая политика

Исторически сложилось, что Компания не использовала форвардные валютные сделки, валютные свопы, опционы на продажу или другие страховые соглашения. В 2012 г., Компания привлекла консультанта, с тем, чтобы оценить его варианты в отношении хеджирования, принимая во внимание риски изменения цен на сырую нефть. В результате этой оценки, Компания может использовать опционные хеджирования в будущем, и принимать собственную модель для анализа возможностей хеджирования. Компания не должна на сегодняшний день приобретать какие-либо такие варианты, и не намерена использовать валютные форвардные контракты или валютные свопы.

Соглашения о внебалансовых отчетах

По состоянию на 31 декабря 2012 года, Компания не имела материальных внебалансовых статей. Компания сообщает обо всех признанных непредвиденных потенциальных обязательствах и вложениях, таких как положения или иным образом предоставляет информацию о сводной финансовой отчетности. Кредитный риск финансовых документов по внебалансовым отчетам расценивается как вероятность понесения убытков в результате того, что другая сторона финансового инструмента не выполнит в соответствии с условиями договора. Руководство Компании не считает, что забалансовые инструменты имеют существенное значение для консолидированной деятельности или финансового положения.

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 31 декабря 2012 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.

В 2012 году, закончившемся 31 декабря, объем добычи Компании составил 21.3 млн. тонн (8.3 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 5.2 млрд. м³ (1.6 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) газа. В 2011 году, закончившемся 31 декабря, объем добычи Компании составил 21.1 млн. тонн (7.9 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 4.5 млрд. м³ (0.8 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) газа. В 2010 году, закончившемся 31 декабря, объем добычи Компании составил 21.0 млн. тонн (8.8 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 4.6 млрд. м³ (0.9 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) газа. Согласно данным внутренней информации Компании и информации, полученной от NSA, объем сырой нефти (включая пропорциональную долю Компании и дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) составил 26.9%, 26.3% и 26.4% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане в 2012, 2011 и 2010 гг., соответственно, между тем, как добыча газа Компании (включая пропорциональную долю Компании и дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) составила 12.9%, 11.5% и 12.3% от общей добычи газа в Казахстане в 2012, 2011 и 2010 гг., соответственно.

На 31 декабря 2012 года общая протяженность сетей трубопроводов для транспортировки сырой нефти, владельцем или оператором которых является Компания, составила 11 272 км. Кроме того, на 31 декабря 2012 г. Компания имела процентный доход в дальнейшем при длине трубопровода для транспортировки сырой нефти 1 305 км, как части сети совместного предприятия.

Компания добыла в общем 13.0 млн. тонн (10.7 млн. тонн, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) нефтепродуктов в 2011 году, и 14.3 млн. тонн (12.0 млн. тонн, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) нефтепродуктов в 2010 году.

Компания осуществляет подсчет своих запасов на основе Казахстанской методики, которая существенно отличается от международно признанных классификаций и методологий, установленных Стандартами PRMS и SEC. Особенно в отношении того, каким образом и в какой степени при подсчете запасов учитываются коммерческие факторы.

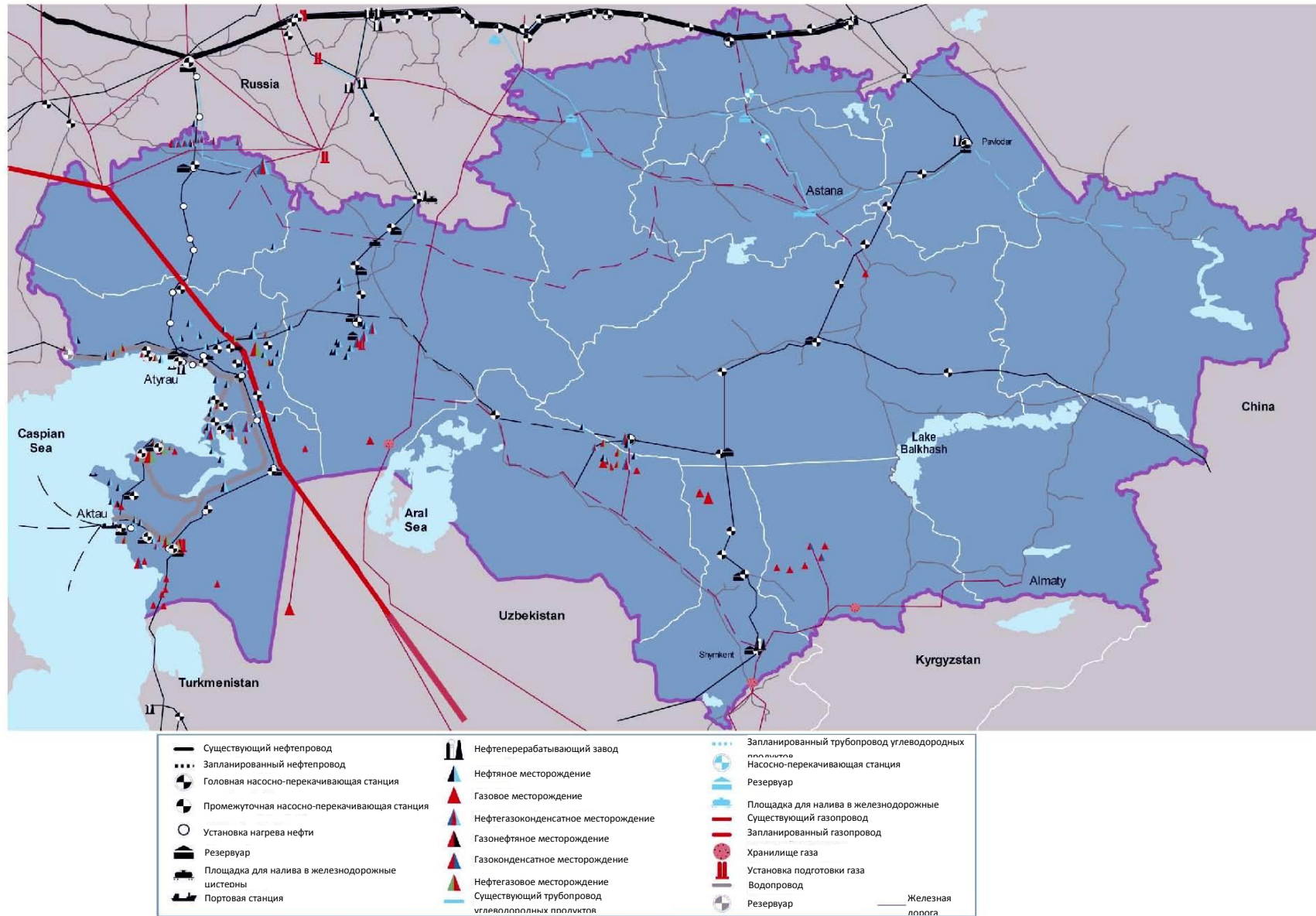
Согласно данным, полученным на основе Казахстанской методики, на 31 декабря 2012 года, запасы Компании по сырой нефти категорий A+B+C1 составили 787.1 млн. тонн (374.4 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), а запасы Компании по природному газу категорий A+B+C1 составили 463.8 млрд. м³ (274.3 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). Компания A+B+C1 сохраняет обеспеченность сырой нефтью 37.0 года (45.0 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 89.1 года (168.3 лет за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) на 31 декабря 2012 года. В 2012 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 40% (24.8%, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с 70.1% (33.5% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2011 году. Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий A+B+C1 Компании с 2011 по 2012 гг., главным образом, отобразило то, что Компания не осуществила никакие существенные приобретения добывающих мощностей в 2012 году. См. раздел – *«Нефтяная и газовая промышленность Казахстана – Классификация запасов» и «Представление информации о финансовой ситуации, запасах и другая информация – Информация об определенных запасах».*

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 12.8% 2,960.4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года. Чистая прибыль Компании уменьшилась на 13.6% 413.4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 478.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года. Совокупный доход Компании увеличился на 25.1% 2,625.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года. Чистая прибыль Компании увеличилась на 20.6% 478.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года по сравнению с 397.0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 года.

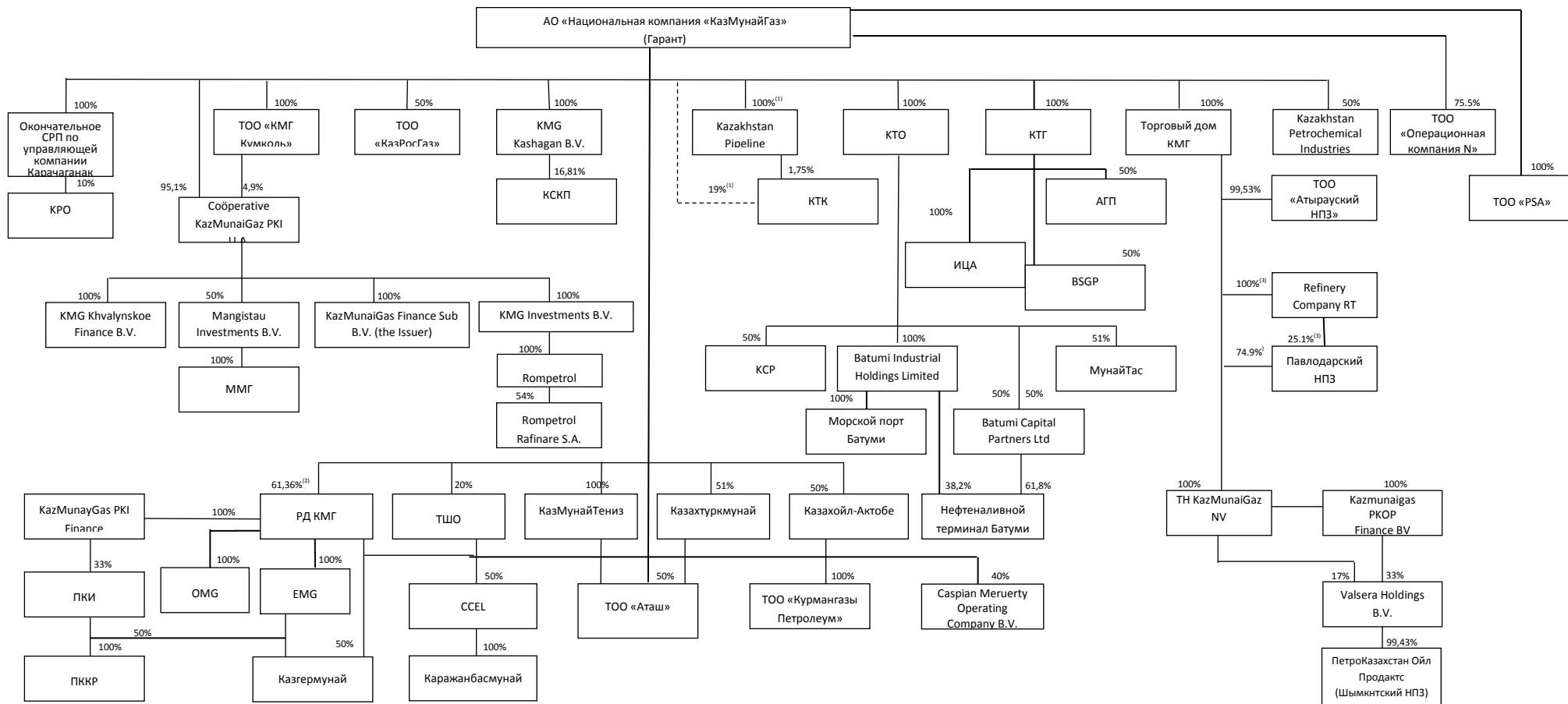
На 31 декабря 2012 года, Компания имела общие суммы активов 6,833.7 млрд. тенге по сравнению с общие суммы активов 6,178.0 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 года и общие суммы активов 5,752.4 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2010 года.

На нижеследующей карте показаны основные казахстанские разведочные, добывающие, транспортные, перерабатывающие и торговые активы на суше на 31 декабря 2012 года:



Корпоративная структура

Организационная структура, включающая основных членов группы Компании, на дату настоящего базового проспекта выглядит следующим образом:



Примечания:

- (1) Компания владеет 100,00% долей в Refinery Company RT, которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ, а также 25,1% долей ОАО «Павлодарский НПЗ», владеющего лицензиями на оказание услуг Павлодарского НПЗ (КМГ RM непосредственно владеет оставшимися 74,9% акций в ОАО «Павлодарский НПЗ»). Refinery Company RT арендует 100% активов, составляющих ОАО «Павлодарский НПЗ», который затем оказывает услуги Павлодарского НПЗ.
- (2) По состоянию на 1 января 2013 года, в процентах от обыкновенных акций с правом голоса «KMG EP».

Основные преимущества

По мнению Компании, она имеет следующие основные преимущества:

Сильная поддержка Компании со стороны Правительства.

Как компания, которая на 100% принадлежит Самрук-Казына, которая, в свою очередь, на 100% принадлежит правительству, Компания извлекает выгоду от сильной поддержки со стороны правительства и Самрук-Казына. Кроме того, правительство исторически оказывало помощь компании путем предоставления существенных акций и долгового финансирования и стратегической поддержки, и играет важную роль в оказании помощи Компании в расширении своей деятельности, запасов, уровня производства и транспортировки и сетей для переработки. Компания также вносит значительный вклад в бюджет Правительства, внося 592 млрд. тенге налогов в 2012 году.

Компания является бенефициаром преимущественных прав Правительства.

В соответствии с законодательством Казахстан, Правительство имеет преимущественное право приобретения в отношении любой передачи прав недропользования, и любая передача в интересах юридического лица, прямо или косвенно контролирует другое юридическое лицо с правом недропользования, если основная деятельность контролирующей организации связана с недропользованием в Казахстане.

Хотя новый Закон о недрах не требует от правительства сделать это, Правительство, фактически, назначило Компанию бенефициаром для такого преимущественного права. Компания использовала это преимущественное право на приобретение доли в ММГ, РКІ Казгермунай и ССЕЛ. Руководство Компании считает, что данное преимущественное право позволит Компании в дальнейшем увеличивать доходы в сфере добычи нефти и газа в Казахстане и в разведочной промышленности в течение некоторого времени. Кроме того, в соответствии с Законом о газе, КТГ был назначен «национальным оператором» для транспортировки газа, что дает КТГ преимущественное право (от имени государства), покупать весь попутный газ, добываемый в Казахстане, которые перепродается с надбавкой.

Компания является вертикально-интегрированной нефтегазовой компанией.

Компания вертикально интегрируется параллельно цепи энергетической ценности и ведет поиск, разведку и разработку, подготовку, переработку, транспортировку и торговую деятельность, главным образом в Казахстане. Разведка и разработка месторождений и мероприятия по транспортировке проводятся на берегу и в открытом море (в Каспийском море). В дополнение к своей внутренней торговой деятельности, она также осуществляет торговую деятельность в Румынии, Испании и Франции, и других странах. Компания ведет нефтехимическую деятельность как внутри страны, так и через Ромпетрол. С хорошим послужным списком добычи нефти и газа, Компания имеет все возможности для укрепления своих позиций в регионе.

Компания является крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстан.

Компания является крупнейшим производителем нефти в Казахстане (на основе данных NSA и собственной статистики компании), при добыче в 21,3 млн. тонн (8,3 млн. тонн, за исключением пропорциональной доли Компании и ее дочерних компаний в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных компаниях)

сырой нефти в год, закончившийся 31 декабря 2012 года. В последние годы, Компания и ее дочерние компании увеличили масштабы своей деятельности за счет приобретения доли в ММГ, а также в других более мелких компаниях по разведки и добыче. Кроме того, РД КМГ приобрела доли в ПКІ, Казгермунай и ССЕЛ, которые также являются крупными производителями нефти и в 2011 году, Компания приобрела 10% доли в КРО, которая управляет месторождением Карачаганак, в отношении которого Компания надеется на значительный вклад в увеличение добычи нефти и газа Группы. Компания также увеличила добычу в течение некоторого времени, в отношении к зрелой нефти РД КМГ и газовым месторождениям при использовании стимуляции и вторичных методов повышения.

Компания продолжает увеличивать добычу нефти через совместное предприятие ТШО, и построение следующих фаз Тенгизского проекта расширения добычи, планируется начать в 2013 году. Ожидается, что добыча увеличится после начала промышленной добычи на месторождении Кашаган, которое в настоящее время ожидается во втором квартале 2013 года.

Оператор обширных нефтегазовых трубопроводных сетей Казахстана.

Из-за своего стратегического расположения и запасы углеводородов, Казахстан является ключевым координационным центром по транспортировке нефти и газа из Центральной Азии в Европу и Китай. Дочерние предприятия Компании, КТО и КТГ, прямо или косвенно, являются операторами первичной углеводородной транспортной сети в Казахстане, и, следовательно, основные трубопроводы для транспортировки нефти и газа в пределах Казахстана и по территории Казахстана в другие страны. Компания также надеется получить прибыль от сообщенных планов для расширения ключевых трубопроводов, в том числе трубопровода КТК, Азиатского газопровода и газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, что повысит экспортные возможности Компании. Компания считает, что ее деятельность по переработке, хранению и транспортировке нефти, которая подлежит меньшей энергозависимости по добыче нефти и газа, обеспечат Компанию стабильными денежными потоками

и поддержкой общей рентабельности Группы. Кроме того, в соответствии с Законом о газе, КТГ был назначен «национальным оператором» для транспортировки газа, что дает КТГ преимущественное право (от имени государства) на приобретение всего добытого газа в Казахстане, который перепродается с надбавкой. Компания ожидает, что статус КТГ в качестве национального оператора, увеличит доходы Компании от продаж газа конечным потребителям и уменьшит свою зависимость от тарифов на транспортировку газа.

Компания владеет значительным количеством акций на всех трех главных нефтеперерабатывающих заводах в Казахстане, а также на крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии.

Компания имеет контрольный или значительный пакет акций на всех трех крупных нефтеперерабатывающих заводах в Казахстане. В частности, Компания контролирует Атырауский НПЗ в Западном Казахстане и Павлодарский НПЗ в Северо-Восточном Казахстане, и владеет 49,72% акций Шымкентского НПЗ в Южном Казахстане. Кроме того, Компания имеет 54,6% акций Ромпетрол Rafinare, которая владеет и управляет, в частности, НПЗ Петромидиа в Румынии, а также НПЗ Вега в Румынии. Право собственности на НПЗ Петромидиа, а также НПЗ Вега, повысило способность Компании производить переработку сырой нефти и продажу нефтепродуктов на румынском и других европейских рынках. Компания считает, что ее деятельность по переработке составляет значительную часть ее деятельности, и Компания продолжает прилагать свои усилия по модернизации НПЗ с целью повышения эффективности и рентабельности своей деятельности по транспортировке, переработке, маркетингу и продаже.

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 объемов добычи Компании и восполнение запасов путем заключения сделок по приобретению и проведения поисково-разведочных операций.

В соответствии со статистическими данными Агентства по статистике РК и внутренней информацией Компании, Компания является крупнейшим производителем нефти в Казахстане. Компания 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. Например, 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 НСРС и КРО 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.

Повышение эффективности деятельности.

Компания провела сравнительный анализ 22 крупнейших международных вертикально интегрированных нефтегазовых компаний и, как следствие, разработала стратегию для повышения эффективности своей деятельности. В рамках этой стратегии, в феврале 2012 года, Совет директоров Компании одобрил реорганизацию корпоративной структуры Компании на шесть основных подразделений с целью повышения

эффективности ее деятельности, оптимизации процессов управления и стимулирования более прямой отчетности.

Одновременно Компания проводит постоянную реорганизацию структуры Группы, отказываясь от активов, которые не являются основными для своей деятельности, объединяя основную деятельность в блоки, на основе своих шести сегментов бизнеса, в том числе: (i) производственно-техническое развитие; (ii) геология и перспективные проекты; (iii) транспортная инфраструктура; (iv) НПЗ и нефтехимия; (v) инновационное развитие и сервисные проекты, и (vi), экономика и финансы. Для создания еще большей эффективности в своей основной деятельности, Компания также намерена централизовать некоторые функции поддержки, такие как ИТ, функции внутреннего аудита и человеческие ресурсы, для того, чтобы предоставить все эти услуги каждой коммерческой единице из одного источника. Каждая коммерческая единица будет возглавляться заместителем Председателя Правления, который потребует для разработки стратегического бизнес-плана для блока и сообщить непосредственно Председателю Правления об оперативной разработке блока. Компания также рассматривает корпоративную структуру дочерних компаний и филиалов, и находится в процессе избавления от непрофильных активов, в частности те, которые касаются социальных обязательств, которые, как ожидается, вносят позитивный вклад в чистую прибыль Компании после его завершения.

Расширение транспортных систем путем разработки новых транспортных маршрутов и увеличение пропускной способности существующих сетей.

Компания планирует сохранить свои стратегическую позицию в качестве ключевой региональной транспортной Компании, среди прочего, (i) эксплуатация трубопровода КС, который проходит из Атырау в Западном Казахстане в Китай, и который был завершен в октябре 2009 года с завершением трубопровода Кенкияк-Кумколь; (ii) дальнейшее развитие Азиатского газопровода, который передает газ из других стран Центральной Азии в крупные населенные пункты в Южном Казахстане и в Китае, третий этап которой как ожидается, будет завершен к январю 2016 года (iii) увеличение трубопровода КТК, которое, как ожидается, будет завершено к 2015 году, и (iv) разработка газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, который будет передавать газ из Бейнеу в Западном Казахстане в Шымкент в Южном Казахстане, и который в настоящее время находится на стадии строительства, с первым этапом трубопровода, с плановой пропускной способностью до 6 млрд. млрд. м³ в год, как ожидается, будет завершена к маю 2015 года. Пропускная способность Бейнеу-Бозой-Шымкент газопровода, как ожидается, должна быть расширена до 10 млрд. м³ к концу 2016 года. Компания также рассматривает дополнительные проекты расширения для поддержания своего стратегического положения. Эти проекты также предоставит Компании дополнительный экспортный потенциал для сырой нефти и природного газа. Кроме того, Компания планирует улучшить существующую сеть путем устранения физического износа отдельных частей системы и замены технологически уязвимых групп с целью поддержания существующего потенциала.

Повышение прибыльности за счет расширения деятельности по транспортировке, переработке, маркетингу и продаже

Компания расширяет свою деятельность по транспортировке, переработке, маркетингу и продаже, в том числе в отношении ее международного и внутреннего маркетинга и розничной сети, с целью повышения прибыльности. Приобретение Ромпетрол Компанией было проведено в соответствии с этой стратегией, что позволяет Компании получать доступ к европейским рынкам нефтепродуктов, переработанных на НПЗ Петромида и НПЗ Вега. В рамках этой стратегической инициативы, Компания поставляет основную часть сырья Ромпетрол, используя собственную добычу нефти Компании. Кроме того, Компания имеет значительный или контрольный пакет акций во всех трех основных НПЗ Казахстана и инвестирует значительные суммы с целью повышения эффективности и прибыльности, а также качества нефтепродуктов, произведенных на трех нефтеперерабатывающих заводах, в целом, соблюдая новые экологические стандарты (Евро-4 и Евро-5), введенные в рамках Таможенного союза. Компания также рассматривает варианты увеличения числа розничных торговых точек, согласованно, а также за счет потенциальных приобретений дальнейших торговых точек и розничных сетей страны и за рубежом.

Расширение сферы международной деятельности Компании.

Компания увеличивает свою деятельность за пределами Казахстана, в частности, деятельности по транспортировке, переработке, маркетингу и продаже, чтобы воспользоваться преимуществами более высоких мировых цен на свою продукцию и обеспечить линии снабжения. Например, Компания продолжает оценивать возможности для расширения деятельности торговых пунктов и существующих и новых рынков. Компания также начинает предварительные разведочные работы в двух береговых блоках в Румынии.

Запасы

В соответствии с казахстанской методологией, на 31 декабря 2012 года запасы сырой нефти Компании по категориям А+В+С1 составили 787,1 млн. тонн (374,4 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). 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 2012 года, не является доступной.

В таблице ниже приведены данные по запасам Компании категорий А+В+С1, относимым на счет Компании, по состоянию на 31 декабря 2012 года:

Компания и месторождение	За 2012 год, закончившийся 31 декабря				
	% доли участия	Нефть (млн. тонн)	% от общего объема	Газ (млн. м ³)	% от общего объема
Консолидированные дочерние организации, совместно контролируемые активы и КРО:					
Всего по РД КМГ	61,36%(2)	217,4	27,6%	60,330.0	13.0%
Месторождение Узень		141,3	18,0%	15,940.0	3.4%
Месторождения ЭМГ		76,1	9,7%	30,137.0	6.5%
Прочие месторождения		-	0,0%	14,253.0	3.1%
Всего по КСКП	16,81%	142,1	18,1%	98,338.0	21.2%
Месторождение Кашаган		138,6	17,6%	90,427.0	19.5%
Прочие месторождения		3,5	0,4%	7,911.0	1.7%
Всего по КРО	10,00%	13,5	1,7%	75,338.0	16.2%
Карачаганак(1)					
Всего по Урихтау Оперейтинг	100%	1,4	0,2%	40,298.0	8.7%
Месторождение Урихтау		1,4	0,2%	40,298.0	8.7%
Итого по дочерним организациям и совместно контролируемым активам:		374,4	47,6%	274,304.0	59.1%
Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации:					
Компании:					
Всего по ГНК(3)	20,00%	241,0	30,6%	123,296.0	26.6%
Месторождение Тенгиз		225,5	28,6%	114,283.0	24.6%
Прочие месторождения		15,5	2,0%	9,013.0	1.9%
Всего по Казахойл Актобе	50,00%	27,1	3,4%	9,408.5	2.0%
Месторождение Алибекмола		17,1	2,2%	4,462.8	1.0%
Прочие месторождения		10,0	1,3%	4,945.7	1.1%
Всего по ММГ	50,00%	79,6	10,1%	44,967.0	9.7%
Месторождение Каламкас		37,8	4,8%	13,679.0	2.9%
Месторождение Жетыбай		29,5	3,7%	13,084.0	2.8%
Прочие месторождения		12,2	1,6%	18,204.0	3.9%
Прочие совместные предприятия		3.4	0,4%	2,146.8	0.5%
РД КМГ:	61,36%'''				
Всего по Казгермунай	50,00%	15,6	2,0%	3,796.0	0.8%
Месторождение Акшабулак		12,8	1,6%	1,812.5	0.4%
Прочие месторождения		2,8	0,5%	2 553	0.4%
Всего по РКІ	33,00%	20,5	2,6%	5,653.6	1.2%
ПККР		9,9	1,3%	3,535.0	0.8%
Прочие месторождения		10,6	1,3%	2,118.6	0.5%
Всего по ССЕЛ	50,00%	25,7	3,3%	212,0	0.0%
Месторождение Каражанбас		25,7	3,3%	212,0	0.0%
Итого по совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям		412,7	52,4%	189,479.9	40.9%
Итого		787,1	100,0%	463,783.9	100.0%

Примечания:

Признавая, что КРО является консорциумом по договору о совместной разработке, Компания также отвечает за долю в КРО по методу пропорционального сведения.

По состоянию на 1 января 2013 года в процентном соотношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

Весь газ, добываемый на месторождении Тенгиз и других месторождениях, разрабатываемых ТШО, является попутным газом, который не может быть классифицирован как газ категории А, В или С1 по казахстанской методике и, соответственно, не включается в оценки запасов, представленные в настоящем Базовом проспекте. См. раздел *«Факторы риска- Риски, связанные с хозяйственной деятельностью компании- Отчетные количества или классификации запасов сырой нефти или газа Компании может быть ниже предположительных из-за неотъемлемых неточностей в расчете резервов и использования методики, применяемой в Казахстане», «Нефтегазовая отрасль в Казахстане- Классификация резервов» и «Представление финансовой информации, информации по запасам и определенной иной информации - Представление определенной информации, относящейся к дочерним, совместным предприятиям и ассоциированным организациям».*

Разведка и добыча

Обзор

На основании данных Статагентства и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что состоянием на 31 декабря 2012 года Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане по объемам производства сырой нефти. В 2012 году, закончившемся 31 декабря, производство сырой нефти компанией составляло 21,3 млн. тонн (8,3 млн. тонн, за вычетом пропорциональных долей Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), в сравнении 21,1 млн. тонн (7,9 млн. тонн, за вычетом пропорциональных долей Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2011 году, закончившемся 31 декабря и 21,9 млн. тонн (8,8 млн. тонн, за вычетом пропорциональных долей Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2010 году, закончившемся 31 декабря. Объем сырой нефти, добываемой Компанией (включая добычу совместных предприятий и ассоциированных организаций) составил 26,9%, 26,3% и 26,4% от общего объема добычи сырой нефти в Казахстане в 2012, 2011 и 2010 годах, соответственно, на основании внутренней информации Компании и статистических данных Статагентства. РД КМГ (включая соответствующую долю участия РД КМГ в «Казгермунай») обеспечил 43,8%, 44,7% и 47,1% добычи сырой нефти компанией в 2012, 2011 и 2010 годах соответственно. ГНК обеспечил 22,7%, 24,5% и 23,6% общего добычи сырой нефти компанией в 2012, 2011 и 2010 годах соответственно.

В 2012 году, закончившемся 31 декабря, объемы добычи Компании составили 5,2 млрд. м3 газа (1,6 млрд. м3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 4,5 млрд. м3 (0,8 млрд. м3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) за 2011 год, закончившийся 31 декабря и 4,6 млрд. м3 (0,9 млрд. м3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) за 2010 год, закончившийся 31 декабря. Добыча газа Компанией (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) составило 12,9%, 11,5% и 12,3% от общего объема добычи газа в Казахстане, соответственно за 2012, 2011 и 2010 года на основании внутренней информации Компании и статистических данных Статагентства. РД КМГ (включая соответствующую долю участия РД КМГ в «Казгермунай») обеспечил 19,8% (или 1,0 млрд. м3), 24,4% (или 1,1 млрд. м3) и 25,2% (или 1,1 млрд. м3) добычи газа компанией в 2012, 2011 и 2010 годах соответственно. ГНК обеспечил 48,8% (или 2,5 млрд. м3), 59,8% (или 2,7 млрд. м3) и 59,6% (или 2,7 млрд. м3) общей добычи газа компанией в 2012, 2011 и 2010 годах соответственно. КРО, в которой Компания имеет долю в 10%, добыла 0,9 млрд. м3 газа в 2012 году, представляющие 16,5% добываемого Компанией газа.

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» и «Представление финансовой информации, информации по запасам и определенной иной информации -*

Представление определенной информации, относящейся к дочерним, совместным предприятиям и ассоциированным организациям».

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:

		За год, закончившийся 31 декабря					
		2012		2011		2010	
Компания и месторождение	% доли участия(1)	Нефть	Газ	Нефть	Газ	Нефть	Газ
		(тыс. тонн)	(млн.м3)	(тыс. тонн)	(млн.м3)	(тыс. тонн)	(млн.м3)
Консолидированные дочерние организации и КРО:							
Всего по КМГ ЕР	61.36%(2)	7,776.4	770.3	7,911.1	843,1	8,779.7	889,7
Месторождение Узень		4,950.2	201,9	5,081.7	207,1	5,965.8	243,9
Месторождения ЭМГ		2,815.8	180,2	2,816.0	167,5	2,800.0	157,8
Прочие месторождения		10,4	388,2	13,4	468,5	13,9	487,9
Всего по КРО(3)	10.00%	550,0	860,0	—	—	—	—
Итого по дочерним организациям		8,326.4	1,630.3	7,911.1	843,1	8,779,7	889,7
Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации:							
Компании:							
Всего по ТШО	20.00%	4,840.0	2,540.0	5,160.0	2,700.0	5,182.5	2,724.0
Месторождение Тенгиз		4,310.0	2,260.0	4,510.0	2,350.0	4,522.8	2,385.6
Прочие месторождения		530,0	280,0	650,0	350,0	659,7	338,4
Всего по Казахойл Актобе	50.00%	626,2	182,5	570,4	149,8	488,1	141,2
Месторождение Алибекмола		292,8	93,0	305,5	85,2	289,6	91,1
Прочие месторождения		333,4	89,5	264,9	64,6	198,5	50,2
Всего по ММГ(2)		2,960.4	270,7	2,875.0	256,0	2,860.2	226,5
Месторождение Каламкас		2,122.9	190,1	2,100.8	181,5	2,108.4	154,3
Прочие месторождения		837,5	80,6	774,2	74,5	751,8	72,2
Прочие совместно контролируемые предприятия		118,8	39,3	117,5	14,5	116,0	9,6
РД КМГ:							
Всего по Казгермунай	61.36%(2)						
Всего по Казгермунай	50.00%	1,562.2	257.6	1,499.9	259.3	1,551.1	258.4
Месторождение Акшабулак		1,288.5	182,6	1,210.0	172,3	1,288.5	180,6
Прочие месторождения		273,7	75,0	289,9	87,0	262,6	77,7
Всего по РК1	33.00%	1,844.5	274.3	1,951.2	287.6	1,998.7	310.9
ПККР		976,1	152,8	1,044,7	162,4	1,001,9	179,2
Прочие месторождения		868,4	121,5	906,5	125,2	996,8	131,7
Всего по ССЕЛ.....		1,018.7	10,0	990.4	8,2	970.3	8,1
Месторождение Каражанбас.....		1,018.7	10,0	990.4	8,2	970.3	8,1
Итого по совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям		12,970.8	3,574.4	13,164.4	3,675.4	13,166.9	3,678.5
ИТОГО		21,297.2	5,204.7	21,075.5	4,518.5	21,946.6	4,568.2

Примечания:

По состоянию на 1 января 2013 года.

На 1 января 2013 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

Признавая, что КРО является консорциумом по договору о совместной разработке, Компания также отвечает за долю в КРО по методу пропорционального сведения.

В следующей таблице приведена определенная информация о деятельности Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях по добыче и о деятельности 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»:

Компании/ месторождение	% доли участия (1)	Дата начала добычи	Окончание контракта на недропользование	Продуктивные скважины(1)	Нагнетательные скважины(1)
Консолидированные дочерние организации и совместно контролируемые активы и КРО:					
КМГ ЕР:	61.36%,(2)				
Месторождение Узень...		1965	2020	3,698	1,212
Месторождения ЭМГ....		между 1911-1999	между 2020-2030	2,283	458
Прочие		между 1973-1982	между 2020-2030	38	0
КСКП:				—	—
Месторождение Кашаган		2001	2041	16	4
КРО(3)	10,00%,			96	16
Итого по дочерним организациям		—	—	6,131	1,690
Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации:					
Компании:					
ТШО:	20.00%				
Месторождение Тенгиз		1991	2033	102	8
Казахойл Актобе:	50.00%				
Месторождение Алибекмола		2001	2023	65	24
ММГ:					
Месторождение Каламкас,		1979	2031	2,039	633
Месторождение Жетыбай		1967	2031	1,160	441
Прочие месторождения		между 1990-2003	между 2020-2030	43	5
КМГ ЕР:	61.36%(1)				
Казгермунай:					
Месторождение Акшабулак	50.00%	1997	2024	84	19
ПКИ:	33.00%				
ПККР		между 1984-2000	между 2019-2024	518	148
ССЕЛ:					
Месторождение Каражанбас				2460	620
Итого по совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям		—	—	6,471	1,898
Итого		—	—	12,602	3,588

Примечание:

(1) По состоянию на 1 января 2013 года

(2) По состоянию на 1 января 2013 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

(3) Признавая, что КРО является консорциумом по договору о совместной разработке, Компания также отвечает за долю в КРО по методу пропорционального сведения.

В следующей таблице приведена информация касательно новых скважин, пробуренных Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях на их соответствующих месторождениях по состоянию на указанные периоды:

Компания и месторождение	Новые пробуренные скважины					
	Продуктивные скважины	Другие скважины	Продуктивные скважины	Другие скважины	Продуктивные скважины	Другие скважины
	За год, закончившийся 31 декабря					
	2012	2012	2011	2011	2010	2010
Консолидированные дочерние организации и совместно контролируемые активы и КРО:						
РД КМГ:						
Месторождение Узень...	104	77	122	50	78	80
Месторождения ЭМГ....	59	6	63	2	55	2
КСКП:						
Месторождение Кашаган	0	0	0	1	—	—
КРО(1)						
Месторождение Карачаганак	4	0	—	—	—	—
Итого по дочерним организациям	167	83	185	53	133	82
Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации:						
Компании:						
ТШО:						
Месторождение Тенгиз	2	0	0	0	—	—
Казахойл Актобе:						
Месторождение Алибекмола	3	0	9	0	6	0
ММГ:						
Месторождение Каламкас ,	33	12	25	7	18	2
Месторождение Жетыбай	50	15	22	11	15	10
Прочие месторождения	1	0	1	0	3	0
КМГ ЕР:						
Казгермунай:						
Месторождение Акшабулак	6	0	9	1	9	0
РК1:						
ПККР	49	2	64	0	42	1
ССЕЛ:						
Месторождение Каражанбас	161	1	155	11		
Итого по совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям	305	30	285	30	93	13
Итого	472	113	470	83	226	95

Примечание:

Признавая, что КРО является консорциумом по договору о совместной разработке, Компания также отвечает за долю в КРО по методу пропорционального сведения.

Крупные промыслы РД КМГ(КМГ ЕР)

РД КМГ - крупнейшая дочерняя организация Компании по запасам сырой нефти и газа категорий А+В+С1, на ее долю приходится 27,6% запасов сырой нефти А+В+С1 и 13,0% запасов газа категорий А+В+С1 Компании (в каждом случае, без учета «Казгермунай»). РД КМГ также является крупнейшей дочерней организацией Компании по объемам добычи 36,5% добычи сырой нефти Компании и 14,8% добычи газа в 2012 году (в каждом случае, без учета «Казгермунай», РК1 и ССЕЛ).

Многие крупные месторождения РД КМГ являются зрелыми; поэтому уровень добычи на них поддерживается посредством осуществления различных проектов стимуляции и реабилитации, включая бурение и завершение

новых скважин, проведение КРС и внедрение различных технологий вторичной интенсификации и стимуляции скважин. См. раздел «Освоение и реабилитация нефтяных месторождений».

Компания владеет 61,36% акционерного капитала РД КМГ, остальной выпущенный акционерный капитал (представленный 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, также как и Китайская инвестиционная корпорация не потребовала место в Совете директоров РД КМГ.

Месторождение Узень

Месторождение Узень является крупнейшим месторождением РД КМГ по запасам сырой нефти и по уровню добычи. На 31 декабря 2012 года прогнозные запасы месторождения Узень составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 - 141,3 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 - 15,940 млн. м3, что составляет 18,0% и 3,4% запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 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 31 декабря 2012 года фонд скважин месторождения Узень состоял из 3 698 продуктивных скважин соответственно и 1 212 нагнетательных скважин, включая 181 новую скважину, пробуренную в 2012 году. В 2012 году на Узеньском месторождении было добыто 5,0 млн. тонн сырой нефти, 5,1 млн. тонн сырой нефти в 2011 году и 6,0 млн. тонн сырой нефти в 2010 году, что составляет 23,2%, 24,1% и 27,2% объема добычи сырой нефти Компании за указанные годы, соответственно. В 2012 году средняя производительность продуктивных скважин Узеньского месторождения составила в среднем 13 562 тонн сырой нефти на одну скважину в сутки.

За 2012 год на Узеньском месторождении было добыто 201,9 млн. м3 газа, что составляет 3,9% добычи газа Компанией, 61,3 млн. м3 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°C вследствие содержания парафина. Оставшаяся часть газа направляется на газоперерабатывающий завод РД КМГ в Узене с целью переработки и последующей продажи. В 2011 году на Узеньском месторождении было добыто 207,1 млн. м3 газа и 243,9 млн. м3 в 2010 году, что составляет 4,6% и 5,3% от добычи газа Компанией за эти годы соответственно.

За 2012 год, закончившийся 31 декабря, по сравнению с 2011 годом, закончившимся 31 декабря, объемы добычи сырой нефти на месторождении Узень снизились на 2,6% или 131 000 тонн, в связи влиянием с забастовкой на добычном участке Озенмунайгаз с мая по август 2011 года на добычу Компании в 2012 году, так же как и увеличение числа простаивающих скважин, малый межремонтный срок службы и невыполнение геологических и технических замеров, которые вызвали отставание от плана добычи сырой нефти. Несвоевременные поставки и задержки в выполнении сервисных работ также способствовали снижению уровня добычи. За 2011 год, закончившийся 31 декабря, добыча сырой нефти на месторождении Узень снизилась на 14,8% или 884,1 тонны по сравнению с 2010 годом, закончившимся 31 декабря, в основном из-за потерь в добыче сырой нефти, вызванных забастовкой на добычном участке Озенмунайгаз, которая началась в мае 2011 года и закончилась в августе 2011 года, так же как и от серии перебоев с электричеством. См. раздел «Работники» и «Факторы риска- Риски, связанные с хозяйственной деятельностью компании- Трудовые конфликты могут оказать отрицательное влияние на финансовую сторону хозяйственной деятельности компании».

Забастовка на добычном участке Озенмунайгаз в 2011 году привела к падению давления в скважине и программам капиталовложений, так же как и к задержкам в сервисном обслуживании. Следовательно, добыча на добычном участке Озенмунайгаз упало в 2012 году по сравнению с предыдущими годами. РД КМГ затрачивает значительные усилия и финансовые ресурсы для выполнения работ по возмещению ущерба для восстановления добычи на добычном участке Озенмунайгаз. Данные мероприятия включают введение программы модернизации на ОМГ для: (I) Увеличения добычи на месторождении Узень до 120 тыс. баррелей сырой нефти в сутки; (II) увеличить период работы без капитального обслуживания приблизительно на 35%; (III) сократить объем требуемых ремонтных работ; (IV) сократить период простоя скважин; (V) уменьшить чувствительность добычи к негативным внешним факторам; (VI) улучшить безопасность и условия труда; (VII)

улучшить отношения с наемными работниками. РД КМГ собирается осуществить эту программу до 2014 года с бюджетной стоимостью в 700 млн. долл. США, около 104 млн. долл. США из которых были потрачены в 2012 году.

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 2012 года прогнозные запасы на месторождениях ЭМГ были следующими: сырая нефть категорий А+В+С1 – 76,1 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 - 30 137 млн. м3, что составляет 9,7% и 6,5% запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 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 Восточное	Юго- 1987 г.	Добыча с 4 горизонтов меловых и юрских отложений, залегающих на глубине менее 650 м

На 31 декабря 2012 года фонд скважин месторождений ЭМГ состоял из 2 283 продуктивных скважин и 458 нагнетательных скважин, включая 65 новых скважин, пробуренных в 2012 году. На месторождениях ЭМГ было добыто 2,8 млн. тонн сырой нефти в 2012, 2011, 2010 годах, что составляет 13,2%, 13,4% и 12,8% соответственно от добычи сырой нефти Компанией за эти годы.

В 2012 году, закончившемся 31 декабря, из продуктивных скважин на месторождении ЭМГ добывалось в среднем 7,715 тонн сырой нефти на скважину в сутки.

На месторождениях ЭМГ также было добыто 180,2 млн. м3 в 2012 году, 167,5 млн. м3 газа в 2011 году и 157,8 млн. м3 в 2010 году, что составляет 3,5%, 3,7% и 3,5% соответственно от добычи газа Компанией за эти годы. 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°C 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 РКІ, 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 РКІ, РД КМГ также получает экономические выгоды от принадлежащей РКІ 50%-ной доли участия в «Казгермунай», передаваемые Компании через ее долю в РД КМГ.

Казгермунай является оператором месторождения Акшабулак, крупнейшего из его месторождений, на основании Контракта на недропользование, срок действия которого истекает в 2024 году. На 31 декабря 2012 года прогнозные запасы месторождения Акшабулак, относимые на счет Компании через РД КМГ, составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 - 12,8 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 – 1,812.516 млн. м3, что составляет 1,6% и 0,4% запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 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/м3, содержание серы от 0,1% до 0,3% и среднюю обводненность 2,0%.

На 31 декабря 2012 года фонд скважин месторождения Акшабулак состоял из 84 продуктивных скважин и 19 нагнетательных скважин, включая 6 новых скважин, пробуренных в 2012 году. За 2012 год на месторождении Акшабулак было добыто 1,3 млн. тонн сырой нефти, за 2011 год было добыто 1,2 млн. тонн сырой нефти и 1,3 млн. тонн сырой нефти в 2010 году, относимой на счет Компании через РД КМГ, что составляет 6,1%, 5,7% и 5,9% соответственно от объема добычи сырой нефти Компании за эти годы. В 2012 году на месторождении Акшабулак было добыто в среднем 3,530 тыс. тонн сырой нефти в день, относимой на счет Компании через РД КМГ.

За 2012 год на месторождении Акшабулак было добыто 182,6 млн. м3 газа, в 2011 году было добыто 172,3 млн. м3 газа и в 2010 году было добыто 180,6 млн. м3 газа, относимого на счет Компании, что составляет 3,5%, 3,8% и 4,0% от объема добычи газа Компании в эти годы.

CCEL

CCEL - совместное предприятие в форме совместно контролируемой организации между РД КМГ и СІТІС, 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 2012 года расчетные запасы месторождения Каражанбас составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 10,6 млн. тонн, газ категорий А+В+С1- 2,118.6 млн. м3 относимых на счет Компании через РД КМГ, что составляет 1,3% и 0,5% запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 Компании соответственно.

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/м3, содержание серы от 0,1% до 0,2% и среднюю обводненность 80%.

На 31 декабря 2012 года фонд скважин месторождения Каражанбас состоял из 2,460 продуктивных скважин и 620 нагнетательных скважин, включая 162 новых скважины, пробуренных в 2012 году, закончившемся 31 декабря. В 2012, 2011, 2010 годах на месторождении Каражанбас было добыто 1,0 млн. тонн сырой нефти соответственно, что составляет 4,8%, 4,7% и 4,4% соответственно от добычи сырой нефти Компанией в эти годы. В 2012 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каражанбас составила 2,791 тонн сырой нефти в сутки.

За 2012 год на месторождении Каражанбас было добыто 10,0 млн. м3 попутного газа, в 2011 году было добыто 8,2 млн. м3 попутного газа и в 2010 году было добыто 8,1 млн. м3 попутного газа, соответственно, что составляет 0,2% добычи газа Компанией в эти годы.

PKI

5 июля 2006 года Компания приобрела у КННК 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 Казгермунай (в котором PKI имеет 50%-ую долю) и ПҚКР, которое является подконтрольной дочерней фирмой PKI. См. раздел «Казгермунай» для информации о действиях Казгермунай. ПҚКР 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 км2.

В таблице ниже представлена некоторая информация по пяти продуктивным месторождениям РККР:

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
Арысқум	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 2012 года расчетные запасы на месторождениях ПККР составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 25,7 млн. тонн и газ категорий А+В+С1 – 212,0 млн. м³, относимых на счет Компании через РКІ и РД КМГ, которые представляют 3,3% и несущественные процентные количества запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 соответственно.

Сырая нефть сорта «Urals», добываемая на месторождениях РКІ, обычно имеет максимальную плотность 800 г/м³, содержание серы 0,1% и среднюю обводненность 65%.

На 31 декабря 2012 года фонд скважин на месторождениях ПККР состоял из 518 продуктивных и 148 нагнетательных скважин, включая 51 новую скважину, пробуренную в 2012 году, закончившемся 31 декабря. На месторождениях ПККР было добыто 1,0 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании через РКІ и РД КМГ, за 2012, 2011, 2010 года, соответственно, что составляет 4,6%, 5,0% и 4,6% соответственно от добычи сырой нефти Компанией. За 2012 год продуктивные скважины месторождений ПККР давали в среднем 2,674 тонны сырой нефти в сутки каждая, относимой на счет Компании через РКІ и РД КМГ.

В 2012 году на месторождениях ПККР было добыто 152,8 млн. м³ газа, в 2011 году было добыто 162,4 млн. м³ газа, в 2010 году было добыто 179,2 млн. м³ газа, который относится на счет Компании через РКІ и РД КМГ, и представляет 2,9%, 3,6% и 3,9% соответственно от добычи газа Компанией в эти годы.

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 и было основной причиной роста общей добычи Компании в 2012, 2011 и 2010 года, закончившихся 31 декабря. ТШО является совместным предприятием между Компанией (20%), «Шеврон» (50%), «Корпорация Эксон Мобил Казахстан» (25%), «ЛюкАрко» (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» для обсуждения соглашений касательно деятельности и внутреннего управления ТШО.

ТШО является оператором месторождения Тенгиз в Западном Казахстане, которое входит в число крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по запасам категорий А+В+С1, а также соседнего Королевского месторождения. Правительство предоставило ТШО исключительные права на разработку месторождений в пределах участка площадью 4 000 км², прилегающего к Каспийскому морю, по Контракту на недропользование, срок действия которого может быть продлен Компанией до 2033 года.

Месторождение Тенгиз

На 31 декабря 2012 года прогнозные запасы Тенгизского месторождения составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 -225,5 млн. тонн и газ категорий А+В+С1- 114,283 млн. м³, относимые на счет Компании что составляет 28,6% и 24,6% запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 Компании соответственно.

Месторождение Тенгиз, расположенное в Атырауской области на южной стороне прикаспийского бассейна площадью 500 000 км² (северо-восточное побережье Каспийского моря), было обнаружено в 1979 году, добыча начата в 1991 году. Площадь Тенгизского бассейна составляет более 110 км² в верхней и 400 км² в нижней части, максимальная толщина с верхней до нижней точки бассейна составляет примерно 1,5 км. Верхняя часть бассейна 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 31 декабря 2012 года, по оценкам ТШО, на территории компании было складировано 2,7 млн. тонн попутной серы в виде блоков (4,1 млн. тонн на 31 декабря 2011 года и 5,8 млн. тонн на 31 декабря 2010 года). В 2012 году ТШО продало 3,5 млн. тонн серы, 3,8 млн. тонн в 2011 году и 3,6 млн. тонн в 2010 году. ТШО произвело 2,1 млн. тонн серы в 2012 году, 2,3 млн. тонн в 2011 году и 2,4 млн. тонн в 2010 году. См. раздел «Факторы риска-Риски связанные с хозяйственной деятельностью Компании- Нефть на некоторых месторождениях компании имеет высокое содержание серы и дает много побочного продукта в виде серы, которым должны распорядиться с учетом воздействия на окружающую среду».

На 31 декабря 2012 года фонд скважин Тенгизского месторождения состоял из 102 продуктивных скважин и 8 нагнетательных скважин, включая 2 новых скважины, пробуренных в 2012 году. В 2012, 2011 и 2010 годах на Тенгизском месторождении было добыто 4,3, 4,5 и 4,5 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, соответственно, что составляет 20,2, 21,4% и 20,6% объема добычи сырой нефти Компании за соответствующие годы. За 2012 год средняя производительность продуктивных скважин на Тенгизском месторождении составила в сутки 11 808 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании.

На Тенгизском месторождении в 2012 году было добыто 2,260.0 млн. м³ газа относимого на счет Компании, в 2011 году было добыто 2,350.0 млн. м³ газа и в 2010 году было добыто 2,385,6 млн. м³ газа, что составляет 43,4%, 52,0% и 52,2% соответственно от добычи газа Компанией за эти годы.

Проекты по расширению месторождения Тенгиз.

ТШО завершило реализацию первого этапа проекта программы расширения будущего поколения (FGP), которая состоит из трех фаз. FGP включает постройку нагнетательных и извлекающих линий и связанной инфраструктуры, большой технологической линии для переработки сырой нефти и попутного сернистого нефтяного газа ввиду высокого содержания серы в сырой нефти, так же как и реализация программы бурения скважин, которая будет идти до 2020 года. ТШО ожидает завершения второй и третьей фаз FGP для дальнейшего увеличения производительности нефтяного промысла и нефтехимического завода, позволяя ТШО увеличить мощность добычи сырой нефти до 12 млн. тонн в год до 2025 года

Как неотъемлемую часть FGP, ТШО также внедряет проект управления давлением устьевого оборудования (WPMP). WPMP предполагает снижение давления устьевого оборудования на производстве ТШО с приблизительно 90 бар до 30 бар путем установки устройства увеличения напора и реконструкции нефтесборной системы.

Проекты FGP и WPMP выполняются как единый проект для реализации совместной деятельности в разработке и выполнении. Два проекта имеют разделение объема в отношении средств обеспечения энергией, выработки и распространения энергии, инфраструктуры и нефтесборной системы. Общая ожидаемая стоимость проектов FGP и WPMP на уровне 19,3 млрд. долл. США, которые ТШО рассчитывает оплатить при помощи внешнего финансирования и, по необходимости, с помощью собственных денежных средств.

Фазы подготовки предпроектной документации и эскизного проектирования (“FEED”) проектов FGP и WPMP начались в январе 2012 года, рассмотрение проекта было завершено и программа первого этапа проекта в данный момент ожидает подтверждения финансирования, которое ожидается к предоставлению в конце 2013 года. Данная программа должна воплотить ранние инфраструктурные и долгосрочные заказы на покупки которые важны для стратегии модульности и для достижения цели первого получения нефти от проектов к концу 2017 года.

ТШО ожидает, что внедрение WPMP и следующих фаз FGP должно начаться в 2013 году до получения необходимого финансирования и других организационных и разрешений от контролирующего органа. Завершение работ над данным проектом ожидается в 2018 году.

ТОО «Казахойл Актобе»

ТОО «Казахойл Актобе» (далее - «Казахойл Актобе») - это совместное предприятие (50/50) между Компанией и «Caspian Investments Resources Ltd.». «Caspian Investments Resources Ltd.» в свою очередь совместно контролируемое предприятие по принципу 50/50 между «LUKOIL Overseas» и «Mittal Investments». «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 2012 года расчетные запасы месторождения Алибекмола, относимые на счет Компании, составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 17,1 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 - 4 462,8 млн. м³, что составляет 2,2% и 1,0% запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 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 кг/м³, содержание серы от 1,2% до 1,4% и среднюю обводненность 6,7%.

На 31 декабря 2012 года фонд скважин месторождения Алибекмола состоял из 65 продуктивных скважин и 24 нагнетательных скважин, включая три новых скважины, пробуренные в 2012 году. В 2012, 2011 и 2010 году на месторождении Алибекмола было добыто 0,3 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, что составляет 1,4%, 1,4% и 1,3% объема добычи сырой нефти за указанные годы Компанией соответственно. За 2012 год средняя производительность продуктивных скважин месторождения Алибекмола составила 802 тонны сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки.

В 2012 году на месторождении Алибекмола было добыто 93,0 млн. м³ газа, относимого на счет Компании, в 2011 году было добыто 85,2 млн. м³ газа и в 2010 году было добыто 91,1 млн. м³ газа, что составляет 1,8%, 1,9% и 2,0% от объема добычи газа Компанией за эти годы соответственно.

ММГ

ММГ является компанией, занимающейся разведкой и добычей нефти и газа, принадлежащей компании MIBV - совместно контролируемое предприятие КМГ и КННК E&D, где каждому из партнеров принадлежит доля по 50%. КМГ приобрел свою долю в ММГ 25 ноября 2009 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 2012 года расчетные запасы месторождения Каламкас, относимые на счет Компании, составляли 37,8 млн. тонн сырой нефти по категориям А+В+С1 и 13,679 млн. м³ газа по категориям А+В+С1, что составляет 4,8% и 2,9% запасов сырой нефти и газа Компании по категориям А+В+С1, соответственно.

Месторождение Каламкас, расположенное в северной части полуострова Бузачи 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 кг/м³, содержание серы от 1,21% до 1,45% и среднюю обводненность 85%.

На 31 декабря 2012 года фонд скважин месторождения Каламкас состоял из 2039 продуктивных скважин и 633 нагнетательных скважин, включая 45 новых скважин, пробуренных в 2012 году. На месторождении Каламкас было добыто 2,1 тонн сырой нефти в 2012, 2011 и 2010 годах, что составляет 10,0%, 10,0% и 9,6% от объема добычи сырой нефти Компанией за эти годы соответственно. В 2012 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каламкас составила 5,816 тонн сырой нефти в сутки.

В 2012 году на месторождении Каламкас было добыто 190,1 млн. м³ попутного газа, в 2011 году было добыто 181,5 млн. м³ газа и в 2010 году было добыто 154,3 млн. м³ газа, что составляет 3,7%, 4,0% и 3,4% от добычи газа Компанией за эти года соответственно.

Месторождение Жетыбай - второе по величине месторождение ММГ. Месторождение Жетыбай, расположенное в Каракиянском районе Мангистауской области, прилегающей к Каспийскому морю, было обнаружена в 1961 году, добыча начата в 1967 году. Состоянием на 31 декабря 2012 года расчетные запасы сырой нефти категорий А+В+С1 на месторождении Жетыбай составляют 29,5 млн. тонн запасы газа категорий

A+B+C1 составляют 13,084 млн. м³, относимые на счет Компании, составляют 3,7% и 2,8% от запасов сырой нефти и газа категорий A+B+C1 Компании соответственно.

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 кг/м³, содержание серы 0,1% и среднюю обводненность 58%.

На 31 декабря 2012 года фонд скважин месторождения Жетыбай состоял из 1160 продуктивных скважин, а также 441 нагнетательной скважины, включая 65 новых скважин, пробуренных в 2012 году. За 2012, 2011 и 2010 годы на месторождении Жетыбай было добыто 0,8 млн. тонн сырой нефти, что составляет 3,9%, 3,7% и 3,4% от добычи сырой нефти Компанией за эти годы соответственно. В 2012 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Жетыбай составила 2295 тонн сырой нефти в сутки.

За 2012 год на месторождении Жетыбай было добыто 80,6 млн. м³ газа, относимого на счет Компании, в 2011 году было добыто 74,5 млн. м³ газа и в 2010 году было добыто 72,2 млн. м³, что составляет 1,5%, 1,6% и 1,6% соответственно от добычи газа Компанией за эти годы.

Помимо месторождений Каламкас Жетыбай, ММГ также имеет лицензии на разведку и разработку 13 других нефтегазовых месторождений в Казахстане и Каспийском регионе. В 2012, 2011 и 2010 годах была проведена 3D сейсморазведка в согласно данным лицензиям.

В июне 2011 года Компания приобрела 100 долю в компании ANS за 334 млн. долл. США. ANS, которая имеет 5 дочерних предприятий, в основном занимается предоставлением услуг, включая бурение, ремонтные работы, перевозки и другие услуги для нефтедобывающих фирм в восточном Казахстане. Основным клиентом ANS является ММГ.

Другие значительные продуктивные месторождения

КРО

КРО является объединением независимых компаний по соглашению о совместном выполнении работ между BG Group (29.25%), Agip (29.25%), Chevron (18.0%), Lukoil (13.5%) и Компанией (10%). КРО разрабатывает месторождение Карачаганак, которое является одним из крупнейших в мире месторождений газа и газового конденсата и крупнейшим газовым месторождением в Казахстане. Состоянием на 31 декабря 2012 года месторождение Карачаганак имел расчетные запасы сырой нефти категорий A+B+C1 в 135 млн. тонн и газа категорий A+B+C1 в 753,380 млн. м³, из которых 10% или 13,5 млн. тонн сырой нефти и 10% или 75,338 млн. м³ газа были относимые на счет Компании.

В ноябре 1997 года члены данного интернационального консорциума, разрабатывающие месторождение Карачаганак (BG Group, Agip, Chevron и Лукойл) вступили в договор о разделе продукции сроком на 40 лет с Правительством, которое предоставило инвестиции в размере 16 млрд. долл. США для проведения разработки месторождения. Ожидается, что Правительству будет выплачено 80 % от делимого дохода от месторождения Карачаганак на протяжении действия договора о разделе продукции. По условиям договора о разделе продукции British Gas и Agip являются управляющими проектом.

В 2011 году Правительство и интернациональный консорциум приняли решение о передаче 10% доли в данном проекте Компании. Согласно данного договора Компания получает приблизительно 1 млрд. долл. США за 5-ти % долю в КРО и оставшиеся 5 % будут переданы Компании от АО «Самрук-Казына», согласно приобретения долевой собственности АО «Самрук-Казына» путем проведения государственного арбитражного процесса против участников консорциума, действительного с июня 2012 года. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности - Основные факторы, влияющие на результаты деятельности -Приобретения».

Месторождение Карачаганак является большим месторождением газонефтеконденсата, расположенным в северо-западном Казахстане на территории в приблизительно 280 км². Месторождение было найдено в 1979 году. Сырая нефть сорта «Urals», добываемая на месторождении Карачаганак имеет максимальную плотность 888 кг/м³, содержание серы колеблется от 0 до 2,0% и средняя обводненность до 1,0%.

Фонд скважин месторождения Карачаганак состоит из 96 продуктивных скважин и 16 нагнетательных скважин, состоянием на 31 декабря 2012 года, включая 4 новых скважины, пробуренных в 2012 году. Доля месторождения Карачаганак в добыче Компании в 2012 году составила 0,6 млн. тонн сырой нефти, что представляет 2,6% от добычи сырой нефти Компанией. В 2012 году средняя производительность продуктивных скважин составляла 1,507 тонн сырой нефти в сутки. Дополнительно, на месторождении Карачаганак в 2012 году было добыто 860 млн. м³, относимого на счет Компании, что составляет 16,5% от добычи газа Компанией.

Консорциум (включая Компанию) поддерживает третью фазу разработки месторождения Карачаганак, которая включает установку четвертой (и, вероятно, пятой) системы стабилизации жидкостей и очистки от серы, включая нагнетание газа, если предусматриваются дальнейшие поставки на Оренбургский газоперерабатывающий завод должны быть проведены, то системы осушения газа и сжатия газа. Данная третья фаза также включает бурение 90 скважин, 25 из которых должны быть горизонтальными. Третья фаза разработки предполагается к завершению в 2020 году для увеличения добычи газа на месторождении Карачаганак приблизительно в три раза.

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 Конtrakта на недропользование. См. разделы «Правовое регулирование в Республике Казахстан -Преимущественные права Государства и регулирование прав недропользования».

Вследствие разработанности многих месторождений, 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 (УМГ и ЭМГ, 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 правопродшественники также разрабатывают Мангистауский бассейн. Бюджет на разведку РД КМГ на 2013 год составляет примерно 27,6 млрд. казахских тенге.

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 31 декабря 2012 г.:

Разведочная площадь	Собственник ¹	На 31 декабря 2012 года			Доля участия по лицензии или контракту, %	
		Общая площадь проекта (км ²)	Окончание контракта ²	Кол-во разведочных скважин	Самостоятельны е 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(3)	«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	4	-	25,00%
Участок Жамбай	«КазмунайТениз»	2,500	2026	-	-	50,00%
Участок «Н»	«КазмунайТениз»	8 209	2058	2	-	51,00%
Жамбыл	«КазмунайТениз»	1 935	2014	-	-	73,00%
Сатпаев	«КазмунайТениз»	1 481	2045	-	100%	-
Урихтау	«КазмунайТениз»	29	2038	4	100%	-
Наземные						
Участок Р-9	РД КМГ	5 894	2011	4	61.36%(4)	-
Месторождение Лиман	РД КМГ	6 030	2009	-	61.36%(4)	-

Примечания:

- (1) Включает прямое и косвенное право собственности.
- (2) На каждую разведочную площадь имеется одна лицензия/контракт.
- (3) Разведочная деятельность на участке Курмангазы была остановлена в 2011 году.
- (4) По состоянию на 1 января 2013 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.

КСКП подчиняется Соглашению 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 Ino», «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 - СПП 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, которая в последующем была передана своей 100%-ной 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 управление КСКП перешло от компании «Eli S.p.a.» созданному участниками совместному предприятию «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (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 осуществляет 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.».

В ноябре 2012 года ConocoPhillips заявила о своем намерении продать собственную долю в 8,4% в КСКП ООО «ONGC Videsh». Данная продажа подчиняется Государственному преимущественному праву на покупку, которое действует до мая 2013 года.

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 км². На 31 декабря 2012 года запасы сырой нефти и газа категорий А+В+С1 Кашаганского месторождения, приходящиеся на долю Компании на консолидированной основе, исходя из 16,81% доли участия Компании в КСКП, составляли 138,6 млн. тонн и 90,427 млн. м³ соответственно, что составляет 17,6% и 19,5% запасов Компании по сырой нефти и газу категорий А+В+С1.

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°С, а летом поднимается до +40°С. См. раздел «Факторы риска- Факторы риска, связанные с деятельностью Компании- Добыча и другая деятельность Компании может быть сокращена в связи с неблагоприятными погодными условиями». Уровень моря на месторождении Кашаган всего 3-4 м и 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 возникло усложнение проекта. Не смотря на то, что было открыто заявлено, что начало промышленной добычи было намечено на четвертый квартал 2012 года, НКОК обратился к министерству энергетики для отсрочки данного забуривания новой скважины и, согласно поправок к плану разработки и бюджету проекта, начало промышленной добычи ожидается во втором квартале 2013 года. Запланированные работы по исполнению проекта для опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган были произведены в 2010 году и полное освоение месторождения ожидается к 2020 году.

Из-за переносов начала промышленной добычи с 2008 года на 2013 год, капитальные затраты увеличились почти втрое. Согласно поправок в плане освоения и бюджете внесенных в мае 2012 года капитальные затраты на первую фазу проекта были увеличены на 6,9 млрд. дол. до общей стоимости в 45,6 млрд. долл. США. Данные переносы и увеличение издержек будущего периода сверх начального бюджета были вызваны падением курса доллара США в отношении евро и других валют, рост цен 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 и увеличения цен из-за обесценивания доллара США (в котором определен бюджет месторождения) по отношению евро и других валют (в которых выражены определенные цены).

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.

Состоянием на 31 декабря 2012 года общие инвестиции в месторождение Кашаган от сторон СРП СК составляли 48,1 млрд. долл. США. Экспериментальная фаза проекта была завершена с постройкой пяти искусственных островов в Каспийском море и 40 шахт, включая 30 продуктивных и 10 нагнетательных скважин. Стороны СРП СК оценили нефтеотдачу месторождения Кашаган в 9 млрд. баррелей сырой нефти. Результаты испытаний скважины и данные исследования недр поддерживают оценки полного объема добычи на месторождении до 1,5 млн. баррелей в день. Вторая фаза на данный момент обсуждается сторонами СРП СК.

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 деятельностью 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 Жемчужины

«Caspian Meruerty Operating Company B.V.» - это совместно контролируемое предприятие между «КазМунайТениз» (25%), дочерняя компания, которая находится в полной собственности Компании, «Shell EP Offshore Ventures Limited» (55%) и «Oman Pearls Company Limited» (20%). В настоящее время компания «Caspian Meraerty Operating Company B.V.» ведет разведку на участке Жемчужины.

Участок Жемчужины расположен в центральной части казахстанского сектора Каспийского моря. Контрактная территория занимает площадь 895 км². Структуры представлены в основном юрскими отложениями. Глубина вод колеблется в пределах 4-10 м. 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 2008-2009 годах были проведены операции по трёхмерной детализационной сейсмосъемке в объеме 900 км², охватывающие весь участок Жемчужины. В 2010 году партнеры совместного предприятия пробурили третью разведочную скважину Хазар-3 общей глубиной 2 049 м ниже уровня моря, которая оказалась успешной в получении течения нефти. Геофизические работы и почвенно-грунтовые изыскания были проведены и анализ выбуренной породы из всех шахт также был проведен, в результате которых оценочные запасы участка

Жемчужины были оценены в приблизительно 25 млн. тонн. В 2011 и 2012 годах партнеры СП провели подготовительные работы по бурению четвертой скважины с проектной глубиной в 2 440 м.

Доля «КазМунайТениз» в расходах по разведке на участке Жемчужины в 2012 году составила 4 429 млн. тенге. Ожидается, что расходы по разведке составят 11,233 млн. казахских тенге в 2013 году.

Значительные проекты Компании по разведке (N Block)

Проект по освоению участка «Н». ТОО «Н Оперейтинг Компани» является совместно контролируемым предприятием Компании (75,5%) и Mubadala (24,5%). ТОО «Н Оперейтинг Компани» является оператором проекта участка «Н», проекта разведки и разработки участка «Н», занимающего площадь 8 209 км² и расположенном в 30 км от морского порта Актау 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. Полевые сейсмические исследования в объеме 5 700 км и бурение первой разведочной скважины на месторождении Ракушечное море. На основании результатов тестов каротажа в скважинах, места потенциального залегания нефтеносного слоя были определены. Второй этап исследования почвы на месте строительства скважины N-1 были также проведены в 2012 году, результаты которого на данный момент анализируются.

В соответствии с начальным соглашением о совместной деятельности в период до коммерческого обнаружения все расходы, связанные с осуществлением Проекта по освоению участка «Н» были финансированы исключительно компаниями «СопосоPhillips» и «Мубадала», хотя Компания признавала свою долю начисляемых расходов по разведке, производимых ТОО «Н Оперейтинг Компани» соразмерно своей доле участия в качестве задолженности перед своими партнерами. Эта задолженность была зачтена в счет дохода, относимого на счет Компании, после начала промышленной добычи на участке «Н». С приобретением доли в Проекте освоения участка «Н» у СопосоPhillips в январе 2013 года Компания также приняла на себя обязательство финансировать расходы на освоение, которые относились к СопосоPhillips, как установленные в договоре о совместной деятельности. В 2012 году доля Компании в начисляемых расходах на разведку на участке «Н» составила 8 831 млн. тенге и ожидается, что в 2013 году она составит 7 589 млн. тенге. «Мубадала» также будет обязана уплатить Компании бонус коммерческого обнаружения, исходя из оцененных запасов на участке.

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 «КС Kazakh V.V.», консорциума, созданного Корейской национальной нефтяной корпорацией и семью другими корейскими компаниями, приходится 27% доля.

Месторождение Жамбыл расположено на северном склоне Каспийского моря в 170 км от Баутино и 160 км от Атырау. Месторождение Жамбыл занимает площадь 1 935 км² 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. В 2011 году на основании интерпретации данных исследований сейсмической тяжести было предоставлено разрешение на бурение разведочной скважины. В 2012 году были проведены исследования грунта месторождения на дальнейшем месте работ и скважине. Доля Компании в расходах на разведку на месторождении Жамбыл в 2012 году составила 1 199 млн., и ожидается, что в 2013 году соответствующая сумма составит 14 041 млн. тенге.

Проект по освоению участка Сатпаев.

ТОО «Сатпаев Оперейтинг» (Сатпаев Оперейтинг) является дочерней компанией, находящейся в полной собственности Компании. «Сатпаев Оперейтинг» участвует в разведочных работах на участке Сатпаев в Каспийском море (далее - участок Сатпаев) по договору о совместной разработке от 16 апреля 2011 года в котором Компания имеет 75%-ую долю и ONGC Videsh Limited (OVL) имеет 25%-ую долю.

Участок Сатпаев расположен в мелких водах прикаспийского бассейна Республики Казахстан, имеет площадь 1 582 м². В июне 2010 года, МНГ и Компания подписали соглашение по разведке и разработке участка Сатпаев. До коммерческого обнаружения все расходы по осуществлению Проекта по освоению участка Сатпаев будут финансироваться OVL. В 2011 и 2012 годах были проведены полевая геохимическая разведка, лабораторное

тестирование и двухмерные сейморазведочные работы. Доля Компании в расходах на разведку на участке Сатпаев в 2012 году составила 2 895 млн. казахских тенге и ожидается на уровне 17 919 млн. казахских тенге в 2013 году.

Проект по освоению участка Урихтау

ТОО «Урихтау Оперейтинг» («Урихтау Оперейтинг») является дочерней компанией, находящейся в полной собственности Компании. «Урихтау Оперейтинг» участвует в разведочных работах на участке Урихтау («Проект Урихтау») по договору о деятельности между Компанией и Министерством энергетики от 5 декабря 2008 года.

Месторождение Урихтау было обнаружено в 1983 году. Начальные разведанные запасы свободного газа, газового конденсата, нефти и нефтяного газа составляли 39 815 млн. м³, 11 623 млн. тонн, 6 493 тыс. тонн и 2 389 млн. м³, соответственно. В 2010 году было начато бурение разведочной скважины на глубину в 4000 м в южной части месторождения Урихтау для целей доразведки горизонта КТ-1 и разведки горизонта КТ-2. В 2011 году бурение скважины U-1 на целевую глубину в 4000 м было завершено, как и серия целевых тестов на скважине U-1. Нефть и газ добывались из трех целей и нефтегазоносностей были также найдены в горизонте КТ-2. Завершение тестовых работ на четвертой цели скважины U-1 запланировано. Кроме того, в 2012 году было завершено забуривание ствола скважины U-2 на глубину 4070 м и бурение скважины U-3 на целевую глубину 4300 м, результатом которых стало определение нефтеносных слоев в горизонте КТ-1. Дальнейшие исследования были произведены в отношении шахт U-1 и U-2.

Компания и КННК в данный момент обсуждают договор о создании совместного предприятия для разведки и разработки месторождения Урихтау.

Значительные проекты по разведке РД КМГ

РД КМГ имеет права на разведку на участке Р-9 площадью 6 030 км² и на месторождении Лиман. Расходы по разведке на двух объектах составили в 2012 году в совокупности 2 401,4 млн. тенге, и ожидается, что в 2013 году сумма расходов составит 1 518 млн. тенге (включая минимальные расходы по участку R9 касательно завершения работ).

Проект по освоению участка R9

В 2009 году были выполнены организационные меры на участке Р-9, в т.ч. мобилизация сейморазведочной партии, топографические и двухмерные сейморазведочные 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. В 2010 году две скважины на Койкаре и Кульсарах были завершены с общей глубиной в 1850 м и 1600 м соответственно перед ликвидацией из-за геологических проблем. В 2011 и 2012 годах анализ данных трехмерной сейморазведки, покрывающей 224 км² месторождения Шокат был завершен и 100 скважин в Есболае, 100 скважин в Масабае, 102 скважины в Кызыкале, 100 скважин в Камысколе Северном и 100 скважин в Камысколе Южном были пробурены до глубины в 9 236 м были ликвидированы по геологическим причинам. В итоге, из-за негативных результатов бурения в 2011 году вся разведывательная деятельность была отменена в 2012 году. Детальное техническое обоснование предпринимается на данный момент для определения, могут ли проводиться дальнейшие разведывательные работы на участке R9.

Проект по освоению участка Лиман

На участке Лиман в период с мая 2004 года по октябрь 2005 года РД КМГ завершил 1 180 км двухмерных сейсмических исследований которые были обработаны и проанализированы. РД КМГ пробурил разведывательную скважину глубиной 1 688 м во второй половине 2005 года, которая не имела давления; и в 2006 году РД КМГ пробурил четыре дополнительных разведывательных скважины на участке R9, в каждой из которых не оказалось давления. В 2008 году РД КМГ произвел дополнительные двухмерные и трехмерные сейсмические исследования на территории в 550 км². РД КМГ также провел сейсмические исследования в 2008 году на соответствующих структурах на горизонтах с глубиной, варьирующейся от 5000 м до 7000 м. После этого РД КМГ провел дополнительное трехмерное сейсмическое исследование на территории в 165 км² месторождения Новобогат Юго-Восточный. В 2011 году бурение скважины G-3 было приостановлено на глубине 1 250 м (а не на проектных 1 400 м) и на данный момент производятся тесты. Такое тестирование показало, что 36 тонн нефти в сутки может добываться из скважины G-3. Скважина G-4 была пробурена на глубину 1650 м, но была ликвидирована из-за отсутствия продуктивных коллекторов. В 2012 году две дополнительных разведывательных скважины были пробурены на месторождении Лиман до глубины 1600 м и

1400 м соответственно, и, согласно результатам трехмерного сейсмического исследования две подсолевых скважины были также пробурены на глубину в 2500 м.

Другая деятельность

После укрупнения ТОО «НБРК» в 2012 году, ЭМГ приобрел лицензию на разведку и добычу на нефтяном месторождении Новобогатинское Западное, размещенном в Атырауской области Казахстана. Данная лицензия была предоставлена сроком до 2027 года. На нефтяном месторождении Новобогатинское Западное Компания пробурила скважину глубиной в 2 511 м в 2012 году, которая на данный момент находится на стадии тестирования. В 2012 году Компания также произвела бурение разведывательных скважины с проектной глубиной в 2 600 м.

В апреле 2011 года РД КМГ приобрел 50-ти % долю обычных акций UGL. ООО «Поисково-Разведочный Проект» владеет остальными 50-ю %. UGL имеет 100% долю в акционерном капитале компании UOG, которая в свою очередь является держателем лицензии на разведку и добычу на Федоровском углеводородном месторождении. На Федоровском участке три подсолевых скважины с общей глубиной в 13 500 м были пробурены в 2012 году и временно законсервированы для будущих испытаний. Данный тестовый период был расширен из-за факельного сжигания попутного газа. Две следующих скважины ожидаются к бурению на проектную глубину 4 500 м и 5 200 м соответственно. Кроме того, запланировано дальнейшее проведение трехмерных сейсмических испытаний на территории в 747 км² вместе с завершением строительно-монтажных работ на Рожковском месторождении для опытной добычи.

В августе 2011 РД КМГ получил контракты на разведывательную деятельность на участках Темир, Терескен, Каратон и Саркамыс, так же как и на территории, прилегающей к месторождениям Узень и Карамандыс. Участки Темир и Терескен размещены в регионе Актобе, рядом с активами «Казахойл Актобе» и «Казахтуркунай». Компания оценивает геологические ресурсы четырех участков в 1,5 млрд. баррелей нефтяного эквивалента. На участке Темир в 2011 и 2012 годах соответственно были проведены двухмерные сейсмические испытания и гравиметрическая разведка. На участке Терескен были проведены двухмерные сейсмические испытания, на основании данных которого производится дальнейшая разведывательная работа. На месторождении Каратон-Саркамыс была пробурена скважина глубиной 3 000 м на структуре Кемел и была пробурена скважина глубиной 3 500 м в восточной части месторождения Досмухамбетовское, обе в 2012 году. Магнитотеллургическое зондирование и трехмерные и двухмерные сейсмические исследования также были проведены на участке. На месторождении Узень-Карамандыбас на структуре Бодрай в 2012 году на общую глубину в 2 200 м и были проведены тесты на четырех объектах. С того момента скважина была ликвидирована по геологическим причинам. См. раздел «Факторы риска- Риски связанные с хозяйственной деятельностью Компании- Количество зрелых месторождений Компании».

В декабре 2011 года РД КМГ приобрел 100% акций «Карповский Северный» у ТОО «ГазМунайОним» общей стоимостью в 57,0 млн. долл. США. В июле 2012 года РД КМГ вступил в договор с открытой компанией с ограниченной ответственностью «MOL Hungarian Oil and Gas» для продажи 49 % своих акций в «Карповском Северном». Данная сделка была завершена в ноябре 2012 года. «Карповский Северный» является держателем права недропользования для разведки блока Карповский Северный в восточном Казахстане. Блок занимает территорию в 1 669,2 км² и Компания дает оценку, что этот блок имеет потенциальные промышленные запасы в 240 млн. баррелей в нефтяном эквиваленте (98 млн. газа и 142 млн. нефти и нефтяного конденсата).

См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты финансово-хозяйственной деятельности и ликвидность - Приобретение».

Соглашения на недропользование

Лицензии и контракты Компании в отношении месторождений, расположенных на суше

С 1999г. права на добычу и разведку предоставляются на основании заключения контрактов на разведку, добычу или разведку и добычу с целью извлечения углеводородов в течение определенного периода. На 31 декабря 2012 года Компания (за исключением ассоциированных организаций) имела 56 лицензий и контрактов, в т.ч.:

- пять контрактов на разведку;
- 44 контракта на добычу; и
- семь 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»*

Соглашения о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море

На 31 декабря 2012 года Компания, ее дочерние организации и совместно контролируемые предприятия являлись сторонами шести соглашений о разделе продукции.

В следующей таблице представлена сводная информация по соглашениям о разделе продукции, регулирующим крупнейшие морские разведочные месторождения Компании на 31 декабря 2012 года.

СРП	Стороны	Дата	Срок	Участок добычи/разведки
СРП СК	«AGIP», «Total», «ExxonMobil» и «Shell» (по 16,81% каждая), «CоpocoPhillips» (9,26%), «Inpex» (8,33%) и Компания (16,81%).	18 ноября 1997 г.	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 декабря 2005 г.	35 лет	Участок Жемчужины
СРП Курмангазы(1)	ТОО «РН-Казахстан» и «КазМунайТениз» (по 50% каждая)	06 июля 2005 г.	45 лет	Участок Курмангазы
СРП Жамбай	«КазМунайТениз» (50%), «Репсол Инвестментс Жамбай» и «Каспиан Эксплорейшн» (по 25% каждая)	26 декабря 2001 г.	25 лет	Участки Жамбай Южный- Южное Забрунье
СРП Карачаганак	«BG Group» и «AGIP» (по 29,25% каждая), «Chevron» (18%), «Лукойл» (13,5%) и Компания (10%).	18 ноября 1997 г.	40 лет	Участок Карачаганак

Примечание:

Разведывательная деятельность на участке Курмангазы была остановлена в 2011 году.

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 – Основные факторы, влияющие на результаты финансово-хозяйственной деятельности и ликвидность - Налог па добычу полезных ископаемых/ роялти».

Освоение и реабилитация нефтяных месторождений

На общий объем нефтедобычи с месторождений, описанных в настоящем Документе, 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 «Эмбаунайгаз», 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 «Эмбаунайгаз» также имеет высокое содержание воды или высокую степень обводненности. В совокупности эти факторы осложняют извлечение и в некоторых случаях транспортировку нефти с месторождений «Эмбаунайгаз». 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 контролируемые предприятиями и ассоциированными организациями Компании для освоения и реабилитации месторождений в указанные периоды.

	Собственник	Скв., где применялся гидроразрыв	КРС	Новые пробуренные скважины. Продукт. скв.			Нагнет. скв.		Общий прирост добычи (тыс. тонн)	
				За годы, закончившиеся 31 декабря 2012 год	2011 год	2010 год	2012 год	2011 год		2010 год
Месторождение Узень	РД КМГ	261	1 444	104	122	78	77	50	80	1 317,7
Месторождение ЭМГ	РД КМГ	20	579	59	63	55	6	2	1	360,6
Месторождение Акшабулак	Казгермунай	6	78	14	21	11	0	1	0	401,3
Месторождение Алибекмола	Казахойл Актобе	7	84	17	20	10	0	0	0	349,7

Транспортировка

Обзор

Компания является собственником или оператором крупнейших по протяженности и пропускной способности нефте- и газопроводных сетей в Казахстане. На 31 декабря 2012, 2011 и 2010 годов общая протяженность ее газопроводов составляла примерно 12 577 км. Состоянием на 31 декабря 2012 года общая протяженность нефтепроводной системы Компании составляла примерно 8 152 км в сравнении с 7 895 км на 31 декабря 2011 года и 7 297 км на 31 декабря 2010 года.

В следующей таблице представлена информация по участкам трубопроводов, собственником или оператором которых является Компания по состоянию на 31 декабря 2012 года:

Трубопровод	Км. трубопров.	По состоянию на 31 декабря 2012 года			Основной источник нефти и газа
		Диаметр трубопровода до 0,5 м	0,5-1,4 м	Пропуск, способ-ть(1)	
Транспортировка газа					
Западная трубопроводная сеть:					
Центрально-азиатская система	5 042	-	5 042	60	Россия и Казахстан (с ТШО и месторождения Карачаганак)
Уральская система	1 116	-	1 116	45	
Актюбинская система	2 659	9	2 650	20	Туркменистан
Южная трубопроводная сеть	2 333	-	2 333	14	Узбекистан
Кызылординская трубопроводная сеть'2'	122	122	-	1	Месторождение Акшабулак
Трубопровод Казахстан-Китай	1 305	-	1 305	30	Туркменистан
Итого:	12 577	131	12 446	170	
Транспортировка сырой нефти					
Система КТО Западный филиал					
Трубопровод УАС	1,237.0	-	1,237.0	17,5	Зап. Казахстан
Прочие трубопроводы Западного филиала	1,495.8	229.0	1,195.1	9,8	Зап. Казахстан
Восточный филиал:					

Трубопровод Омск-Павлодар-Шымкент	1,861.0	-	1,861.0	24,0	Сибирь Казахстан (месторождения Кумколь и Тургай)
Прочие трубопроводы Восточного филиала	901.0	-	715.9	13,0	
Казахстанско-китайская система					Казахстан
Трубопровод Атырау-Кенкияк	448,8	-	448,8	6,0	Западный Казахстан Западный Казахстан, месторождения Кумколь и Тургай
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	962,0	-	962,0	10,0	
Трубопровод Кенкияк-Кумколь	794,0	-	794,0	10,0	Западный Казахстан
Система КТК					
Трубопровод КТК(3)	452,0	-	452,0	28,0	Западный Казахстан, месторождение Тенгиз
Итого:	8,151.6	229.0	7.665.8	112,3	

Примечания:

млрд. м3 в год для газа и млн. т в год для сырой нефти (годовой).

Включает газопровод Акшабулак-Кызылорда, который соединяет месторождение Акшабулак с одной из компрессорных установок ИЦА в Кызылорде, используемых для транспортировки газа с месторождения Акшабулак.

Компания владеет лишь 20,75% и не является оператором трубопровода КТК.

Транспортировка и хранение газа

Обзор

Согласно Закона о Газодобыче, КазТрансГаз был назначен национальным оператором транспортировки газа. Следовательно, КазТрансГаз было предоставлено преимущественное право на приобретение (от имени Государства) нефтяного газа, добываемого в Казахстане по установленной цене, который он будет потом продавать на внутреннем рынке с наценкой, используя значительную часть наценки для модернизации и расширения внутренней сети трубопроводов. Компания ожидает, что статус национального оператора поможет в дальнейшем увеличить собственную прибыль от продажи газа конечным потребителям и сократить зависимость от газотранспортных тарифов. КазТрансГаз также был определен как потенциальная цель для включения в программу «Народный IPO». Ожидается, что до 10% акций КазТрансГаз могут быть проданы казахским инвесторам как часть этой программы, хотя никаких окончательных планов еще не было представлено. Нет полной уверенности в том, что программа будет завершена.

ИЦА, 100%-ное дочернее предприятие КТГ, осуществляет эксплуатацию основных казахстанских магистральных газопроводов природного газа, состоящих из 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). См. раздел «Обзор». ИЦА осуществляет эксплуатацию трубопроводов по Договору концессии, первоначальный срок действия которого истек в 2012г., но позже был продлен до 2017г. На данный момент ИЦА ведет переговоры с Правительством по поводу расторжения Концессионного Соглашения и передачи права собственности на трубопроводы ИЦА и ожидает, что данная передача произойдет до конца 2013 года. 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 31 декабря 2012 года компания ИЦА эксплуатировала 12 577 км газопроводов природного газа, 22 компрессорных станций, оснащенных 284 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, который был расширен, так как ИЦА приняла на себя программу капитальных затрат для модернизации и реконструкции системы трубопроводов. 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 54-60 млрд. м³ в год. Общая стоимость этих двух проектов составила 82 113 млн. тенге.

ИЦА на данный момент осуществляет дальнейший проект постройки трубопроводного компрессора на участке «Макаат», целью которого есть модернизация существующих сооружений и сокращения расходов. Общая стоимость проекта составляет 33,240 млн. казахских тенге и будет профинансировано за счет доходов ИЦА. Данный проект ожидается к завершению до конца 2013 года.

См. раздел «Сильные стороны – Компания является Оператором разветвленной сети газо- и нефтепроводов Казахстана» и «Факторы риска – Риски, связанные с хозяйственной деятельностью Компании – Правительство назначило КТГ национальным оператором газотранспортной системы».

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. м³ 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 первых двух этапов Азиатского газопровода, который проходит из Узбекистана в Хоргос в Китае через территорию Казахстана. Цель Азиатского газопровода является расширение транзитного потенциала в Китай и обслуживание рынка в южном Казахстане, который в противном случае зависит от импорта газа из Узбекистана. Общая стоимость первых двух этапов этого проекта было 6,8 млрд. долларов США. Развитие Азиатского газопровода финансируется за счет ТОО «Азиатский газопровод» (ТОО «АГП»), совместно контролируемого предприятия, принадлежащих Компании и CNPC. В октябре 2008 года ТОО АГП заключил синдицированный кредит в размере 7,5 млрд. долл. США с Банком развития Китая с целью финансирования строительства первых двух этапов Азиатского газопровода. 12 декабря 2009 года, первый этап этого проекта, состоящий из трубопровода с пропускной способностью 10 млрд. кубометров в год, был завершен. Второй этап, состоящий из трубопровода с пропускной способностью 30 миллиардов кубометров в год, был завершен в декабре 2012 года.

Дальнейшее развитие Азиатского газопровода до производительности в 55 млрд. м³ запланировано достигнуть при помощи третьего этапа строительства. В июле 2012 года было достигнуто соглашение между Правительством и Китаем по совместному проведению строительных работ третьего этапа, который будет иметь пропускную способность в 25 млрд. м³ в год. В октябре 2011 года Компания заключила договор с КННК по вопросам разработки, финансирования, проведения работ и осуществления третьего этапа постройки Азиатского газопровода. Общая стоимость данного этапа проекта ожидается на уровне 5,2 млрд. долл. США и в декабре 2012 года ТОО «Азиатский газопровод» взял заем в 4,7 млрд. долл. США у Китайского банка развития для целей финансирования проведения третьего этапа работ. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности - Обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних компаний». Строительные работы по третьему этапу Азиатского газопровода были начаты в ноябре 2012 года и завершение ожидается в январе 2016 года.

Компания не ожидает получения дивидендов от ТОО «Азиатский газопровод» до 2022 года.

Газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент».

В 2008 г. Компания и КННК заключили рамочное соглашение (далее - Рамочное соглашение «Бейнеу-Шымкент»), по которому обе стороны договорились о строительстве трубопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Строительство Трубопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент направлен на увеличение гибкости Компании в транспортировке газа и объединение существующих основных газопроводов восточного и западного регионов Казахстана. Строительство газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент финансируется BSGP, совместным предприятием, созданным между КазТрансГаз и КННК в январе 2011 года. По завершению анализа осуществимости была названа общая оценочная стоимость проекта в 3,8 млрд. долл. США. Строительство было начато в сентябре 2011 года и первый этап газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, который является частью Бейнеу-Шымкент ожидается к завершению в мае 2015 года. По завершению первой фазы газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент будет иметь пропускную способность 6 млрд. м³ в год. Ожидается, что пропускная способность трубопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент будет увеличена до 10,0 млрд. м³ в год к концу 2016 года, когда часть трубопровода между Бейнеу и Бозой будет задействована.

В январе 2011 года Компания заключила соглашение о ссуде с АО «Самрук-Казына» на сумму 23,3 млрд. казахских тенге для финансирования постройки газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Компания частично выплатила данную ссуду в 2012 году. См. разделы «Уставной капитал, единоличный акционер и действия третьих сторон – Взаимоотношения с определенными третьими сторонами» и «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности - Обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних компаний».

В декабре 2012 года ТОО «BSGP» заключило синдицированный кредит с, в частности, Китайским банком развития для финансирования разработки, постройки и эксплуатации участка газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент между Бозой и Шымкент. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности - Обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних компаний».

Объемы транспортировки газа

За 2012, 2011 и 2010 года, 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:

	Транзит	За годы, закончившиеся 31 декабря			% изм. между годами, закончившимися 31 декабря 2011 и 2012 гг.	% изм. между годами, закончившимися 31 декабря 2010 и 2011 гг.
		2012 год	2011 год	2010 год		
		(млрд. м3)				
Трубопроводная система ИЦА: международный транзит через территорию Казахстана:						
Трубопровод Союз/Оренбург-Новопсков Уральской системы	Российский газ	35,7	42,1	55,0	(15,3)	(23,5)
Трубопровод Бухара-Урал, Актюбинской системы	Туркменский газ	17,9	19,9	0,0	(10,0)	-
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	Узбекский газ	8,7	7,9	11,7	9,9	(31,9)
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	Кыргызский газ	0,0	0,3	0,1	(90,2)	164,0
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	Туркменский газ	10,9	11,2	10,7	(2,4)	4,3
Итого		73,3	81,4	77,5	(10,0)	5,0
Экспорт казахстанского газа						
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	Газ ТШО	2,8	4,0	4,9	(30,4)	(18,7)
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	ТолкынНефтеГаз	0,0	0,0	0,0	-	-
Трубопровод Союз/Оренбург-Новопсков Уральской системы	Карачаганакский газ	6,3	6,1	7,3	3,5	(16,8)
Трубопровод Союз/Оренбург-Новопсков Уральской системы	Чинаревский газ	0,9	-	-	-	-
Трубопровод Бухара-Урал, Актюбинской системы	Жанажольский газ	1,9	1,8	1,3	5,4	43,5
Итого		11,9	11,9	13,5	(2,7)	(11,9)
Внутренняя трансп., газа		10,0	9,6	8,5	3,8	13,2
Общий транзит газа через труб. систему ИЦА		95,2	102,9	99,4	(7,9)	3,4
Совместные предприятия: Международный транзит через территорию Казахстана:						
Газопровод Казахстан-Китай	Туркменский газ	22,8	15,0	4,5	52,2	233,3
Итого		22,8	15,0	4,5	52,2	233,3

Основным клиентом ИЦА является Газпром, на долю которого приходится 74,0%, 75,0% и 86,0% тарифов за транспортировку газа, выплаченных за 2012, 2011 и 2010 года, 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 объемы транспортировки туркменского и узбекского газа за фиксированную плату 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 фиксированной стоимости вне зависимости от объема, в соответствии с которым Газпром обязан оплатить не менее 80%) объемов по фиксированной стоимости, независимо от того, какой объем будет фактически заказан Газпромом для транспортировки по сетям ИЦА. Данные контракты были заключены в январе 2011 года на срок пять лет и заменяли предыдущие контракты, которые действовали для сторон с 2005 года. По контрактам, оговоренные объемы транспортируемого газа составляли 28,0 млрд. м³ по сравнению с 55,2 млрд. м³ по предыдущим контрактам, главным образом отображает более низкий уровень спроса на газ в Европе. В 2012, 2011 и 2010 гг., Газпром не просил ИЦА осуществлять транспортировку необходимых 80% соответствующих объемов, хотя он оплатил данные объемы в соответствии с условиями контракта. В частности, в 2012, 2011 и 2010 годах природный газ не транспортировался из Туркменистана через систему Актобе по Туркмено-Узбекскому газотранзитному договору. Отсутствие поставок природного газа из Туркменистана через систему Актобе в 2012, 2011 и 2010 годах отображает общее снижение объема поставок природного газа из Туркменистана в Россию.

Объем природного газа, экспортируемого из Казахстана через газотранспортную систему, управляемую ИЦА составлял 11,9 млрд. м³ в 2012 и 2011 годах. Объем природного газа, экспортируемого из Казахстана через газотранспортную систему, управляемую ИЦА уменьшился с 13,5 млрд. м³ в 2010 году до 11,9 млрд. м³ в 2011

году в основном из-за уменьшения объемов экспорта газа от Карачаганак и Тенгизшевройл, которое в свою очередь было вызвано снижением добычи связанных с плановыми перерывами в работе и обслуживанием и в меньшей мере снижением уровня добычи на КРО.

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 22 компрессорных станции, 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 4,7 млрд. м³.

Тарифы по транспортировке газа

Согласно Закону «О естественных монополиях и регламентированных рынках» (№ 272-1, от 9 июля 1998 года) и Договору концессии, тарифы ИЦА для внутренней транспортировки природного газа подлежат регулированию Агентством естественных монополий. 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 Агентства естественных монополий.

Международные тарифы.

В 2012, 2011 и 2010 годах международные тарифы составляли 75%, 79% и 88% от общего дохода ИЦА соответственно.

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 2012, 2011 и 2010 годах тариф на международный транзит составлял 1,70 долл. США за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа за экспорт российского, туркменского, узбекского и казахстанского природного газа.

Внутренние тарифы.

Внутренние транспортные тарифы подлежат регулированию и утверждению со стороны Агентства естественных монополий. Тарифы вступают в силу с момента утверждения с учетом того, что ИЦА имеет право раз в год обратиться в Агентство по естественным монополиям с запросом на пересмотр и изменение таких тарифов. Агентство естественных монополий также вправе инициировать пересмотр внутренних транспортных тарифов. Внутренние транспортные тарифы ИЦА подвержены значительному влиянию социально-политических факторов и традиционно удерживаются на искусственно заниженном уровне. Однако за последние три года Агентство естественных монополий в рабочем порядке осуществляло пересмотр тарифов для газа по запросу ИЦА, и в 2011 году было достигнуто значительное увеличение тарифов ИЦА.

В 2012 и 2011 годах, тарифы ИЦА на внутреннюю транспортировку газа составляли 222 тенге за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа для коммунальных предприятий, поставляющих газ для жилых районов, и теплоэнергетических предприятий, в сравнении с 171 тенге за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ в 2010 году. В 2012 и 2011 годах тарифы ИЦА на внутреннюю

транспортировку газа составляли 898,5 тенге за каждые 100 км трубопроводной транспортировки для других лиц, в сравнении с 420 тенге за 1 000 м3 в 2010 году.

Транспортировка сырой нефти

Обзор

Через свое дочернее предприятие КТО, Компания является неполным собственником и единоличным оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности нефтепроводной сети Казахстана. На 31 декабря 2012 года общая протяженность нефтепроводной сети Компании составляла примерно 8 151,6 км, 5 495 км из которых принадлежат КТО по праву собственности. В 2012 году Компания транспортировала 81,7 млн. тонн сырой нефти по своей трубопроводной сети, 82,7 млн. тонн в 2011 году и 80,5 млн. тонн в 2010 году. В декабре 2012 года АО «Самрук-Казына» продало почти 9,99% КТО розничным инвесторам в Казахстане, как часть государственной программы «Народный IPO» для стимуляции внутреннего рынка ценных бумаг и предоставления общественности возможности иметь прямую долю в нефтяном и газовом достоянии Казахстана. Продажа акций КТО на Казахстанской фондовой бирже началась 25 декабря 2012 года. Это было первое предложение общественности в рамках программы «Народный IPO».

Трубопроводная система КТО

КТО является полным 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 годы, закончившиеся 31 декабря		
	2012	2011	2010
	(млн. тонн)		
Трубопроводы КТО			
Западная ветвь:	15.4	15.4	
Трубопровод УАС			15.3
Другие трубопроводы западной ветви, транспортируют до:			
Атырау НПЗ	4.3	4.2	3.8
Порта Актау	6.5	7.4	8.3
Трубопровода КТК	3.9	3.8	4.1
Итого по Западной ветви	30.1	30.8	31.5
Восточная ветвь трубопровода, транспортирует до:			
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	10.4	10.8	10.1
Шымкентский НПЗ	4.5	4.3	4.2
Павлодарский НПЗ	5.1	4.5	4.8
Итого по Восточной ветви	20.0	19.6	19.0
Прочее	8.0	8.0	6.1
Совместные предприятия			
Казахско-Китайский трубопровод:			
Трубопровод Кенкияк-Кумколь(1)	4.5	4.1	3.4
Трубопровод Атасу-Алашанькоу (1)	10.4	10.8	10.1
МунайТас:			
Трубопровод Кенкияк-Атырау(2)	3.4	3.7	4.2
Батумский нефтеналивной терминал(3):	5.3	5.3	6.1
Итого	23.6	23.9	23.9
Итого транспортировка сырой нефти	81.7	82.3	80.5

Примечания:

- (1) Показана общая загрузка трубопровода, на 50% принадлежащего КТО.
- (2) Показана общая загрузка трубопровода, на 51% принадлежащего КТО.
- (3) Как охарактеризовано ниже.

В 2012 году КТО инвестировало примерно 29,2 млрд. тенге, в 2011 году 34,9 млрд. казахских тенге и в 2010 году 25,9 млрд. тенге, соответственно, в модернизацию своей трубопроводной системы. В 2013 году КТО

планирует инвестировать дополнительно 33,2 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 2012 году КТО инвестировало 2,5 млрд. тенге в усовершенствование и увеличение мощности трубопровода совместного предприятия, в сравнении с 6,3 млрд. казахских тенге в 2011 году и 8,6 млрд. казахских тенге в 2010 году.

Западная ветвь.

На 31 декабря 2012 года Западный филиал являлся крупнейшей технологической транспортной сетью Компании по номинальной пропускной способности, которая составляла 27,3 млн. тонн сырой нефти в год. Но фактическая пропускная способность может быть выше в определенных условиях. На 31 декабря 2012 года Западный филиал представлял собой примерно 2 661 км магистральных нефтепроводов, 2 148 км магистральных водоводов и 24 НПС, 7 станций предварительного подогрева, 57 печей и нефтебазы общей складской емкостью 909 300 м³, включая резервуары для хранения воды емкостью 154 900 м³.

По собственным данным Компании в 2012 году 30,1 млн. тонн сырой нефти и конденсата, или 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 67,1 млрд. тенге, что составляет 46,9% от общего дохода КТО за 2012 год.

Самой большой трубопроводной подсистемой Западного филиала является казахстанский участок трубопровода УАС. Эта подсистема имеет протяженность 1 237 км от Узень (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 31 декабря 2012 года годовая пропускная способность казахстанского участка трубопровода УАС составляла 17,5 млн. тонн сырой нефти. УАС является основным экспортным трубопроводом Компании и транспортирует нефть добытую, в числе других, РД КМГ, ММГ, СНПС и КРО.

Другие подсистемы Восточной ветви- трубопровод Каламкас-Каражанбас-Актау, трубопровод Узень-Жетыбай-Актау и трубопровод Жанажол-Кенкияк.

Восточная ветвь.

На 31 декабря 2012 года максимальная пропускная способность Восточная филиала составляла 37 млн. тонн сырой нефти в год с протяженностью линий магистральных нефтепроводов 2 762 км, 15 НПС, 3 приемных станции, 7 нефтеподогревателей и нефтебаз общей складской емкостью 506 000 м³.

По собственным данным Компании, за 2012 год, 20,0 млн. тонн нефти и конденсата, добытых в Казахстане, что составляет 25,3% от общей добычи нефти и конденсата в Казахстане, были перекачаны через Восточную ветвь. Общая сумма дохода, полученного за счет взимания тарифов на транспортировку этих объемов сырой нефти и конденсата, составила 42,5 млрд. тенге, что составляет 29,7% от общего дохода КТО в 2012 году.

Восточная ветвь используется Компанией для транспортировки сырой нефти, добытой преимущественно на месторождениях Кумколь и Тургай, на Шымкентский НОС и на экспорт в Китай.

Система магистральных нефтепроводов Восточной ветви включает трубопроводы Омск-Павлодар, Павлодар-Шымкент, Кумколь-Каракоин и Туймазы-Омск-Новосибирск 2.

Трубопровод Казахстан-Китай

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 СНПС E&D учредили СП «МунайТас», в котором КТО принадлежит 51% доля участия, а CNPC L&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 31 декабря 2012 года протяженность трубопровода Кенкияк-Атырау составляла 448,9 км трубы диаметром 0,5-1,8 м, а пропускная способность 6,0 млн. тонн сырой нефти в год. В 2012 году, объем фактической транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составил 3,4 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.

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. На 31 декабря 2012 года пропускная способность трубопровода Атасу-Алашанькоу составляла 10,0 млн. тонн, сырой нефти в год. В 2012 году протяженность трубопровода составляла 794,1 км. Ожидается, что мощность трубопровода Атасу-Алашанькоу была увеличена до 12 млн. тонн сырой нефти в год в 2011 году благодаря постройке и введению в эксплуатацию нефтеперекачивающей станции и ожидается дальнейшее увеличение до 20 млн. тонн сырой нефти в год к концу 2013 года.

Трубопровод Кенкияк-Кумколь.

ККТ владеет трубопроводом Кенкияк-Кумколь, при этом оператором трубопровода является КТО. В октябре 2009 года трубопровод Кенкияк-Кумколь был введен в эксплуатацию. На 31 декабря 2012 года протяженность трубопровода составляла 794 км. В 2012 году трубопровод Кенкияк-Кумколь имел пропускную способность 10 млн. тонн сырой нефти в год. В 2012 году было транспортировано 4,5 млн. тонн через трубопровод Кенкияк-Кумколь. Ожидается, что мощность трубопровода Кенкияк-Кумколь будет увеличена до 20 млн. тонн сырой нефти в год к концу 2015 года, что позволит Компании обслуживать ожидаемое возрастание объема добычи на месторождении Тенгиз, так же как и начало промышленной добычи на месторождении Кашаган.

Трубопровод КТК

КТК - это совместное предприятие, которое является собственником, оператором и обслуживающей организацией трубопровода КТК. На 31 декабря 2012 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. В 2012 году 27,9 млн. тонн сырой нефти и конденсата, добытых в Казахстане были перекачаны через Трубопровод КТК, что составляет 35,2% от общей добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане.

Компания действует от имени Правительства в отношении 19% доли в КТК. В апреле 2009 г. Компания за 250 млн. долл. США приобрела у «ВР» 49,9% долю акций KPV у ВР за 250 млн. долл. США, 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 – Отношения между Компанией и ее дочерними компаниями - 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 5,4 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 фиксированной платы вне зависимости от объема продукции, и за счет внешнего финансирования по мере необходимости. Строительные работы в рамках проекта расширения были начаты в июле 2011 года. Ожидается, что процесс расширения будет выполнен в три этапа с завершением третьего этапа к концу 2015 года. В октябре 2011 года КПК заявил, что все договора по строительству в отношении расширения трубопровода КПК были предоставлены, строительные работы производились по бюджету и КПК не будет искать источник внешнего финансирования для расширения. В декабре 2012 года КПК объявил о завершении первой очереди трубопровода КПК в Ики-Бурульском районе Казахстана.

КТК взимает с грузоотправителей транспортный тариф, исходя из объемов смеси КТК, предоставленных для транспортировки. В октябре 2007 года транспортный тариф на транспортировку и доставку на морской терминал КТК на Черном море был увеличен до 38 долларов США за одну тонну, включая все сборы терминала, и затем оставался 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 пропуски 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;

(iii)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 2007 году КТО завершило приобретение 100% доли участия в компании «Batumi Industrial Holdings Limited». Компании «Batumi Industrial Holdings» 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), и, следовательно, внутренней реорганизации КТО дочерних организаций в Грузии, имеет исключительное право контроля над 100% акций 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.

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 Агентством естественной монополии, главным образом, на основе затрат КТО по обслуживанию и эксплуатации трубопроводов. КТО имеет право обращаться в Агентством естественной монополии 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. Министерство топлива и энергетики 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 МНГК.

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 76,7%, 73,7% и 78,1% добытой сырой нефти в 2012, 2011 и 2010 годах соответственно.

В следующей таблице приведены данные по объемам продаж сырой нефти РД КМГ по экспортным транспортным маршрутам за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2011	2010
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Трубопровод КТК			
Новороссийск.....	2 349	2 302	2 546
Трубопровод УАС	3 616	3 530	4 314
Итого экспорт.....	5 965	5 832	6 860

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 15,3 млн. тонн через Трубопровод КТК в 2012 году, по сравнению с 16,3 млн. тонн в 2011 и 17,4 млн. тонн в 2010 году. Такой спад вызван более низкими уровнями мощности, имеющейся для транспортировки компанией ТШО продукции через Трубопровод КТК с мощностью более 8,45 млн. тонн, гарантированной по договору в 2012 и 2011 годах по сравнению с 2010 годом. Ожидается, что Трубопровод КТК будет оставаться основным экспортным маршрутом для транспортировки сырой нефти 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. Ожидается, что строительные работы по расширению Трубопровода КТК, начавшиеся в июле 2011 года, будут завершены к 2015 году.

ТШО также ведет отгрузку нефти с использованием расширенных нефтеналивных ж/д эстакад и ж/д экспортных мощностей, которые были введены в эксплуатацию в 2007 году и предназначены для транспортировки дополнительных объемов добычи Тенгиз до расширения мощности КТК. Также рассматриваются другие альтернативы расширения экспортных возможностей.

ТШО экспортирует 100% добытой сырой нефти, транспортировка которой осуществляется главным образом через Трубопровод КТК. В следующей ниже таблице представлены общие данные по экспорту сырой нефти ТШО по экспортным транспортным маршрутам за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2011	2010
	(тыс. тонн)		
Трубопровод КТК:.....	15 275	16 251	17 396
Трубопровод БГД.....	—	—	96
Трубопровод УАС.....	—	—	—
Ж/д до Одессы, Феодосии и Батуми.....	8 702	9 879	8 421
Итого экспорт.....	23 977	26 130	25 913

Кроме того, ТШО транспортирует: (i) сжиженный газ по ж/д потребителям в СНГ, на экспортные объекты СНГ на Черном море и в определенные европейские страны для экспорта за пределы СНГ; (ii) сухой газ - по трубопроводам ИЦА в пределах Казахстана для бытового использования, а на экспорт - через трубопровод ТШО для сухого газа Тенгиз-Кульсары; и (iii) 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 в Баку и 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 в Баку и до порта Батуми.

ПКИ экспортировала 62,3%, 64,0% и 78,4% добытой сырой нефти в 2012, 2011 и 2010 годах соответственно. Такой спад вызван, главным образом, более низкими объемами добычи, а также перераспределением объемов сырой нефти на внутренний рынок в 2012 и 2011 годах по сравнению с 2010 годом. В следующей таблице представлены общие данные по экспорту сырой нефти ПКИ по регионам за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2011	2010
	(тыс. тонн)		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу.....	3 305	3 965	4 130
Ж/д из Джусалы в Актау.....	256	390	514
Ж/д из Актау в			
Трубопровод КТК.....	0	0	0
Узбекистан.....	182	225	252
Итого экспорт.....	3 743	4 580	4 896

Переработка, маркетинг и сбыт

Реализация и распространение природного газа

Компания осуществляет реализацию и сбыт своего природного газа через АО «КазТрансГаз Алматы» (далее «КТГА»), дочернюю организацию, находящуюся в полной собственности 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 сбытом газа с месторождений Карачаганак (Западный Казахстан) 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 31 декабря		
	2012	2011	2010
		(млн. м ³)	
Карачаганак (сухой газ).....	6 907,2	6 840,3	6 775,4
ТШО (сухой газ)	0	0	773,0
Прочие	1 891,7	0	0
Итого	8 798,9	6 840,3	7 548,4

В таблице ниже указаны пункты назначения газораспределения «КазРосГаз» на указанные даты:

	На 31 декабря		
	2012	2011	2010
		(млн. м ³)	
Экспорт.....	8 194,2	6 077,1	6 160,5
Включая операции «своп».....	3 429,9	3 695,5	3 291,0
Внутренний рынок.....	604,7	763,1	1 387,8
Итого	8 798,9	6 840,2	7 548,3

КМГ RM

КМГ RM является основным предприятием Компании по переработке, маркетингу и сбыту. Сырая нефть, добываемая Компанией, в частности РД КМГ, которая не идет на экспорт, транспортируется для переработки на Атырауский, Павлодарский и Шымкентский НПЗ. В 2011 году была завершена реорганизация КМГ RM посредством ее слияния с АО «КМГ Онимдери» (дочерняя организация, находящаяся в полной собственности КМГ RM) и передачи Ромпетрол Групп (Rompetrol Group) в собственность Компании.

С 2006 до 2009 года КМГ RM 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. 1 января 2009 года Правительство отменило платежи роялти для всех добывающих компаний (кроме ТШО, который продолжает выплачивать роялти Правительству), в связи с чем, КМГ RM больше не осуществляет сбор роялти в натуральном выражении.

В настоящее время КМГ RM преследует две основных цели: (i) доставка продукции на внутренний рынок и расширение своей доли на розничном рынке в Казахстане до более 50% посредством органичного расширения своей розничной сети, а также посредством приобретений и договоров франчайзинга; и (ii) модернизация активов своих нефтеперерабатывающих заводов, в том числе обеспечение соответствия стандарту «Евро-4» на всех НПЗ до 2015 г. в соответствии с требованиями Таможенного Союза. Таможенный Союз установил крайние сроки для приведения активов НПЗ в соответствие с экологическими требованиями стандартов «Евро-4» и «Евро-5» к 2015 и 2016 годам соответственно.

Продажа сырой нефти

В промежутке между январем 2004 года и апрелем 2012 года Компания экспортировала практически всю сырую нефть, добытую РД КМГ, на условиях Агентского соглашения. Агентское соглашение заключалось ежегодно по результатам конкурса, который проводится в соответствии с Правилами С-К. Взаимоотношения, устанавливаемые Агентским соглашением, были прекращены 30 апреля 2012 года. Начиная с 1 мая 2012 года, РД КМГ экспортировало сырую нефть, добытую непосредственно им. См. раздел «Уставный капитал, сделки с единственным акционером и связанными сторонами - Взаимоотношения между дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями Компании - Агентское соглашение КМГ RM». Компания косвенно владеет большинством голосов в дочерней организации в Нидерландах под названием «Trade House KazMunaiGaz N.V.», которому продается нефть, поставляемая через Одессу и Новороссийск.

Компания провела реструктуризацию своих компаний по экспортным продажам в соответствии с новым законом, касающимся установления трансфертных цен, который вступил в силу 1 января 2009 года (Закон № 67-IV от 5 июля 2008 года) и согласно которому запрещается сотрудничать с торговыми партнерами в определенных оффшорных зонах. На дату выхода настоящего Базового проспекта Компания не ожидала каких-либо существенных влияний на ее операционную деятельность или финансовое состояние в результате такой реструктуризации.

Перерабатывающие предприятия

По состоянию на 31 декабря 2012 года КМГ RM принадлежала 99,53% доля участия в Атырауском НПЗ, 100,0% доля участия в «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ, вместе с 25,1% долей участия в АО «Павлодарский НПЗ», владеющем лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (с оставшейся 74,9% долей участия в АО «Павлодарский НПЗ», которая принадлежит непосредственно КМГ RM); и 49,72% доля участия в Шымкентском НПЗ. Компания обладает значительной или контрольной долей участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих предприятий в Казахстане: Атырауском НПЗ, Павлодарском НПЗ и Шымкентском НПЗ. По состоянию на 31 декабря 2012 года общая фактическая нефтеперерабатывающая мощность этих НПЗ составляла 15,3 млн. тонн сырой нефти в год.

Павлодарский НПЗ

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 трубопроводов Транснефти и КТО, а также взаимосвязанные нефтехранилища, расположенные 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 нефти, поставляемой не из Сибири, ограничена по причине высокого содержания в ней серы, что может ухудшить качество продуктов нефтепереработки.

Павлодарский НПЗ является самым крупным и наиболее развитым в техническом отношении из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане и имеет проектную нефтеперерабатывающую мощность 7,5 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая мощность составляет 5,1 млн. тонн сырой нефти в год. Из общего объема нефти, переработанной в Казахстане в 2012 году, доля Павлодарского НПЗ составила 35,8%. Кроме того, из общего объема, бензина, дизельного топлива и мазута, произведенных в Казахстане в 2012 году, доля Павлодарского НПЗ составила 46,2%, 37,2% и 24,9% соответственно. В 2012 году общий объем производства Павлодарского НПЗ составил 4,3 млн. тонн переработанных нефтепродуктов по сравнению с 4,0 млн. тонн в 2011 году и 4,5 млн. тонн в 2010 году.

Павлодарский НПЗ взимает тарифы за переработку нефти, установленные Агентством РК по защите конкуренции (далее - «Агентство по защите конкуренции»). В мае 2012 года Агентство по защите конкуренции разрешило Павлодарскому НПЗ повысить тарифы за переработку до 6 174,16 тенге за тонну с 4 992,7 тенге за тонну, что положительно отразилось на доходе от переработки. С мая 2012 года тарифы за переработку нефти больше не повышались. В соответствии с соглашением от 4 августа 2009 года, заключенным между г-ном Сарсеновым Р.Т., Компанией, «ТН KazMunaiGaz N.V.», «Central Asia Petroleum Ltd.», Павлодарским НПЗ, компанией «Refinery Company RT» и ООО «Гелиос», весь сжиженный нефтяной газ, который произведет Павлодарский НПЗ, можно было бы продать ООО «Гелиос». В июле 2011 года соглашение было пересмотрено и признано Агентством по защите конкуренции как препятствующее свободной

конкуренции, и на Компанию был наложен штраф в размере 438,6 млн. тенге. Компания не согласна выплачивать этот штраф.

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.

В августе 2009 года КМГ RM приобрел 100,0% долю участия в компании «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ, вместе с 25,1% долей участия в АО «Павлодарский НПЗ», владеющем лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (при этом остальная доля участия (79,7%) в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежит непосредственно КМГ RM). Компания «Refinery Company RT» сдает в аренду активы, входящие в комплекс Павлодарского НПЗ, для АО «Павлодарский НПЗ», которое, в свою очередь, эксплуатирует Павлодарский НПЗ.

В ноябре 2009 года Компания заключила Меморандум о взаимопонимании с АО «Эни» на проведение анализа технической осуществимости по отношению к программе реконструкции и модернизации для Павлодарского НПЗ. 31 октября 2011 года Правительство утвердило проведение этого анализа. 28 мая 2012 года Павлодарский НПЗ заключил договор на услуги по подготовке предпроектной документации с итальянской компанией «Technip Italy S.p.A.» и ТОО «ИК Казгипронефтетранс», казахским партнером итальянской компании. Услуги по подготовке предпроектной документации будут оказаны компанией «Technip Italy S.p.A.» и ТОО «ИК Казгипронефтетранс» в течение 12 месяцев, и в то же время ТОО «ИК Казгипронефтетранс» будет нести ответственность за управление процессом получения утверждения со стороны Правительства. Ожидается, что окончательная документация по проекту будет оформлена в срок до августа 2013 года.

Основной целью проекта является повышение мощности по переработке нефти Павлодарского НПЗ до 4,5 млн. тонн сырой нефти в год посредством строительства новых установок, а также модернизации существующих для производства транспортного топлива, которое соответствует стандартам «Евро 5». Вследствие реализации проекта у Павлодарского НПЗ появится возможность повысить объем поставок высококачественных нефтепродуктов на рынок и конкурировать с нефтяными компаниями в СНГ и других странах. Ожидается, что проект будет выполняться в два этапа: (i) этап проектирования и закупок для разработки, проектирования и закупки требуемого оборудования; и (ii) этап проектирования, закупок и строительства, который охватывает все работы, связанные с разработкой, строительством, выполнением, испытанием, установкой и вводом оборудования в эксплуатацию. Ожидается, что общие расходы на первом этапе составят до 700 млн. дол. США, а на втором этапе – 1 млрд. дол. США, однако, Компания в настоящее время рассматривает возможные меры для снижения общей стоимости проекта до 1 млрд. дол. США. Ожидается, что первый этап будет завершен к августу 2013 года, после чего начнется второй этап, который предположительно завершится к 2016 году.

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, не связанных 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 таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, производимых Павлодарским НПЗ в указанные периоды:

	За год, заканчивающийся 31 декабря		
	2012	2011	2010
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Бензин.....	1 331,9	1 200,5	1 314,4
Дизельное топливо	1 513,8	1 424,9	1 477,6
Авиационный керосин.....	99,6	123,9	189,6
Мазут	810,2	710,3	887,0
Прочие нефтепродукты	577,3	548,8	598,5
Итого.....	4 332,8	4 008,4	4 467,1

Атырауский НПЗ

Атырауский НПЗ расположен в центре крупного региона добычи углеводородного сырья в Западном Казахстане и подключен к трубопроводу Узень-Атырау-Самара. Атырауский НПЗ, построенный в 1945 году, является старейшим из 3 действующих НПЗ Казахстана. В результате реализации программы по модернизации проектная и фактическая мощность переработки Атырауского НПЗ составляет 5,0 млн. тонн сырой нефти в год.

Из общего объема нефти, переработанной в Казахстане в 2012 году, доля Атырауского НПЗ составила 30,9%. Кроме того, в общем объеме бензина, дизельного топлива и мазута, произведенных в Казахстане в 2012 году, доля Атырауского НПЗ составила 17,5%, 29,9% и 47,4%, соответственно. В 2012 году общий объем производства Атырауского НПЗ составил 4,2 млн. тонн переработанных нефтепродуктов по сравнению с 4,2 млн. тонн в 2011 году и 4,1 млн. тонн в 2010 году. Атырауский НПЗ в основном перерабатывает только давальческую нефть, которую получает от РД КМГ, и взимает тарифы за переработку, устанавливаемые Агентством по защите конкуренции. В мае 2012 года Агентство по защите конкуренции разрешило Атыраускому НПЗ повысить тарифы за переработку до 8 937,0 тенге за тонну, что положительно отразилось и продолжает отражаться на доходе от переработки.

Рыночный спрос на переработанные нефтепродукты в западной части Казахстана оценивается в 3,0 млн. тонн в год. В 2012 году Атырауский НПЗ работал с превышением уровня рентабельности, что в основном обусловлено увеличением тарифов за переработку от 7 462, 10 тенге за тонну до 8 937,0 тенге за тонну в мае 2012 года. В 2012 году Атырауский НПЗ переработал 4.4 млн. тонн сырой нефти.

Текущая программа капитальных инвестиций в Атырауский НПЗ включает строительство комплекса по производству ароматических углеводородов, которое, по ожиданиям, будет завершено в 2013 году, а также строительство комплекса по более глубокой переработке нефти, которое предположительно будет завершено в 2016 году. 29 октября 2009 года КМГ RM заключил договор с компанией «Sinorec Engineering» на строительство комплекса по производству ароматических углеводородов и более глубокой переработке нефти 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 ООО «Банк Развития Казахстана» 30 июля 2010 года на общую сумму в 1 063,7 млн. долларов США, срок погашения которой наступит в 2023 году. См. *«Обсуждение и анализ, проведенный руководством в отношении результатов деятельности и финансовых показателей – Долговые обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних организаций»*.

Строительство комплекса по производству ароматических углеводородов, общая стоимость которого предположительно составит 1,1 млрд. дол. США, будет включать в себя строительство установки каталитического риформинга, установок по производству бензола и параксилола, а также внеплощадочных сооружений. Благодаря реализации этого проекта появится возможность производить до 132 000 тонн бензола и до 497 000 тонн параксилола в год, а также производить бензин и дизельное топливо по стандарту Евро 4. Ожидается, что строительство комплекса по производству ароматических углеводородов будет завершено в 2013 году. Кроме того, как часть этого же проекта, в декабре 2011 года Атырауский НПЗ заключил соглашение с консорциумом, в состав которого входит Sinorec, Marubeni Corporation и ООО «КазСтройСервис» для осуществления строительства комплекса по более глубокой переработке нефти «под ключ». Комплекс по более глубокой переработке нефти будет иметь производительность до 2,4 млн. тонн и позволит использовать оставшиеся запасы тяжелой нефти более рациональным способом. Ожидается, что строительство комплекса по более глубокой переработке нефти также позволит повысить производство моторного топлива, повысить объем производства бензина до 1,7 млн. тонн, повысить общие объемы производства дизельного топлива до 1,6 млн. тонн, авиационного керосина – до 0,2 млн. тонн и снизить объемы производства мазута до 0,2 млн. тонн. Более того, ожидается, что благодаря строительству комплекса по более глубокой переработке нефти повысится глубина переработки нефти до 82-86% для обеспечения возможности производства бензина и дизельного топлива в соответствии со стандартами Евро 5. Ожидается, что вследствие внедрения передовой техники и автоматизированных процессов также снизится уровень выбросов и количество ошибок, связанных с человеческим фактором. Компания Sinorec несет ответственность за реализацию настоящего проекта, Marubeni Corporation занимается финансированием проекта, а ООО «КазСтройСервис» отвечает за вопросы, связанные со строительством и материально-техническим обеспечением. Проект планируется завершить в 2016 году.

Для финансирования строительства комплекса по более глубокой переработке нефти и расходов на связанные с этим товары и услуги, в августе 2012 года ООО «Атырауский НПЗ» заключило кредитное соглашение на сумму 252, 0 млн. дол. США с АО «Банк развития Казахстана» и кредитное соглашение на сумму 1,1 млрд. дол. США с Экспортно-импортным банком Китая в июне 2012 года, а также открыло кредитную линию в Японском банке международного сотрудничества и Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ, Ltd. Такие кредиты обеспечены корпоративными гарантиями Компании. См. *«Обсуждение и анализ, проведенный руководством в отношении результатов деятельности и финансовых показателей – Долговые обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних организаций»*.

В 2012, 2011 и 2010 годах капитальные затраты КМГ RM на модернизацию Атырауского НПЗ составили 96 709 млн. тенге, 79 550 млн. тенге и 15 786 млн. тенге, соответственно и они относились, в первую очередь, к проектам, связанным со строительством комплекса по производству ароматических углеводородов и комплексом по более глубокой переработке нефти. К концу 2012 года Компания увеличила объем переработки нефти до 5,0 млн. тонн сырой нефти в год и улучшила качество продуктов нефтепереработки на Атырауском НПЗ благодаря реализации этих проектов. В 2013 году ожидаемые общие капитальные затраты КМГ RM для Атырауского НПЗ составляют 115 636 млн. тенге. Ожидается, что производительность Атырауского НПЗ после модернизации увеличится до 5,5 млн. тонн сырой нефти в год до 2014 года. Компании необходимо осуществить дополнительные инвестиции в значительном объеме в целях повышения коэффициента загрузки и рентабельности Атырауского НПЗ для улучшения качества продуктов нефтепереработки, производимых Компанией на Атырауском НПЗ.

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил Атырауский НПЗ в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2011	2010
		(тыс. тонн)	
Бензин.....	506,0	567,9	601,1
Дизельное топливо	1 217,8	1 330,1	1 259,0
Авиационный керосин.....	56,4	46,4	65,6
Мазут	1 542,9	1 785,3	1 953,3
Прочие нефтепродукты	839,1	480,7	253,7
Итого	4 162,2	4 210,4	4 132,7

Шымкентский НПЗ

Шымкентский НПЗ расположен в Южном Казахстане и был введен в эксплуатацию в 1985 году после завершения установки атмосферной перегонки для первичной сепарации сырой нефти, комплексов каталитической гидроочистки для удаления примесей из нефти, авиационного и дизельного топлива и установки каталитического крекинга для повышения октанового числа бензина. 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.

В июле 2007 года КМГ RM приобрел косвенное долевое участие в размере 49,72% в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», которое, в свою очередь, является собственником Шымкентского НПЗ. Остальная доля участия в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» принадлежит «Чайна Нэшнл Петролеум Корпорейшн» (China National Petroleum Corporation). На 31 декабря 2012 года проектная перерабатывающая мощность Шымкентского НПЗ составила 6,0 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая мощность - 5,2 млн. тонн сырой нефти в год.

На Шымкентском НПЗ было переработано 33,3% от общего объема нефтепереработки в Казахстане в 2012 году. Кроме того, в 2012 году на Шымкентском НПЗ было произведено 36,3% бензина, 32,8% дизельного топлива и 27,7% мазута от общего объема производства в Казахстане в 2012 году. В 2012 году общий объем продуктов нефтепереработки, произведенных Шымкентским НПЗ, составил 4,5 млн. тонн по сравнению с 4,3 млн. тонн в 2011 году и 4,4 млн. тонн в 2010 году.

Шымкентский НПЗ работает с давальческим сырьем других лиц, взимая при этом тариф за переработку, устанавливаемый Агентством по защите конкуренции. В 2010 г. Агентство по защите конкуренции разрешило Шымкентскому НПЗ повысить тарифы за переработку до 3 947 тенге за тонну с 3 100 тенге за тонну, а в августе 2012 г. было получено разрешение на дополнительное повышение этих тарифов до 4 975 за тонну и они останутся в силе на дату оформления настоящего Базового Проспекта.

Установка вакуумной перегонки на Шымкентском НПЗ была завершена в конце 2003 года и введена в эксплуатацию в начале января 2004 года. 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 экономически эффективный выход продукции Шымкентского НПЗ.

В октябре 2010 года КМГ RM заключил договор с Technip S.p.A. (Италия) на подготовку процесса проведения анализа технической осуществимости в отношении работ по реконструкции и модернизации Шымкентского

НПЗ. После этого был проведен анализ технической осуществимости и начали выполняться работы. Основными целями этого проекта является повышение фактической мощности переработки до 6,0 млн. тонн сырой нефти в год, повышение глубины переработки и достижение соответствия стандартам Евро 4 и Евро 5. Общая стоимость этого проекта оценивается в 1,5 млрд. дол. США, а сам проект предположительно будет завершен в первом квартале 2016 года.

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производились Шымкентским НПЗ в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2011	2010
		<i>(тыс. тонн)</i>	
Бензин	1 046,0	996,0	978,3
Дизельное топливо	1 336,0	1 338,0	1 337,2
Авиационный керосин.....	275,0	218,0	234,4
Мазут	902,0	908,0	930,7
Прочие нефтепродукты	944,0	889,0	946,2
Итого	4 503,0	4 349,0	4 426,8

Реализация и распространение переработанных нефтепродуктов

КМГ RM является собственником и оператором расширяющейся сети заправочных станций в Казахстане. По состоянию на 31 декабря 2012 года КМГ RM принадлежало 307 (285 по состоянию на 31 декабря 2011 года и 246 по состоянию на 31 декабря 2010 года) заправочных станций, расположенных в Казахстане в городах Астана и Алматы, а также в Западном, Северном и Восточном Казахстане, что по собственным оценкам КМГ RM, составляло 11,8% розничной продажи бензина на внутреннем рынке в 2012 году (10,0% в 2011 и 2010 годах).

КМГ RM продает на внутреннем рынке полный ассортимент нефтяного топлива, включая высококачественный дизель, бензин и авиационный керосин. КМГ RM осуществляет торговлю и маркетинг нефтепродуктов на внутреннем рынке посредством прямых продаж в основном с Атырауского НПЗ, а также через четыре своих на 100% собственных дочерних предприятий АО «КМГ-Онимдери», ТОО «КМГ Алатау», ТОО «КМГ Астана» и ТОО «КМГ Жайык». Нефтепродукты транспортируются по ж/д по тарифам, основанным на фактическом расстоянии перевозок.

В таблицах ниже представлен ассортимент продукции КМГ RM и соответствующая доля Компании на внутреннем рынке в указанные периоды:

Продукция	За 2012 год, закончившийся 31 декабря		
	Производство	КМГ RM	Доля на рынке
	(тыс. тонн)		%
Бензин.....	2 883,9	2 360,9	81,9
Авиационный керосин.....	431,0	293,5	68,1
Дизтопливо.....	4 067,6	3 399,6	83,6
Топливо.....	3 255,1	2 804,1	86,1
Итого.....	10 637,6	8 858,1	83,3

Продукция	За 2011 год, закончившийся 31 декабря		
	Производство	КМГ RM	Доля на рынке
	(тыс. тонн)		%
Бензин.....	2 764,4	2 266,4	82,0
Авиационный керосин.....	388,3	279,3	71,9
Дизтопливо.....	4 093,0	3 424,0	83,7
Топливо.....	3 403,6	2 949,6	86,7
Итого.....	10 649,3	8 919,3	83,8

Продукция	За 2010 год, закончившийся 31 декабря		
	Производство	КМГ RM	Доля на рынке
	(тыс. тонн)		%
Бензин.....	2 893,8	1 749,0	60,4
Авиационный керосин.....	489,6	189,6	38,7
Дизтопливо.....	4 073,8	2 157,0	52,9
Топливо.....	3 771,0	1 388,0	36,8
Итого.....	11 228,2	5 483,6	48,8

Компания «Ромпетрол»

В результате реорганизации КМГ RM в декабре 2011 года Компания стала прямым владельцем «Ромпетрол Груп» (Rompterol Group). «Ромпетрол Груп» владеет и управляет (помимо других организаций) НПЗ Петромидиа (Petromidia), владельцем которого является ее дочерняя компания (с 54,6% долей участия) «Rompterol Rafinare» (оставшиеся 44,7% и 0,7% находятся в собственности правительства Румынии и в публичном владении соответственно) и НПЗ Вега (Vega), а также сеть заправок станций.

Конвертируемые ноты компании «Ромпетрол»

В 2003 году (перед тем, как Компания стала владельцем «Ромпетрол Груп») компания «Ромпетрол Rafinare» осуществила выпуск конвертируемых долговых обязательств на сумму 570,3 млн. евро (101 млрд. тенге) для Правительства Румынии (далее – «Конвертируемые ноты компании «Ромпетрол»). Конвертируемые ноты компании «Ромпетрол» предусматривали наличие возможности для «Ромпетрол Rafinare» осуществить погашение суммы основного долга за счет наличных денежных средств или акций «Ромпетрол Rafinare» на дату погашения Конвертируемых Нот компании «Ромпетрол» 30 сентября 2010 года. В августе 2010 года компания «Ромпетрол Rafinare» увеличила свой акционерный капитал путем выпуска новых акций в объеме, эквивалентном 78 млн. евро на дату подписки, и при этом подписчиком на все акции выступила Компания при содействии «Ромпетрол», в результате чего увеличилась доля собственности Компании в «Ромпетрол Rafinare». Затем, в августе 2010 года компания «Ромпетрол Rafinare» использовала часть средств из своего увеличенного капитала для погашения 54 млн. евро наличными правительству Румынии на дату погашения Конвертируемых Нот компании «Ромпетрол». На дату погашения Конвертируемых Нот компании «Ромпетрол» 30 сентября 2010 года, причитающийся к погашению остаток был конвертирован в акции «Ромпетрол Rafinare», в результате чего доля собственности Компании в «Ромпетрол Rafinare» уменьшилась до 54,6%, при этом 44,7% находятся в собственности правительства Румынии, а 0,7% - в публичном владении.

15 февраля 2013 года компания «Ромпетрол» заключила меморандум о взаимопонимании с правительством Румынии относительно разрешения всех вопросов, связанных с Конвертируемыми Нотами компании «Ромпетрол». В соответствии с этим меморандумом о взаимопонимании компания «Ромпетрол» дала согласие на покупку акций, представляющих 26,70% от акционерного капитала «Ромпетрол Rafinare», у правительства Румынии за 200 млн. дол. США. Оставшаяся часть акций, представляющая 18,0% от акционерного капитала «Ромпетрол Rafinare» и находящаяся в собственности правительства Румынии, будет подлежать переводу в

неликвидные активы сроком на три года, а компания «Ромпетрол» будет иметь право преимущественной покупки при распоряжении такими акциями.

Кроме того, стороны дали согласие на учреждение казахско-румынского инвестиционного фонда, через который компания «Ромпетрол» осуществит паевой взнос в сумме 150 млн. дол. США. Общий объем инвестиций в фонд будет обеспечен за семилетний период с суммарными инвестициями компании «Ромпетрол» в проекты в области энергетики, связанные с ее основной деятельностью, которые оцениваются в 1 млрд. дол. США. Этот фонд может финансироваться за счет заемных средств, совокупная сумма которых до четырех раз больше собственного капитала фонда. После учреждения 80% фонда будет принадлежать компании «Ромпетрол», а 20% - правительству Румынии и ожидается, что он будет осуществлять инвестирование нефтегазового сектора Румынии. При наличии возможности распоряжения компания «Ромпетрол» имеет преимущественное право на покупку по отношению к доле правительства Румынии в этом инвестиционном фонде.

Меморандум о взаимопонимании предусматривает, что обязательства компании «Ромпетрол» и правительства Румынии будут прекращены в том случае, если какая-либо из сторон или одно из ее аффилированных лиц (в случае с правительством Румынии – какой-либо государственный орган) начнет судебное или административное разбирательство против другой стороны или одного из их аффилированных лиц.

Ожидается, что окончательные соглашения на выполнение мероприятий, предусмотренных меморандумом о взаимопонимании, будут заключены в 2013 году после получения соответствующих подтверждений, хотя нет никакой гарантии, что это произойдет. Меморандум о взаимопонимании вступит в силу предположительно к концу второго квартала 2013 года.

НПЗ Петромидиа

НПЗ Петромидиа был построен в период 1974-1979г.г. Проектная мощность НПЗ Петромидиа составляет 5,0 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая - 4,0 млн. тонн сырой нефти в год. В 2012 году компания «Ромпетрол» произвела 3,9 млн. тонн очищенных нефтепродуктов на НПЗ Петромидиа, достигнув использования проектной мощности переработки на 80%.

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 Украину, Молдову, Болгарию, Турцию, Грузию, Венгрию, Хорватию, Боснию, Сербию и Западную Европу.

Стоимость переработки на НПЗ Петромидиа снизилась до 28,3 дол. США за тонну в 2012 году с 29,9 дол. США за тонну в 2011 году и 30,7 дол. США за тонну в 2010 году, что обусловлено главным образом ростом объемов сырой нефти, переработанной за этот период.

В октябре 2012 года Компания сообщила о выполнении всех проектов строительства промышленных объектов, которые входили в ее планы по модернизации НПЗ Петромидиа. В результате завершения выполнения этих проектов ожидается, что объем нефти, перерабатываемой НПЗ Петромидиа, увеличится с 3,5 до 5 млн. тонн в год в 2013 году. Эти проекты строительства промышленных объектов включали в себя работы по модернизации установки флюид-каталитического крекинга и установки Клауса, работы по модернизации установки аминной очистки и очистного оборудования: установок по гидроочистке ВГО и дизельного топлива, работы по повышению производительности аппарата для выпаривания жидкости N2 и по автоматизации и строительству нового агрегата для производства водорода, установки легкого гидрокрекинга, факельных установок и установки регенерации серы.

В период 2010-2012 гг. капитальные расходы компании «Ромпетрол» в отношении НПЗ Петромидиа составили 477 млн. дол. США, из которых 169 млн. дол. США было потрачено в 2010 году, 191 млн. дол. США – в 2011 году и 117 млн. дол. США – в 2012 году. Инвестиции в 2012 году были направлены в основном на выполнение

вышеперечисленных проектов по строительству промышленных объектов, а также на повышение производительности НПЗ до 5,0 млн. тонн сырой нефти в год и выполнения стандартов Евро 5. Компания «Ромпетрол» планирует потратить 90,3 млн. дол. США в форме капитальных расходов в 2013 году, которые нацелены главным образом на сохранение уровней производства.

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил НПЗ Петромидиа в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2011	2010
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Бензин.....	1 293,1	1 258,1	1 125,8
Дизельное топливо.....	1 602,8	1 497,1	1 324,4
Авиационный керосин.....	132,7	103,3	91,7
Мазут.....	113,2	150,1	104,4
Прочие нефтепродукты.....	788,3	803,6	495,4
Итого.....	3 930,1	3 812,2	3 141,7

НПЗ Вега

НПЗ Вега расположен в Плоешти, небольшом городке, находящемся неподалеку от Бухареста (Румыния). Он был построен в 1905 г. и полностью модернизирован в период 1970-1980 гг. и находится в собственности компании «Ромпетрол». Проектная и фактическая мощность переработки НПЗ Вега составляет 0,3 млн. тонн сырой нефти в год. В 2012, 2011 и 2010 гг. общий объем производства НПЗ Вега составлял 0,3 млн. тонн переработанных нефтепродуктов.

НПЗ Вега использует побочные продукты других перерабатывающих заводов региона в качестве сырья и специализируется на переработке альтернативных сырьевых материалов (нафта, переработанный РС, фракции С5-С6, другие фракции нефти и мазут) и производстве экологических растворителей, асфальта для специального использования, экологически чистого топлива для обогрева и прочей специализированной продукции. НПЗ Вега имеет установки атмосферной и вакуумной перегонки сырой нефти и установки переработки альтернативного сырья.

Перечень продукции, выпускаемой НПЗ Вега, включает растворитель для полимеризации - обычный гексан, экологические нефтяные растворители, прочие нефтепродукты, такие как бензин, нафта, уайт спирт и нефтепродукты (топочный мазут), легкое жидкое горючее, битум (дорожный и полимерный модифицированный, специальный и грунтовочный для защиты металлических труб).

В 2012 году стоимость переработки на НПЗ Вега увеличилась до 54,15 дол. США за тонну с 43,38 дол. США за тонну в 2011 году, что обусловлено главным образом более высокими объемами сырой нефти, переработанной на НПЗ Вега в 2012 году по сравнению с 2011 годом. В 2011 году стоимость переработки на НПЗ Вега снизилась до 43,38 дол. США за тонну с 48,20 дол. США за тонну в 2010 году, что обусловлено главным образом более низкими объемами сырой нефти, переработанной НПЗ Вега в 2011 году по сравнению с 2010 годом.

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил НПЗ Вега в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2011	2010
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Специальный бензин (растворители) и другие виды бензина.....	193,3	186,0	207,1
Уайт спирт и нефть.....	18,2	20,3	8,6
Газойль.....	6,5	8,7	6,0
Тяжелое топливо.....	34,0	40,7	24,6
Мазут.....	—	—	—
Битум.....	45,0	53,3	36,7
Прочие нефтепродукты.....	5,9	11,0	19,4
Итого.....	302,9	320,0	302,4

Розничная сеть

Розничная сеть компании «Ромпетрол» предлагает широкий ассортимент автомобильного горючего, в т.ч. газ и дизельное топливо, поставляемые в основном с НПЗ Петромидиа, а также НПЗ Вега. Компания «Ромпетрол» также продает автомобильное горючее через 26 оптовых складов ГСМ, поставки с которых охватывают более 25% румынского рынка, 3,5% рынка Франции и 1,5% рынка Испании.

Компания «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 AG». Компания «Ромпетрол Даунстрим», дочернее предприятие «Ромпетрол», владеет и эксплуатирует более 131 бензозаправочной станции, которыми владеет и управляет компания, и которые находятся во владении компании при управлении дилером, а также контролирует 180 бензозаправочных станций (которыми владеет и управляет дилер) в Румынии и 71 - в Болгарии.

В таблицах ниже представлен сводный ассортимент продукции и объем продаж компании «Ромпетрол» в Румынии и на международном рынке за указанные периоды в процентах:

Нефтепродукт	За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.		
	Объем (тонн)	Объем продаж %	
		На внутр. рынке	На междунар. рынке
Бензин.....	641,1	48	52
Дизельное топливо	2 807,1	40	60
Авиационный керосин.....	107,8	100	0
Сжиженный нефтяной газ.....	306,6	60	40
Прочие нефтепродукты ⁽¹⁾	533,8	34	66
Общий объем производства	4 396,4	43	57

Нефтепродукт	За год, закончившийся 31 декабря 2011 г.		
	Объем (тонн)	Объем продаж %	
		На внутр. рынке	На междунар. рынке
Бензин.....	650,6	46	54
Дизельное топливо	2 913,5	40	60
Авиационный керосин.....	78,4	100	0
Сжиженный нефтяной газ.....	192,6	62	38
Прочие нефтепродукты ⁽¹⁾	640,6	26	74
Общий объем производства	4 475,7	42	58

Нефтепродукт	За год, закончившийся 31 декабря 2010 г.		
	Объем (тонн)	Объем продаж %	
		На внутр. рынке	На междунар. рынке
Бензин.....	383,3	36	64
Дизельное топливо	1 414,7	37	63
Авиационный керосин.....	43,1	100	0
Сжиженный нефтяной газ.....	148,0	59	41
Прочие нефтепродукты ⁽¹⁾	362,6	26	74
Общий объем производства	2 351,7	38	62

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

Нефтехимическая продукция

26 февраля 2009 года Компания приобрела 50% акционерного капитала АО «Казахстан Петрокемикал Индастриз» (Kazakhstan Petrochemical Industries) (далее – «АО «КПИ»») за общую сумму денежного вознаграждения 4,8 млрд. тенге. Оставшиеся 50% акционерного капитала АО «КПИ» находятся в собственности РД КМГ. В 2011 году Компания увеличила акционерный капитал АО «КПИ» на 10 027 млн. и, соответственно, увеличила свою долю собственности в АО «КПИ» до 96,53%, при этом оставшиеся 3,47% находятся в собственности РД КМГ. АО «КПИ» является владельцем двух нефтехимических заводов в Казахстане: Атырауский завод, который в настоящее время не работает, и Актауский завод, который производит небольшой объем нефтехимической продукции. В 2012 году доля Компании в АО «КПИ» увеличилась до 97,11%, а оставшиеся 2,89% остались в собственности РД КМГ.

В 2010 году начались строительные работы на площадке предложенного объекта по производству дорожного битума на территории завода, производящего изделия из пластмассы, который расположен в Актау. Ожидается, что производительность объекта по производству дорожного битума будет составлять 400,0 тыс. тонн в год, а завод будет введен в эксплуатацию предположительно во втором квартале 2013 года. Общая стоимость проекта оценивается в 42 050 млн. тенге, а сам проект финансирует ТОО «Caspi Bitum», совместное предприятие, в состав которого входят АО «КПИ» и СІТІС (Международная китайская торгово-инвестиционная компания) и которое было учреждено на основании кредитного соглашения на сумму 232 млн. дол. США, заключенного ТОО «Caspi Bitum» с Банком Китая в сентябре 2010 года.

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. ряд крупных западных и других нефтяных компаний осуществляют инвестиции в казахстанский нефтегазовый сектор. В последние годы Китай увеличил свое присутствие в нефтегазовой отрасли Казахстана путем приобретения ряда нефтедобывающих фирм, а также учреждения вместе с Компанией нескольких значительных совместных предприятий. Среди прочих, эти совместные предприятия включают: (i) ПКИ - нефтедобывающая компания, большинство акций которой находится в собственности Китайской национальной нефтяной компании (CNPC); (ii) CCEL - совместное предприятие с СІТІС; (iii) КСР - совместно контролируемая компания с CNODC, учрежденная для строительства и эксплуатации Трубопровода КК; (iv) АРР - совместно контролируемая компания с CNPC, учрежденная для строительства газопровода Туркменистан-Китай, проходящего через Казахстан, по которому транспортируется газ из других республик Центральной Азии в главные населенные пункты Южного Казахстана и в Китай; (v) BSGP (ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»), совместное предприятие между КТГ и CNPC для строительства и эксплуатации Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент; (vi) ММГ, нефтедобывающая компания, которой владеет «Mangistau Investments B.V.», совместное предприятие с «CNPC E&D» с равным долевым участием; и (vii) «МунайТас» - оператор трубопровода Кенкияк-Атырау, в котором 49,0% долевого участия принадлежит «CNPC E&D». За последние годы также наблюдается возросший интерес, в частности в Западном Казахстане, со стороны ряда менее крупных компаний, которых привлекают возможности освоения и существующая в регионе инфраструктура. Компаний из этой однородной по составу группы включают: «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: (i) газопровод в обход Каспия, источники газа для которого пока еще не определены и, следовательно, их будущее остается неопределенным; и (ii) газопровод «Nabucco», который предположительно будет проходить между Турцией и Австрией и строительство которого планируется начать в 2013 году.

Согласно данным, опубликованным в *Международном обзоре по вопросам энергетики 2011 года*, выполненном Управлением США по информации в области энергетики, а также на веб-сайте

(<http://www.eia.doe.gov>) правительство Ирана по состоянию на 1 января 2011 года имело оцененные доказанные запасы природного газа в объеме 1 046 триллионов куб. футов - это вторые по величине запасы природного газа в мире после России. Две трети иранских запасов природного газа составляет свободный природный газ, залегающий (по имеющимся данным) в неосвоенных месторождениях, наиболее значительным из которых является Южный Парс, официально объявленные запасы которого составляют порядка 450 триллионов куб. футов, 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 и осуществления экспорта при условии аннулирования международных санкций и разработки соответствующих экспортных маршрутов.

Руководство Компании считает, что вероятность возникновения серьезной конкуренции для ИЦА является достаточно отдаленной, как минимум в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

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 99,53% долей в Атырауском НПЗ, обслуживающем западноказахстанский рынок. Местоположение этих трех НПЗ позволяет Компании поставлять продукцию на внутренний рынок и экспортировать в Европу. Кроме того, Компания косвенно владеет 54,6% долей в НПЗ Петромидиа в Румынии посредством владения «Ромпетрол Груп». См. «Переработка, маркетинг и сбыт – компания «Ромпетрол»». Руководство Компании полагает, что конкурентные позиции Компании были улучшены в результате приобретения НПЗ Петромидиа и Павлодарского НПЗ.

На 31 декабря 2012 г. КМГ RM был крупнейшим предприятием в Казахстане в части розничных продаж нефтепродуктов, а его доля на рынке составляла 11,8%. Основным конкурентом - «Гелиос» был вторым по величине предприятием по розничной торговле нефтепродуктами, и по состоянию на 31 декабря 2012 года его доля на рынке составляла 8,8%. В связи с покупкой Павлодарского НПЗ Компанией также рассматривалась возможность приобретения розничной сети заправочных станций «Гелиос», однако переговоры Компании с существующими акционерами «Гелиос» на данный момент прекращены.

В таблице ниже представлена информация по 4 ведущим компаниям, работающим в секторе розничной торговли нефтепродуктами в Казахстане на указанные даты:

	По состоянию на 31 декабря 2012 года	
	Кол-во заправочных станций	Доля рынка
КМГ RM	307	11,8%
Гелиос	260	8,8%
Синойл	106	4,7%
Газпромнефть	28	1,3%

Работники

В таблице ниже показано примерное число работников Компании с разбивкой по видам хозяйственной деятельности на указанные даты:

	По состоянию на 31 декабря		
	2012	2011	2010
Производство, разведка и добыча	27 300	26 500	28 333
Прочее (дочерние предприятия)	29 079	33 141	35 518
Переработка	11 933	11 850	11 488
КМГ (как холдинговая компания)	399	419	464
Распределение и продажа	7 510	7 392	7 696
Итого	76 221	79 302	83 499

1 марта 2010 года работниками РД КМГ в производственном филиале «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.

26 мая 2011 года работниками РД КМГ в производственном филиале «Озенмунайгаз» была организована еще одна забастовка, которая закончилась 26 августа 2011 года. В этой забастовке принимали участие около 3 500 работников или 50% всего персонала производственного подразделения. Была сформирована группа специалистов РД КМГ для выполнения плана нормализации производства. В результате этой забастовки общие производственные потери компании «Озенмунайгаз» по сравнению со сводным годовым планом составили 866 000 тонн сырой нефти или 10,0% общего объема производства РД КМГ.

В августе 2011 года РД КМГ уволило около 2 000 работников, которые принимали участие в забастовке, и наняло других, стремясь стабилизировать производство. В ответ на это в декабре 2011 года в городе Жанаозен пронеслась волна протестов, во время которых было убито 14 человек и пострадало 99 человек в соответствии с заявлением Генерального Прокурора республики Казахстан, сделанным в декабре 2011 года. Во время волны протестов было организовано ограбление и поджог административного здания производственного филиала «Озенмунайгаз», в результате чего было уничтожено офисное оборудование и документация. После этого была организована временная штаб-квартира производственного филиала «Озенмунайгаз». После этого происшествия Кулибаев оставил должность Председателя Совета директоров Компании, Акчулаков – должность Председателя Правления Компании, а Балжанов – должность Председателя Правления РД КМГ. В РД КМГ также были приняты некоторые внутрифирменные меры по реорганизации и зарплата персонала в производственном филиале «Озенмунайгаз» была повышена. В январе 2012 года РД КМГ объединило две новые компании по обслуживанию в городах Актау и Жанаозен с целью принятия на работу людей, которые были уволены после забастовки. *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Трудовой конфликт может оказать существенное негативное влияние на деятельность Компании».*

В 2012 году, закончившемся 31 декабря, Компания сократила количество административного персонала, работающего в ее штаб-квартире, примерно на 25% для снижения затрат и на данный момент она рассматривает дополнительные меры для их оптимизации.

Профсоюз Компании был основан в сентябре 2007 года. По состоянию на 31 декабря 2012 года в его состав входило 17 членов. Работники следующих дочерних предприятий Компании являются членами профсоюза: РД КМГ (18 338 членов), «КазМунайТениз» (46 членов), КТГ (5 238 членов) и ИЦА (5 296 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 Компания, 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, трехмесячной забастовки в мае 2011 года и волны протестов в декабре 2011 года, как указано выше. В целом Компания считает, что трудовые отношения с работниками хорошие.

Судебные процессы

За исключением того, что указано ниже под заголовками – *«События, связанные со сжиганием газа в факелах», «Разбирательства в отношении компании «Ромпетрол»», «Наложение экспортных таможенных пошлин на экспорт сырой нефти ТШО», «Требования об уплате налогов в отношении РД КМГ», «КМГ RM», «Rompetrol Group» и «Антимонопольные разбирательства в отношении компании «Ромпетрол»»* 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 могут оказать или в недавнем прошлом оказали существенное воздействие на финансовое состояние или рентабельность Компании или ее консолидированных дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных компаний, если рассматривать в целом.

События, связанные со сжиганием газа в факелах

В период между 2007 и 2012 годами был начат ряд судебных дел и налоговых разбирательств против ТШО и в отношении своей деятельности по сжиганию газа в факелах ТШО было обложено налогом на общую сумму 240,3 млн. дол. США. Несмотря на то, что ТШО выплатило такие штрафы, некоторые разбирательства остались на рассмотрении суда. Однако руководство ТШО полагает, что разрешение этих вопросов не окажет существенного влияния на финансовое состояние или результаты деятельности ТШО.

Разбирательства в отношении компании «Ромпетрол»

7 сентября 2006 г. Департамент по борьбе с организованной преступностью и терроризмом открыл уголовное дело в суде общей юрисдикции против действующего на тот момент Председателя Совета директоров, Главного исполнительного директора и миноритарного акционера «Ромпетрол» г-на Патрициу Дину, а также против г-на Буска 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, которое проводилось Департаментом по борьбе с организованной преступностью и терроризмом в прокуратуре при Высоком суде кассации и правосудия.

В соответствии с судебным приказом от 27 марта 2007 года, Министерству государственных доходов Румынии было разрешено вступить в процесс с отдельным гражданским иском, в результате чего «Ромпетрол» была привлечена 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, а проценты и штрафы составляют 78,0 млн. дол. США.

После обращения в Конституционный Суд в сентябре 2010 года слушание дела было возобновлено в суде Бухареста в сентябре 2011 года. 18 июля 2012 года Конституционный Суд освободил всех лиц, включая Дину Патрициу и Александру Буска от всех обязательств. Конституционный Суд также отказал Министерству государственных доходов Румынии в удовлетворении иска против компании «Ромпетрол». Однако прокуратура после этого подала заявление на обжалование этого решения.

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 оно осуществило уплату пошлин в сентябре 2010 года в общей сумме 146,8 млн. долларов США путем вычета из роялти, чтобы избежать каких-либо перебоев в осуществляемых ТШО экспортных поставках сырой нефти. По мнению ТШО наложение пошлин нарушает его права по Проектному соглашению, в соответствии с которым ТШО разрешается осуществлять экспорт сырой нефти без наложения каких-либо пошлин.

Требования об уплате налогов в отношении РД КМГ

Налоговые органы 12 июля 2012 года издали постановление в отношении РД КМГ о наложении налоговых обязательств, административных штрафов и пени в связи с несвоевременной уплатой налогов в сумме 5,8 млрд. тенге, 7,2 млрд. тенге и 4,0 млрд. тенге, соответственно, на основе результатов налоговой проверки деятельности РД КМГ, которая проводилась в период между 2006 и 2008 гг. Данное постановление было обжаловано РД КМГ в Министерстве финансов.

КМГ RM

В июне 2012 года по результатам проведенной в 2012 году налоговой проверки деятельности КМГ RM за период с 2006 по 2010 гг. налоговое управление наложило: (i) дополнительное обязательство по уплате налогов с доходов корпораций в сумме 3,0 млрд. тенге и соответствующий штраф за несвоевременную выплату в

размере 1,6 млрд. тенге и (ii) дополнительный налог на добавленную стоимость в размере 0,7 млрд. тенге соответствующий штраф за несвоевременную выплату в размере 0,3 млрд. тенге. КМГ RM также получило уведомление о возможном наложении административного штрафа на сумму 1,5 млрд. тенге в отношении налогов с доходов корпораций и административного штрафа на сумму 0,3 млрд. тенге в отношении налога на добавленную стоимость. В июле 2012 года КМГ RM обжаловал результаты налоговой проверки в налоговом комитете Министерства финансов Казахстана. В ноябре 2012 года КМГ RM подало апелляцию в Специализированный Межобластной Экономический Суд г. Астаны. Эта апелляция была отклонена. В феврале 2013 года КМГ RM обжаловало результаты налоговой проверки в судебной апелляционной коллегии в городском суде г. Астаны.

«Rompetrol Group»

В июне 2012 года Государственное таможенное Управление, Департамент по осуществлению контроля акцизных сборов и таможенного досмотра наложили штраф в размере 108 млн. румынских леев на компанию «Rompetrol Rafinare» в отношении антидемпинговых и компенсационных таможенных пошлин, налога на добавленную стоимость, а также пеню и неустойки за импорт биодизельного топлива, который осуществлялся в период 2009-2010 гг. Это постановление было выдано по требованию Европейского бюро по борьбе с мошенничеством. Компания «Rompetrol Rafinare» опротестовала этот штраф, который в настоящее время рассматривается Национальным агентством по налоговому управлению – генеральным правлением по разрешению спорных вопросов. Поскольку Национальное агентство по налоговому управлению – генеральное правление по разрешению спорных вопросов не дало ответа в течение периода, предусмотренного действующим законодательством, компания «Rompetrol Rafinare» подала иск, чтобы заставить Национальное агентство по налоговому управлению – генеральное правление по разрешению спорных вопросов вернуться к рассмотрению дела. Суд удовлетворил этот иск в феврале 2013 года и, вследствие этого, Национальное агентство по налоговому управлению указало, что оно провело бы повторную проверку на сумму около 14 млн. румынских леев в отношении ранее установленной суммы налогообложения. Компания «Rompetrol Rafinare» собирается продолжать дальнейший судебный процесс в отношении этого иска.

Компания «Rompetrol Rafinare» также подала иск в Апелляционный Суд г. Констанца с просьбой приостановить принудительное взыскание штрафа в размере 108 млн. румынских леев, пока вопрос не будет разрешен. Этот иск был отклонен в июле 2012 года и компания «Rompetrol Rafinare» подала жалобу в отношении этого постановления в Верховный суд, оспаривая всю сумму штрафа.

Во избежание возникновения дополнительных налоговых рисков компания «Rompetrol Rafinare» выплатила сумму в размере 58 млн. румынских леев, представляющую собой антидемпинговый и компенсационный налоги. Компания «Rompetrol Rafinare» начала судебное разбирательство в отношении оставшейся суммы в размере 50 млн. румынских леев для получения санкции для установления новых сроков осуществления этого платежа, которая была предоставлена компетентным органом.

Антимонопольные разбирательства в отношении компании «Rompetrol»

В декабре 2011 года румынский Совет по конкуренции наложил штраф в размере 159,6 млн. румынских леев (примерно 46,8 млн. дол. США) на компанию «Rompetrol Downstream SRL» в отношении заявленных действий, направленных против конкуренции, которые сопровождались изъятием определенного вида топлива с рынка в 2008 году. «Rompetrol Group» полагает, что все пункты обвинения являются по существу необоснованными и требует суд Румынии аннулировать штраф. Следующее слушание дела назначено на май 2013 года. Ходатайство компании «Rompetrol Downstream SRL» приостановить выплату штрафа до тех пор, пока не будет вынесено решение по судебному разбирательству, было отклонено Верховным апелляционным судом в декабре 2012 года.

С апреля 2012 года «Rompetrol Group» ведет переговоры с налогово-бюджетным управлением Румынии с целью разрешения этого вопроса, но пока не было достигнуто никакого соглашения. По состоянию на 31 декабря 2012 года компания «Rompetrol Downstream SRL» выплатила часть этого штрафа в размере 7,6 млн. дол. США из общей суммы, составляющей примерно 46,8 млн. дол. США. «Rompetrol Group» предполагает, что суммы, выплаченные правительству Румынии в отношении этого штрафа, будут полностью возмещены.

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 охватывает обязательную ответственность за загрязнение окружающей среды со

стороны третьих лиц, имущественные риски и риски приостановления деятельности предприятия, связанные с производственными фондами, риски разрушения скважин, страховую защиту ответственности третьих сторон (включая страхование ответственности работодателя и страхование объектов повышенной опасности), а также страхование гражданско-правовой ответственности директоров и должностных лиц. Тем не менее, Программа страхования не включает, и Компания соответственно не обеспечивает страхование от причинения экологического ущерба, вызванного ее производственной деятельностью, 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 31 декабря 2012 года в Программе страхования принимали участие РД КМГ, КТО, ИЦА, а также КМГ RM 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 для Компании, а также 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. В 2011 году Компания завершила первый этап данного проекта по интеграции, который включал интеграцию системы финансовой отчетности и административно-информационной системы. На данный момент Компания разрабатывает план дальнейшей интеграции ее ИТ систем и объединения эксплуатационных данных из ее дочерних предприятий. В 2012 году Компания потратила 3 120 млн. тенге на обслуживание и дальнейшую модернизацию своих ИТ систем. В 2013 году Компания выделила 3 000 млн. тенге на обслуживание и дальнейшую модернизацию своих ИТ систем.

В настоящее время у Компании нет отдельного центра по чрезвычайным ситуациям или удаленного сервера, расположенного вне ее основных административных помещений. На данный момент Компания оценивает свои возможности относительно создания такого центра

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 недропользовании*».

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 системы управления охраной труда и промышленной безопасностью (далее - **OHSAS 18001**). В 2009 году Компания получила сертификаты ISO 14001 и OHSAS 18001 по своим системам промышленной и экологической безопасности. Независимая экологическая проверка Компании в 2012 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:

	По состоянию на 31 декабря		
	2012	2011	2010
		<i>(млн. тенге)</i>	
РД КМГ	2 593	1 381	1 463
ТШО	24 433	19 629	13 279
КазМунайТенгиз.....	1 055	930	760

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 33,6 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 6,1 млрд. тенге в году, который завершился 31 декабря 2012 года, 5,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2011 года и 4,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2010 года. Ставки в прошлом повышались, и Компания ожидает, что штрафы и платежи за атмосферные выбросы будут начисляться и в будущем.

Сжигание газа в факелах является одним из методов его утилизации. Сжигание попутного и природного газа в факелах запрещено, за исключением определенных ситуаций, включая: (а) если существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, которая включает угрозу для жизни людей или окружающей среды, (b) в процессе испытания оборудования скважины или осуществления пробной эксплуатации в отношении залежи; и (с) если сжигание осуществляется в силу технологической необходимости в результате пуска наладки, эксплуатации, обслуживания или ремонта оборудования для обработки. Несмотря на запрет сжигания газа в факелах, МООС приостановило будущие санкции за нарушение запрета на факельное сжигание для недропользователей, осуществляющих свою деятельность по Соглашениям на недропользование, которые были подписаны до декабря 2004 года, и чья программа использования газа была утверждена: (х) государственным органом до 1 декабря 2004 года или (у) компетентными органами и МООС. На дату выпуска настоящего Базового проспекта приостановление продолжает действовать, а программы снижения и устранения объемов факельного сжигания газа имеются у следующих членов Компании: РД КМГ, ТШО, ПКИ, «Казгермунай», ММГ, КРО, «Казкактуркмунай» и «Казахойл Актобе».

В 2010 году 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 при условии устранения компанией NCOC выявленных нарушений. После устранения таких нарушений разрешение на эмиссию в окружающую среду было повторно выдано в декабре 2010 года.

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 Прспекта 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 момента продажи. По оценкам ТШО, на 31 декабря 2012 года в комковой форме ею было складировано 2,7 млн. тонн (по сравнению с 4,1 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2011 года и 5,8 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2010 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 исследований были представлены на публичном слушании в г. Атырау и прошли экспертизу МООС. Заключение подтверждает, 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 складированной серы и, следовательно, уменьшения риска наложения штрафов в связи с хранением серы в будущем. ТШО реализовало 3,6 млн. тонн серы третьим лицам в 2010 году, 3,8 млн. тонн в 2011 году и 3,5 млн. тонн в 2012 году. ТШО ожидает, что объем продаж в 2013 году составит 3,7 млн. тонн.

В соответствии с изменениями, внесенными в Экологический кодекс от 13 декабря 2011 года, допустимые объемы хранения серы будут определены в природоохранных разрешениях, предоставляемых органами по контролю состояния окружающей среды. С 1 января 2013 года недропользователи, в результате деятельности которых образуются хранилища серы, должны будут представить на рассмотрение программу по снижению объемов накопленной серы вместе с заявлениями на получение природоохранных разрешений.

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 произошло 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 оставшиеся 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 ЦПГШ»). 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 17,1 млн. тенге, 21,6 млн. тенге и 28,1 млн. тенге в году, который завершился 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно в 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 Председателем правления, последние два из которых отвечают за руководство текущей деятельностью Компании.

Единственный акционер

Единственный акционер выполняет функции общего собрания акционеров, как предусмотрено «Законом об АО», Законом «О Фонде национального благосостояния» от 13 февраля 2012 г. № 550-IV, («**Закон о фонде национального благосостояния**»), уставом Компании, последняя версия которого была одобрена решением единственного акционера 12 июня 2012 г., 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:

- назначение независимых аудиторов Компании;
- утверждение любых увеличений акционерного капитала Компании;
- назначение членов Совета директоров;
- одобрение годовой финансовой отчетности Компании;
- утверждение назначения 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:

- одобрение стратегии Компании;
- одобрение политики бухгалтерского учета и налогообложения Компании;
- назначение членов Правления;
- одобрение решений по крупным сделкам (которые определяются Законом об АО как сделки, включающие суммы, большие или равных 25% балансовой стоимости активов компании) и сделки заинтересованных лиц (если контрагент сделки заинтересованной стороны находится в пределах группы «Самрук-Казына», и в этом случае Правление может принять решения относительно таких сделок); а также
- одобрение приобретения Компанией 10% или более акций других юридических лиц.

Члены Совета директоров назначаются решением единственного акционера на трехлетний срок и не могут быть членами Совета директоров более девяти лет подряд (хотя это ограничение подвергается некоторым исключениям). 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:

Ф.И.О.	Возраст	Впервые назначен	Срок истечения полномочий	Должность
Мынбаев Сауат	50	2012	2014	Председатель Совета директоров Компании, член Совета директоров АО «Самрук-Казына», министр нефтегазовой промышленности Республики Казахстан
Рахметов Нурлан	47	2012	2014	Управляющий директор АО «Самрук-Казына»
Лэйн Питер	67	2008	2014	Член Совета директоров Компании, независимый директор, исполнительный Председатель Правления «Samri & Co. Ltd»
Куйлаарс Франк	54	2006	2014	Член Совета директоров Компании, независимый директор, бывший исполнительный вице-президент, управляющий директор по энергетике и ресурсам «ABN AMRO N.V.»
Салимгереев Малик	52	2011	2014	Директор по управлению нефтегазовыми ресурсами АО «Самрук-Казына»
Киинов Ляззат	63	2011	2014	Управляющий директор «Самрук-Казына» Председатель Правления Компании

Мынбаев Сауат. Родился в 1962 году. В 1985 году окончил Московский государственный университет по специальности Экономист-кибернетик, кандидат экономических наук. С ноября 1985 года по ноябрь 1988 года учился в аспирантуре Московского государственного университета. С 1989 года работал преподавателем Алма-атинского института народного хозяйства, в 1990 году стал доцентом кафедры планирования народного хозяйства Алма-Атинского института народного хозяйства. С 1991 по 1992 год г-н Мынбаев занимал должность президента Республиканской строительной биржи «Казахстан». С 1992 1995 год - первый заместитель Председателя Правления акционерного банка «Казкоммерцбанк». С 1995 1997 год - Заместитель министра финансов Республики Казахстан и начальник Казначейства при Министерстве финансов Республики Казахстан. С 1997 года по март 1998 год - Первый заместитель министра финансов Республики Казахстан. С 1998 года по 1999 год - Министр финансов Республики Казахстан. В 1999 году был назначен Заместителем Руководителя Администрации Президента Республики Казахстан. С 1999 года по 2001 год - Министр сельского хозяйства Республики Казахстан. С 2001 года по 2002 год - Президент ЗАО «Банк развития Казахстана». С 2002 года по 2003 год г-н Мынбаев был Генеральным директором ТОО «Каспийская Промышленно-Финансовая Группа». С 2003 года по 2004 год - Заместитель Премьер-Министра Республики Казахстан, с декабря 2004 года по 2006 год - Министр индустрии и торговли Республики Казахстан. С 2006 года по 2007 год - Председатель Правления АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук». С 2007 года – Министр энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, и, оставаясь Министром, в 2010 году стал Министром нефти и газа Республики Казахстан. Г-н Мынбаев впервые стал членом Правления в 2012 г.

Рахметов Нурлан. Родился в 1965 году. В 1987 году окончил Московский государственный университет, кандидат физико-математических наук. С 1990 по 1991 год – младший научный сотрудник института математики и механики Академии наук Казахской ССР. С 1991 по 1996 гг.- старший преподаватель кафедры математического анализа Государственного университета г. Алматы. С 1997 по 1998 год – экономист, начальник плано-финансового отдела, финансовый директор АО. 1998 год – заместитель генерального директора РГП «Казахстан темиржолы». С 1998 по 2001 год - Директор департамента учета и анализа государственных доходов. С 2001 по 2002 год - Вице-Министр государственных доходов РК. С 2001 по 2003 год - Вице-Министр финансов Республики Казахстан. С 2003 по 2004 год – заместитель генерального директора ЗАО «КТГ» и ЗАО «ИЦА». С 2004 по 2006 год - Управляющий директор по экономике и финансам Компании. С 2006 по 2008 год - Председатель налогового комитета Министерства финансов. С 2008 года - Управляющий директор «Самрук-Казына». Г-н Рахметов впервые стал членом Правления в 2012 г.

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. Г-н Лэйн был председателем Правления компаний «Fishergate Limited» и «Strathearn Capital Limited» с 2008 и 2009 г. Соответственно. 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.

Салимгереев Малик. Родился в 1960 г. В 1982 году окончил Московский институт нефти и газа им. И. М. Губкина. Г-н Салимгереев имеет степень магистра геологии Геологического института, Академии наук Республики Казахстан. Г-н Салимгереев начал свою трудовую деятельность как главный геолог экспериментальной нефтегазовой администрации АО «Каражанбастермнефть Союзтермнефть». 1994 год - Вице-Президент по геологии и разработке АО «Каражанбасмунай». С 1999 по 2000 год – заместитель генерального директора по науке, новым методам и технологии добычи нефти и газа «Казнипинефть Мангышлакнефть». В 2001 году стал Вице-Президентом по производству ОАО «Казахойл-Эмба», в 2004 году назначен заместителем директора по производству «KMG EP». С 2004 по 2006 год - заместитель директора по производству «KMG EP» «PF Embamunaigas» до назначения на должность Советника Генерального директора «KMG EP» в 2006 году. С 2007 по 2010 год – Директор департамента развития нефтяной промышленности МЭМР. С 2010 по 2012 год - Директор дирекции нефтегазовых активов «Самрук-Казына». С 2012 года – Управляющий директор «Самрук-Казына».

Киинов Лязат. Родился в 1949 году. Окончил в 1971 году Казахский политехнический институт, специализация – геология и исследование месторождений нефти и газа. Доктор технических наук, академик Международной инженерной академии. Г-н Киинов начал свою трудовую деятельность в 1971 год, работал оператором по добыче нефти и газа в нефтегазовом департаменте «Жетыбайнефть», также работал руководителем исследовательско-аналитической лаборатории. В 1977 году был назначен на должность инструктора промышленно-транспортного отдела Мангышлакского обкома партии. С 1979 по 1982 год работал главным инженером территориально-производственного управления «Мангышлакнефтепромхим», а с 1982 по 1987 г. - начальником Каражанбасского нефтегазодобывающее управления. В 1992 году был назначен генеральным директором производственного объединения «Мангистаумунайгаз». В 1993 г. его назначили на должность Главы Мангистауской областной администрации. В 1995 был заместителем министра нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан. С 1997 по 1999 год – заместитель генерального директора ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум». В 1999 году г-н Киинов был назначен акимом Мангистауской области. С 2002 года был Президентом компании. В 2003 был назначен Вице-Министром энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан. Вице-Министр нефти и газа РК. Г-н Киинов стал членом Совета директоров в 2011 году.

Совет директоров Компании включает Комитет по аудиту, Комитет по назначениям вознаграждениям, Финансовый комитет и Комитет по стратегиям и инновациям.

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, Председатель является независимым директором.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Комитета по аудиту входят следующие лица:

<u>Ф.И.О.</u>	<u>Должность</u>
Куйлаарс Франк	Комитета по аудиту, независимый директор Компании
Лэйн Питер	Независимый Директор Компании
Мыншарипова Сая	Директор Комитета по аудиту и управлению АО «Самрук-Казына»

Комитет по назначениям вознаграждениям

Комитет по назначениям и вознаграждениям является консультативным органом Совета директоров, который ежегодно выносит Совету директоров рекомендации в отношении требуемых квалификаций кандидатов для занятия должностей независимых директоров, руководителя внутренней службы аудита и управляющего делами компании, структуры вознаграждений высшего руководства Компании, а также рекомендации в отношении уровня вознаграждения высшего руководства Компании по годам. К тому же, Комитет по назначениям и вознаграждениям пересматривает вознаграждение членов совета директоров и правлений дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании и представляет рекомендации по ним. Комитет по назначениям и вознаграждениям также предоставляет Совету директоров рекомендации в отношении прочих узконаправленных вопросов. Комитет по назначениям и вознаграждениям состоит из 3 членов, не менее 2 из которых являются независимыми директорами.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта, Комитет по назначениям и вознаграждениям состоит из следующих членов:

<u>Ф.И.О.</u>	<u>Должность</u>
Лэйн Питер	Председатель Комитета по назначениям и вознаграждениям, Независимый Директор Компании
Куйлаарс Франк	Независимый Директор Компании
Шукеев Умирзак	Председатель Правления «Самрук Казына»

Финансовый комитет

Финансовый комитет является консультативным органом Совета директоров, который ежегодно выносит Совету директоров рекомендации в отношении эффективной реализации финансового состояния и показателей компании и ее финансовой стратегии. Финансовый комитет состоит из трех членов, из которых как минимум два члена являются независимыми директорами.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта, Финансовый комитет состоял из следующих членов:

<u>Ф.И.О.</u>	<u>Должность</u>
Куйлаарс Франк	Председатель Финансового комитета, Независимый Директор Компании
Лэйн Питер	Независимый Директор Компании
Рахметов Нурлан	Управляющий Директор «Самрук Казына»

Комитет по стратегиям и инновациям

Комитет по стратегиям и инновациям является консультативным органом Совета директоров, который ежегодно выносит Совету директоров рекомендации в отношении стратегии, плана развития и инноваций компании. Комитет по стратегиям и инновациям состоит из трех членов, из которых как минимум два члена являются независимыми директорами.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта, Комитет по стратегиям и инновациям состоял из следующих членов:

Ф.И.О.	Должность
Лэйн Питер.....	Председатель Комитета по стратегиям и инновациям, Независимый Директор Компании
Куйлаарс Франк.....	Независимый Директор Компании
Шукеев Умирзак.....	Председатель Правления «Самрук Казына»

Служебным адресом каждого члена Совета Директоров и Комитетов Совета директоров является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19.

Правление

В 2012 г. Совет директоров Компании утвердил реорганизацию корпоративной структуры Компании и ее разделение на шесть инфраструктурных подразделений с целью улучшения производительности труда и упрощения управленческих процессов. В соответствии с этой стратегической инициативой, Компания продолжает реорганизацию путем избавления от активов, которые не являются основными для деятельности и консолидации такой основной деятельности в подразделения на основании шести бизнес-сегментов, включая: (i) производство и техническое развитие, (ii) геологию и перспективные проекты, (iii) транспортную инфраструктуру, (iv) переработку и нефтехимию (v) развитие инноваций и проекты услуг; а также (vi) экономику и финансы.

Каждым бизнес-подразделением руководит заместитель председателя Правления, 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. Заместитель председателя Правления каждого подразделения подотчетен Председателю Правления. Данная структура нацелена на четкое разграничение ролей и обязанностей каждого бизнес-подразделения и его соответствующего руководителя. Компания также рассматривает корпоративные структуры филиалов и дочерних компаний.

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 плана стратегического развития Компании;
- реализация и контроль над реализацией решений Совета директоров, единственного акционера и рекомендаций внешних аудиторов компании и Службы внутреннего аудита;
- принятие решений относительно сделок заинтересованных сторон, заключенных с группой компаний «Самрук Казына»;
- утверждение бюджета Компании, а также
- решение всех других вопросов, не относящихся к компетенции Совета директоров или единственного акционера.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта Правление Компании состоит из десяти членов. Совет директоров назначает членов Правления. Действующие члены Правления были назначены в феврале 2012 г., за исключением Председателя Правления, который был назначен в декабре 2011 года. К тому же, г-да Бимагамбетов, Кассымбек и Шукпутов были повторно назначены членами Правительства 15 ноября 2012 г. Совет директоров вправе в любой момент прекратить полномочия любого из членов Правления, кроме Председателя Правления, который назначается единственным акционером.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Правления Компании входят:

Ф.И.О.	Возраст	Должность в Компании
Киинов Ляззат	63	Председатель Правления
Берлибаев Данияр	44	Первый заместитель председателя Правления по корпоративному развитию
Бимагамбетов Тимур	58	Заместитель председателя Правления по производству и техническому развитию
Исказиев Курмангазы	47	Заместитель председателя Правления по геологии и перспективным проектам
Шманов Нуртас	56	Заместитель председателя Правления по транспортной инфраструктуре
Тнесов Данияр	42	Заместитель председателя Правления по перерабатывающей и нефтехимической промышленности
Мирзагалиев Магзум	34	Заместитель председателя Правления по инновационному развитию и проектам услуг
Касымбек Ардак	35	Заместитель председателя Правления по экономике и финансам
Шукпуттов Андарь	58	Начальник штаба
Жангаулов Ержан	44	Руководитель юридической службы

Киинов Ляззат. См. раздел «Совет директоров».

Берлибаев Данияр. Родился в 1968 г. Окончил в 1992 году государственный университет им. Аль-Фараби со степенью. С 2005 по 2007 год г-н Берлибаев занимал должность генерального директора «ИЦА» и заместителя генерального директора «КТГ». С 2007 по 2009 год – Управляющий директор по газовым проектам Компании. С 2009 по 2011 год – Генеральный директор ТД «КазМунайГаз», а затем – генеральный директор АО «КТГ». В 2012 году он был назначен на должность заместителя председателя Правления по корпоративному управлению.

Бимагамбетов Тимур. Родился в 1954 году. Начал свою трудовую деятельность в 1978 году как оператор в Компании, позже стал помощником руководителя, инженером-технологом и начальником месторождения в нефтегазодобывающем управлении «Жетыбайнефть». В декабре 1981 года г-н Бимагамбетов перешел в нефтегазодобывающее управление АО «Каламкасмунайгаз», где работал оператором, затем главным инженером и первым заместителем директора. С июля 2000 года по март 2002 года г-н Бимагамбетов был директором отдела транспорта нефти и газа национальной нефтяной компании «Казахойл». Позднее стал директором департамента развития морской и прибрежной инфраструктуры компании, а затем, через год, стал заместителем генерального директора по производству «КазМунайТениз». С 2004 по 2006 год г-н Бимагамбетов был исполнительным директором Компании, а затем исполнительным директором «КазМунайГаз». С 2007 по 2008 год был генеральным директором ТОО «Курмангазы Петролеум». В 2008 году г-н Бимагамбетов был назначен на должность генерального директора ТОО «Н Оперейтинг Компани». В феврале 2012 года его назначили на должность заместителя председателя Правления производственно-технического развития.

Исказиев Курмангазы. Родился в 1965 году. Начал свою трудовую деятельность оператором-телефонистом Балыкшинского управления поисково-разведочным бурением «Эмба нефть», а позднее его назначили на должность оператора бюро обслуживания цементации нефтяной скважины. С 1991 по 1993 год г-н Исказиев работал геологом Балыкшинского управления поисково-разведочным бурением. С 1993 по 1995 год был ведущим геологом, позднее - главным геологом управления буровых работ в Атырау. С 1995 по 2004 год г-н Исказиев был старшим геологом и заместителем директора управления добычей нефти в пластах и ремонтами скважин в Атырау и директором департамента геологии и развития нефтегазовых месторождений ОАО «Эмба мунайгаз». С 2004 по 2008 год г-н Исказиев был заместителем директора и директором департамента геологии «KMG EP». С 2008 года он занимал различные должности в Компании, среди которых начальник производства добычи нефти и газа, управляющий директор по вопросам геологии, геофизики и исследованиям водоемов и старший геолог. В 2012 году его назначили на должность заместителя председателя Правления по геологии и перспективным 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 «КТО». 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. В 2012 году его назначили на должность заместителя председателя Правления по транспортной инфраструктуре.

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 АО «Торговый дом «Казмунайгаз»». В июне 2009 был назначен на должность заместителя председателя Правления по переработке и нефтехимии.

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 на должность заместителя председателя Правления по инновационному развитию и проектам услуг.

Касымбек Ардак. Родился в 1977 году. В 1998 году закончил Казахский Государственный Национальный Университет имени Аль-Фараби по специальности «международные экономические отношения» с присвоением квалификации «экономист», а в 2001 году Business School of City University of London (Англия) по специальности «банковское дело и международные финансы» с получением квалификации «финансист». Г-н Касымбек имеет опыт управления в нефтегазовом секторе. С 2009 по 2012 год он работал в секторах корпоративного развития и управления активами в Компании. С марта по июль 2012 года он был Директором по корпоративному финансированию и управлению активами Компании. В 2012 году его назначили заместителем Председателя правления по экономике и финансам.

Шукпуров Андарь. Родился в 1958 году. Трудовую деятельность начал в 1981 году, работая младшим научным сотрудником Госплана Казахской Советской Социалистической Республики. С 1991 по 1994 год г-н Шукпуров занимал ряд должностей в Администрации и Управлении Президента, среди которых: советник, заместитель руководителя департамента экономической политики и помощник вице-президента Республики Казахстан, ответственный за экономику. С 1994 по 1997 год г-н Шукпуров занимал должность первого заместителя Председателя государственного комитета Республики Казахстан по управлению государственной собственностью. В 1997 году его назначили на должность Президента государственного органа по реорганизации и ликвидации предприятий. С 1998 по 2000 год г-н Шукпуров занимал ряд должностей, среди которых Вице-Министр по вопросам энергетики, промышленности и торговли Республики Казахстан, руководитель департамента и заместитель руководителя управления премьер-министра Республики Казахстан. С 2000 по 2002 год г-н Шукпуров был министром природных ресурсов и защиты окружающей среды Республики Казахстан. С 2002 по 2007 год он занимал должности посла Республики Казахстан в Республике Азербайджан и посла Республики Казахстан в Грузии. С 2007 по 2010 г-н Шукпуров был Председателем правления Социально-предпринимательской корпорации «Батыс». В феврале 2012 года его назначили на должность Вице-Министра финансов Республики Казахстан. В 2012 году его назначили на должность начальника штаба Компании.

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 Руководителем юридической службы 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 Председатель Правления, Киинов Ляззат был назначен решением Совета Директоров АО «Самрук-Казына» - единственного акционера - от 22 декабря 2011 г. до июня 2014 г.

Служебным адресом 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:

Ф.И.О.	Должность в Компании
Утембаева Айжан	Руководитель службы внутреннего аудита
Кайролла Нургуль	Заместитель руководителя службы внутреннего аудита
Интыкбаев Дамиржан.....	Менеджер
Кошкараров Жеткен.....	Менеджер
Ербол Мусаев	Менеджер
Нурпеисов Канат	Менеджер
Айдарбекова Салтанат	Старший внутренний аудитор
Даиров Асхат	Старший внутренний аудитор
Ермухаметов Толеген.....	Старший внутренний аудитор
Искакбаев Мади.....	Старший внутренний аудитор
Кирилишина Галина.....	Старший внутренний аудитор
Кожатаев Аязбек.....	Старший внутренний аудитор
Нургалиев Алибек	Старший внутренний аудитор
Туганбаев Арман	Старший внутренний аудитор
Тлеубаева Салтанат	Старший внутренний аудитор
Шамшиденов Сембай	Старший внутренний аудитор
Аденова Гульнар.....	Старший внутренний аудитор
Асканбеков Абдибек	Старший внутренний аудитор
Багипарова Гаухар	Старший внутренний аудитор
Максат Дастан.....	Старший внутренний аудитор
Курмашева Асель	Старший внутренний аудитор
Утежанова Камаргуль	Старший внутренний аудитор
Хатимова Камшат	Старший внутренний аудитор
Шаяхметова Акмарал.....	Старший внутренний аудитор
Алтынбеков Айдос	Внутренний аудитор
Бафубаева-Мамутова Айгуль	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 на основании политики единственного акционера.

Общий размер вознаграждения ключевых руководителей Компании составил 4 308,9 млн. тенге за год, закончившийся в 2012 году, 4 347,7 млн. тенге за год, закончившийся в 2011 году и 2 988,3 млн. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2010 года. 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, Председателя Правления 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 увеличения уставного капитала Компании, вступившего в силу с 26 июня 2012 г, уставный капитал Компании на дату выпуска настоящего Базового проспекта составил 527 760,5 млрд. тенге, состоял из 518 157 799 простых акций с меняющимися номиналами, все из которых являются акциями, выпущенными в обращение. Смотрите Примечание 19 к Финансовому отчету за 2012 г.

В 2013 году Правительство согласилось сократить выплату дивидендов Компании до 15% за 2013 год из-за планов значительных капиталовложений и наступающих сроков погашения задолженности.

«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 лиц 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 экономического развития и торговли, Министр финансов, Министр нефти и газа, Министр индустрии и новых технологий, 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 аффилированных 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 аффилированными 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 (или любым ее аффилированным 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 5 апреля 2011 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 Новым наземным нефтяным активом (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 уведомило 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 нелегализованных разведочных площадей, месторождений или блоков в связи с правом разведки и добычи, принадлежащим или контролируемым Правительством, МНГ или Компанией (далее - «Новый наземный нефтяной интерес»), то Компания по запросу РД КМГ представит в МНГ 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 (учрежденном 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 филиалами, совместными предприятиями и объединениями Компании - 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 «аффилированным 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 «аффилированному 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 10,0 млрд. тенге в год (включая НДС). 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 РМ 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 конкурсах по закупке сырой нефти до 2015 г.

РД КМГ и Компания договорились, что такое участие РД КМГ будет осуществляться на следующих условиях:

- За 2005 - 2010 года РД КМГ был обязан продать до 1,9 миллионов тонн нефти в год, если такое потребуется Атырауским НПЗ. За 2005 – 2015 г.г., сумма, которую РД КМГ обязана предоставить согласно Соглашению о взаимоотношениях, указана в бюджете Компании на год. В 2012 году Компания предоставила 1,6 миллиона тонн сырой нефти по данному соглашению. В 2013 и 2014 годах РД RVU обязана предоставить до 1,9 миллиона тонн сырой нефти, если этого потребует Атырауский НПЗ, а также
- 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 (А) 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 (В) 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 (А) 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 (В) 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 RM

Взаимоотношения, установленные Агентским соглашением, были прекращены с вступлением в силу с 30 апреля взаимным согласием обеих сторон после реструктуризации КМГ RM. В соответствии с Правилами С-К, Агентское соглашение между РД КМГ и КМГ RM подлежали ежегодному перезаключению, а основные положения Агентского соглашения остаются неизменными из года в год. Во время действия РД КМГ было обязано в течение 1 месяца от даты получения запроса КМГ RM предоставить КМГ RM плановые годовые объемы экспортных продаж сырой нефти через КМГ RM, одобренные VYU по Агентскому соглашению. РД КМГ также должен представлять КМГ RM одобренные МНГ квартальные и месячные графики поставок нефти на экспорт, с указанием требований по транспортировке и погрузке. Месячные графики были предоставлены за семь дней до начала соответствующего месяца. КМГ RM от имени РД КМГ должен был предложить сырую нефть, проданную ему РД КМГ, на рынке по наилучшей цене и привлечь как можно больше предложений. Подробные данные каждого такого предложения были направлены РД КМГ по установленной форме в течение десяти рабочих дней с момента получения КМГ RM. Каждый договор купли-продажи, подписанный КМГ RM от имени РД КМГ, должен был 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 должны были предоставить в РД КМГ в течение десяти рабочих дней с момента подписания.

Во время действия Агентское соглашение требовало, 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 RM, РД КМГ должен был оплатить КМГ RM комиссионное вознаграждение в размере 75 тенге (+НДС) за 1 тонну сырой нефти, проданной на экспорт КМГ RM. Эта сумма подлежала оплате ежемесячно по получению РД КМГ счета КМГ RM и подлежит пересмотру каждые 6 месяцев. РД КМГ также отвечал за оплату расходов КМГ RM, понесенных при выполнении его агентских функций по Агентскому соглашению. С 1 мая 2012 года РД КМГ прямо экспортировало добытую сырую нефть.

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, составляют 5,4 миллиона тонн в 2013 году. Транспортный договор КТО не устанавливает никаких минимальных лимитов транспортировки по другим трубопроводам КТО.

РД КМГ обязан предоставлять КТО годовые, квартальные и месячные графики (одобренные МНГ) 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 МНГ.

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», «Lukoil» 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: (а) по взаимному согласию участников; (б) неплатежеспособность товарищества или выход одного из участников в соответствии с Учредительным договором; (с) 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; (е) 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% 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 аффилированных 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 (а) заседаний Совета партнерства или (b) заседаний участников с целью решения вопросов, отнесенных к их компетенции согласно законодательству. Совет партнерства состоит из 8 членов: 3 члена назначаются «Chevron Overseas», 2 - Правительством (в случае отсутствия такого назначения - Компанией); 2 - «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» и 1 - «Lukoil». 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 частью 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 аффилированным 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 нарушающими 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, нарушающие 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, нарушающие 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»), «СТОPI», «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 (а) 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 «ВР»). 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 «СТОPI» 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% долларowego 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 (а) 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 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, осуществляемым совместными предприятиями, не будет предоставлена более низкая ставка налога на прибыль.

Если общая сумма (а) налогов и других платежей, оплачиваемых в соответствии с Соглашением по проекту за любой налоговый год, минус НДС, (б) начисленных налогов, которые не были применимы к ТШО на момент образования (далее - **неприменимые налоги**), и (с) 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 Государству, 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.

ТОО «PSA»

В июне 2010 года Компания учредила ТОО «PSA», 100% дочернюю компанию с уставным капиталом 5,000 млн. тенге. ТОО «PSA» юридически принадлежит Компании как агент Правительства и его активы и деятельность управляются в интересах МНГ в соответствии с договором доверительного управления, заключенным между Компанией и МНГ. Главной целью ТОО «PSA» является контроль и защита интересов Правительства в рамках соглашений о разделе продукции. ТОО «PSA» отвечает за соглашения о разделе продукции, относящиеся к Северо-Каспийскому проекту (месторождения Кашаган), Карачаганакскому и месторождению Дунга соответственно. Окончательное распределение обязанностей и функций МНГ, Компании и ТОО «PSA» по отношению к агентским функциям, которые в прошлом применялись Компанией, по-прежнему рассматривается. МНГ, Компания и ТОО «PSA» занимаются текущими обсуждениями относительно наиболее подходящей структуры для оптимизации и защиты интересов всех сторон, хотя никаких немедленных решений или действий не ожидается.

Отношения с некоторыми связанными сторонами

Компания также заключает сделки со связанными сторонами, помимо описанных выше. См. Примечание 33 к Финансовой отчетности за 2012 год и Примечание 30 к Финансовой отчетности за 2011 год. 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 акций с правом голоса прямо или косвенно принадлежит основным руководителям Компании; или
- предприятиями АО «Самрук-Казына» и иными лицами, контролируемые Правительством.

Сделки со связанными сторонами заключаются в соответствии с законом Казахстана, включая закон о компании, а также правила внутреннего распорядка АО «Самрук-Казына», на условиях, согласованных между сторонами. Такие условия 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 2012 и 2011г.г., и балансы по ним по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011г.г., соответственно:

Связанная сторона	Год	Продажи связанным сторонам	Покупки у связанных сторон (млн. тенге)	Причитается от связанных сторон	Причитается связанным сторонам
Предприятия АО «Самрук-Казына» ⁽¹⁾	2012	46,727.8	26,164.5	47,594.5	784.2
	2011 ⁽²⁾	26,998.7	20,898.8	149,674.6	1,343.5
Ассоциированные компании.....	2010	23,796.6	21,802.7	188,823.3	2,523.8
	2012	63,947.3	0.1	55,542.9	1,321.6
	2011 ⁽²⁾	428.0	10.4	48,829.7	1.1
Совместные предприятия, в которых Компания является партнером	2010	—	—	—	—
	2012	315,394.7	176,344.4	53,899.5	38,836.4
	2011 ⁽²⁾	121,980.6	172,652.6	16,088.7	62,507.6
	2010	62,722.3	35,824.1	3,568.7	47,635.9

Примечания:

- (1) Включает в основном сделки Компании с АО Национальная Компания «Казахстан Темир Жолы», АО «Казахтелеком», АО «Казатомпром», АО «КЕГОК», АО «Казпочта», АО «Самрук-Энерго» и другими предприятиями.
- (2) Некоторые повторения отчетности были внесены в финансовую информацию за 2011 год, содержащуюся в Финансовой отчетности за 2012 год. Смотрите Раздел «Представление повторной отчетности по финансированию, резервам и некоторой другой информации» и Примечании 8 к Финансовой отчетности за 2012 год.

Сделки с АО «Самрук-Казына» и другими лицами, контролируемые государством, в основном представлены сделками Компании с АО Национальная Компания «Казахстан Темир Жолы», АО «Казахтелеком», АО «Казатомпром», АО «КЕГОК», АО «Казпочта», АО «Самрук-Энерго» и другими компаниями.

Компании, входящие в группу компаний «Самрук Казына» подпадают под действие Правил С-К, согласно которым требуется, чтобы они провели публичный конкурс по определенной покупке товаров, работ или услуг; это направлено на обеспечение заключения сделок компаниями, входящими в группу АО «Самрук-Казына», на рыночных условиях.

С января 2012 года АО «Народный Банк Казахстана» не считается связанной стороной по отношению к Компании, поскольку прежний представитель высшего руководства Компании, который был членом управляющей стороны АО «Народный Банк Казахстана», ушел в отставку. АО «БТА Банк», «Альянс Банк» и АО «Темирбанк», контролируемые АО «Самрук Казына», считаются связанными сторонами Компании.

Компания 21 сентября 2010 года предоставила кредит С-К, совокупная сумма основного долга которого, составляет 152 млрд. тенге, ставка вознаграждения 7,0% годовых на срок 20 лет.

В январе 2011 года Компания получила казахстанскую часть нефтепровода Туймазы-Омск-Новосибирск-2 (ТОН) за акции Компании стоимостью 1,7 миллиарда казахских тенге, выпущенные АО «Самрук Казына».

В январе 2011 года компания заключила договор ссуды с АО «Самрук Казына» на сумму займа 23,3 миллиарда казахских тенге, чтобы финансировать строительство газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Поступления от этой ссуды были переданы «КТГ». Ссуда имеет процентный доход в размере 2% в год со сроком истечения в январе 2024 года. Компания частично погасила эту ссуду в 2012 году, по состоянию на 31 декабря 2012 года амортизированная стоимость этой ссуды составила 6,6 миллиарда казахских тенге. Смотрите раздел «Обсуждение и анализ руководством компании операций и финансовых результатов, долговых обязательств, основных долговых обязательств Компании и ее филиалов».

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»

«KAZMUNAIGAZ FINANCE SUB B.V.»

Выпуск [указать номинальную стоимость Транша] [название Облигаций]

Программа по выпуску Глобальных Среднесрочных Облигаций в объеме 10 500 000 000 долларов США

ЧАСТЬ А - ДОГОВОРНЫЕ УСЛОВИЯ

[Термины, используемые в настоящем документе, определены в Условиях Базового проспекта от 15 апреля 2013 г. [и дополнительного Базового проспекта от •], которые [совместно] составляют Базовый проспект в целях Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг (Директива 2003/71/ЕС, дополненная Директивой 2010/73/EU) (далее - **Директива о проспектах выпуска ЦБ**). Настоящий документ составляет Окончательные условия выпуска Облигаций, описанных в настоящем документе, подготовлены 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, KMG и предложении Облигаций может быть получена только на основании совместного прочтения Окончательных условий выпуска и Базового проспекта [с учетом дополнений]. [Базовый проспект [и дополнительный Базовый Проспект] [был] [были] опубликованы [на веб-сайте Службы официальных новостей, управляемой Лондонской фондовой биржей <http://www.londonstockexchange.com/exchange/news/market-news/market-news-home.html>], копии имеются для ознакомления в течение обычного рабочего времени по [адресу], а копии можно получить по адресу [»].]

Термины, используемые в настоящем документе, определены в Условиях (далее - **Условия**) Базового проспекта от • [и дополнительного Базового проспекта от •. Настоящий документ составляет Окончательные условия выпуска Облигаций, описанные в настоящем документе, подготовленные в целях статьи 5.4 Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг (Директива 2003/71/ЕС), дополненной Директивой 2010/73/EU) (далее - **Директива о проспектах выпуска ЦБ**), и должен читаться совместно с Базовым проспектом от 15 апреля 2013 года [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 • [и дополнительного Базового проспекта от [•] и прилагаемых к настоящему документу. Полная информация о соответствующем Эмитенте, и, если соответствующим Эмитентом является «KMG Finance», KMG и предложении Облигаций может быть получено только на основании совместного прочтения настоящих Окончательных условий выпуска и Базовых проспектов от 15 апреля 2013 года и • [и дополнительных Базовых проспектов от [•] и [•]. [Базовые проспекты [и дополнительные Базовые проспекты] опубликованы [на веб-сайте Службы официальных новостей, управляемой Лондонской фондовой биржей <http://www.londonstockexchange.com/exchange/news/market-news/market-news-home.html>], доступны для ознакомления в течение обычного рабочего времени по адресу [], а копии можно получить по [адресу].]

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(А)(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 БАЗОВОГО ПРОСПЕКТА, ОЗАГЛАВЛЕННЫЙ «ФАКТОРЫ РИСКА».

- | | | |
|----|---|--|
| 1. | [(i)] Эмитент: | [KMG Finance] [KMG] |
| | [(ii)] Гарант: | KMG] |
| 2. | [(i)] Серийный номер: | [•] |
| | [(ii)] Номер транша: | [•] |
| | [(iii)] Дата, на которую Облигации будут консолидированы и сформируют единую серию: | Облигации будут консолидированы и сформируют единую серию с [•] [[•]/[не применяется]] |
| 3. | Установленная(ые) валюта(ы): | [•] |
| 4. | Совокупная номинальная стоимость Облигаций: | [•] |
| | [(i)] Серии: | [•] |
| | [(ii)] Транш: | [•] |
| 5. | Цена выпуска: | [•]%, Совокупной номинальной стоимости [плюс начисленный процент с [•]] |
| 6. | (i) Установленное достоинство: | [•] |
| | (ii) Расчетная сумма: | [•] |
| 7. | (i) Дата выпуска: | [•] |
| | (ii) Дата начала начисления вознаграждения | [•] |
| 8. | Срок погашения: | [•] |
| 9. | Вид вознаграждения: | [[•]% Фиксированная ставка]
[[•]+/- [•]% Плавающая ставка]
[нулевой купон] |
- (дополнительные данные указаны ниже в пунктах 13-15)

10. Вид погашения / оплаты: [погашение по номиналу]
[частично оплаченный]
[частями]
11. Опционы пут/колл: [«Пут» Держателя облигаций]
[«Колл» Эмитента]
[(дополнительные данные указаны ниже в пунктах 16-19)]
12. [Дата одобрения [Советом директоров] выпуска Облигаций и полученной Гарантии: [•]

ПОЛОЖЕНИЯ ОБ ОПЛАТЕ ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ (В СЛУЧАЕ НАЛИЧИЯ)

13. **Положения по Облигациям с фиксированной ставкой** [Применимо/Неприменимо]
- (i) Ставка(и) вознаграждения: [•] % в год [подлежит оплате [раз в год / полугодие / квартал / месяц/] после окончания периода]
- (ii) Дата(ы) оплаты вознаграждения: [•] в каждый год [корректируется в соответствии с /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: [30/360 / факт. / факт. ([ICMA]/ISDA)]
- (vi) Даты определения: [•] каждого года / Неприменимо]
14. **Положения по Облигациям с плавающей ставкой** [Применимо/Неприменимо]
- (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»]
- (v) Деловой(ые) центр(ы) [•]

- | | | |
|------------|---|---|
| (vi) | Способ, которым определяется Ставка(и) вознаграждения: | [<i>Определение установленной ставки /
Определение по ISDA</i>] |
| (vii) | Сторона, отвечающая за расчет Ставки(ок) вознаграждения и/или Сумма(Сумм) вознаграждения (если это не Агент): | [•] |
| (viii) | Определение установленной ставки: | |
| | - Справочная ставка: | [[•] месяц LIBOR/EURIBOR] |
| | - Дата(ы) Определения вознаграждения: | [•] |
| | - Соответствующая контрольная страница: | [•] |
| (ix) | Определение по ISDA: | |
| | - Опцион плавающей ставки: | [•] |
| | - Установленный срок окончательного погашения: | [•] |
| | - Дата изменения ставки: | [•] |
| (x) | Маржа(и): | [+/-][•]% в год |
| (xi) | Минимальная ставка вознаграждения: | [•]% в год |
| (xii) | Максимальная ставка вознаграждения: | [•]% в год |
| (xiii) | Дробное исчисление дней: | [•] |
| 15. | Положения по облигациям с нулевым купоном | [Применимо/Неприменимо] |
| (i) | [Амортизированный / начисленный] процентный доход: | [•]% в год |
| (ii) | Справочная цена: | [•] |

ПОЛОЖЕНИЯ О ПОГАШЕНИИ

- | | | |
|------------|--|-------------------------|
| 16. | Опцион колл | [Применимо/Неприменимо] |
| (i) | Альтернативная(ые) дата(ы) погашения: | [•] |
| (ii) | Альтернативная(ые) сумма(ы) погашения по каждой Облигации: | [•] На Расчетную сумму |
| (iii) | Если подлежит частичному погашению: | |

- (a) Минимальная сумма погашения: [•] На Расчетную сумму
- (b) Максимальная сумма погашения: [•] На Расчетную сумму
- 17. Опцион пут** [Применимо/Неприменимо]
- (i) Альтернативная(ые) дата(ы) погашения: [•]
- (ii) Альтернативная(ые) сумма(ы) погашения по каждой Облигации: [•] На Расчетную сумму
- 18. Сумма окончательного погашения каждой облигации:** [•] На Расчетную сумму
- 19. Сумма досрочного погашения**
- Сумма(ы) досрочного погашения на Расчетную сумму, подлежащая оплате при погашении в налоговых целях или в случае неисполнения обязательств или иного досрочного погашения: [•]

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ПРИМЕНИМЫЕ К ОБЛИГАЦИЯМ

- 20. Форма облигаций:** [Зарегистрированная временная глобальная облигация, подлежащая обмену на Постоянную глобальную облигацию, которая подлежит обмену на Окончательную облигацию в ограниченных случаях, изложенных в Постоянной глобальной облигации.]
- [Зарегистрированная временная глобальная облигация, подлежащая обмену на Окончательную облигацию с уведомлением за [•] дней]
- [Зарегистрированная постоянная глобальная облигация, подлежащая обмену на Окончательную облигацию в ограниченных случаях, указанных в Постоянной глобальной облигации]
- 21. Новая глобальная облигация:** [Да] [Нет]
- 22. Финансовый(е) центр(ы):** [Неприменимо/[•]]
- 23. Подробные данные по Частично оплаченным облигациям:** [Неприменимо/[•]]
- Сумма платежа (платежей): [Неприменимо/[•]]
- Дата осуществления платежа (платежей): [Неприменимо/[•]]
- Последствия неоплаты: [Неприменимо/Эмитент имеет право на облигации с плавающей ставкой и причитающиеся проценты]

24. Данные, относящиеся к облигациям с погашением в рассрочку:

- Сумма(ы), подлежащие погашению в рассрочку: [Неприменимо/[•]]
- Дата(ы) погашения облигаций в рассрочку: [Неприменимо/[•]]

ИНФОРМАЦИЯ О ТРЕТЬИХ ЛИЦАХ

[Соответствующая информация о третьих лицах] получена из *Неприменимо* [•]. [Каждый из KMG Finance и KMG подтверждают, что такая информация воспроизведена точно, и, насколько известно каждому из них и насколько каждый из них может утверждать на основании информации, опубликованной в *Неприменимо* [•], 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 KMG:

Подпись:

Имеющий надлежащие полномочия

ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ

ЧАСТЬ Б - ИНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

1. ЛИСТИНГ

- (i) Листинг: Лондонская фондовая биржа [и казахстанская фондовая биржа]
- (ii) Допуск к торгам: [Эмитентом (или от его имени) подана заявка на допуск Облигаций к торгам на организованном рынке Лондонской фондовой биржи с [•].] [Ожидается, что соответствующим Эмитентом (или от его имени) будет подана заявка на допуск Облигаций к торгам на организованном рынке Лондонской фондовой биржи с [•].]
- [Эмитентом (или от его имени) подана заявка на допуск Облигаций к категории «номинальных долговых ценных бумаг (наивысшего класса)» категории «долговых ценных бумаг» официального списка ценных бумаг, котируемых на Казахстанской фондовой бирже с [•].] [Ожидается, что соответствующим Эмитентом (или от его имени) будет подана заявка на допуск Облигаций к категории «номинальных долговых ценных бумаг (наивысшего класса)» категории «долговых ценных бумаг» официального списка ценных бумаг, котируемых на Казахстанской фондовой бирже с [•].]
- (iii) Смета общих затрат, связанных с допуском к торгам: [•]

2. РЕЙТИНГИ

- Рейтинги: Выпускаемые Облигации получили следующий рейтинг:
- [S & P: [•]]
- [Moody's: [•]]
- [Fitch: [•]]

3. [ИНТЕРЕСЫ ФИЗИЧЕСКИХ И ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ, УЧАСТВУЮЩИХ В ВЫПУСКЕ / РАЗМЕЩЕНИИ]

«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. [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.

5. ОПЕРАЦИОННАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Код ISIN: [•]

Общий код: [•]

Любая клиринговая(ые) система(ы), помимо Euroclear Bank S.A./N.V. и Clearstream Banking, Societe Anonyme и соответствующий(ие) идентификационный(ые) номер(а): [Неприменимо/[•]]

Наименования и адреса основного Платежного(ых) агента(ов) (если такие есть): [•]

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 10 500 000 000 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 гарантирована 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 вступления вознаграждения в силу, 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 (i) Установленная деноминация не может быть меньше 100 000 Евро или эквивалента этой суммы в других валютах, и (ii) вознаграждение от Облигаций, предусмотренное Правилom 144A, не может начисляться на суммы менее 200 000 долларов США, или эквивалентные суммы в других валютах.

Настоящая Облигация может быть Облигацией с фиксированной ставкой, Облигацией с плавающей ставкой, Облигацией с нулевым купоном, Облигацией с погашением в рассрочку, 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

- (a) **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 заверенной 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 (КИП) или квалифицированным покупателем (КП), на самом деле не является КИП или КП, 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 транзакции, согласно Правилу S, или лицу, являющемуся КИП и также КП, или иным образом квалифицированным для покупки таких Облигаций, посредством транзакции, 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% 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 КИП и КП.

3. Гарантия и статус

- (a) **Статус Облигаций:** Облигации составляют прямые, общие, безусловные и (при условии выполнения Условия 4 (a)) 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 (a)) 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 Крупному 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 доверительного управления) 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 Событие дефолта (как определено в Условии 10 или какое-либо событие, которое по прошествии времени или при предоставлении уведомления, или и то и другое, составит Событие дефолта); или
 - (B) в любое время, когда никакого такого События дефолта 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 Крупного 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 Крупному дочернему предприятию выплачивать какие-либо дивиденды или производить другие распределения в отношении любых серий Акционерного капитала такого Крупного 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 Крупное 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 Крупному дочернему предприятию консуммировать какое-либо Распоряжение активами, если только:

- (i) КМГ или такое Крупное дочернее предприятие 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 Крупного 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 Крупного дочернего предприятия.

(d) **Ограничение по задолженности**

(i) КМГ не будет сам и не позволит какому-либо Крупному дочернему предприятию принимать, прямо или косвенно, какое-либо долговое обязательство; *однако при условии, что* КМГ и Крупные 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 (ЕВИТДА) за самых последних два полугодовых финансовых периода, за которые консолидированная финансовая отчетность была предоставлена согласно Условию 4(е) не превышает 3.5 к 1.

В целях расчета соотношения, описанного в этом Условии 4(d)(i), приобретения, которые были сделаны КМГ или любым Крупным 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 (а) самых последних два полугодовых финансовых периода, за которые консолидированная финансовая отчетность была предоставлена согласно Условию 4(е) 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 (ЕВИТДА); *однако при условии, что* (i) любая такая формальная ЕВИТДА в отношении приобретения может включена в расчет Консолидированной прибыли КМГ до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (ЕВИТДА), только если такая формальная ЕВИТДА 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 Крупного 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 Крупными 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 Крупным дочерним предприятием и (ii) между любым Крупным дочерним предприятием и другим Крупным дочерним предприятием; *однако при условии, что* любой последующий выпуск или передача любого Акционерного капитала, которая приводит к тому, что любое такое Крупное дочернее предприятие прекращает быть Крупным дочерним предприятием или любое последующее распоряжение, залог или передача такой Задолженности (кроме как КМГ или Крупному 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 Крупного 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 Крупного 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 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 Крупного дочернего предприятия или любой Миноритарной компании, которую Доверительный управляющий может обоснованно затребовать, включая предоставление сертификата согласно Договору доверительного управления.
- (iv) 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(е)(i), в сопровождении отчета Аудиторов, упоминаемых в Условии 4(е)(i) (включая заключения таких Аудиторов с сопроводительными замечаниями и приложениями); и
 - (C) в случае отчетности, предусмотренной согласно Условию 4(е)(i) и 4(е)(ii), заверенной лицом КМГ, имеющим право подписи, с указанием того, что информация относительно Группы, включенная в финансовую отчетность согласно Условию 4(е)(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 Казахстанская фондовая биржа, если они находятся в листинге или допущены к торгам по ним) 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 (е)(i) и 4 (е)(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 Крупных дочерних предприятий**
- (i) КМГ должен обеспечивать, чтобы ни одно из Крупных дочерних предприятий не создавало, допускало или иным образом разрешало существовать или вступать в силу какому-либо обременению или ограничению способности таких Крупных 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 Крупным дочерним предприятием; или
 - (C) предоставлять займы или авансы КМГ или любому другому Крупному дочернему предприятию или гарантировать задолженность КМГ или любого другого Крупного 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;
- (C) любое обременение или ограничение в отношении какого-либо юридического лица, которое становится Крупным дочерним предприятием после Даты выпуска в соответствии с соглашением относительно какой-либо Задолженности, понесенной до даты, когда такое Дочернее предприятие становится Крупным дочерним предприятием (при условии, что такое обременение или ограничение не было установлено в ожидании, пока такое юридическое лицо станет Крупным 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 Крупного 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 Крупного 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 Крупных дочерних предприятий предприняло все необходимые действия для получения или велело или способствовало выполнению всех действий, необходимых, по мнению КМГ или соответствующего Крупного дочернего предприятия, для гарантирования продолжения своего корпоративного существования, своего бизнеса и/или операций; и
- (ii) КМГ должен сам и должен обеспечить, чтобы каждое из Крупных дочерних предприятий предприняло все необходимые действия для получения или осуществило 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 Крупных дочерних предприятий (взятыми в целом) (в каждом случае «реорганизации») если:

- (A) КМГ 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 События дефолта 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 неблагоприятного рейтинга не должно было произойти из-за такой реорганизации; *при условии, что* если любое из каких-либо Событий неблагоприятного рейтинга произошло в течение этих шести месяцев незамедлительно после осуществления такой реорганизации из-за такой реорганизации, КМГ Finance должен соблюдать положения Условия 6 (d).
- (ii) КМГ должен обеспечить, что никакое Крупное дочернее предприятие не вступает в какую-либо реорганизацию, если:
- (A) такое Крупное 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 События дефолта 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 неблагоприятного рейтинга не должно было произойти из-за такой реорганизации; *при условии, что* если любое из каких-либо Событий неблагоприятного 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 Крупных 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 Крупное 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 Крупным дочерним предприятием в целях этого).

(i) **Сделки с Аффилированными лицами**

КМГ не будет сам и должен обеспечить, что ни одно из Крупных 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 Крупного 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 Крупного дочернего предприятия.

Это 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 Крупным дочерним предприятием, сделкам между КМГ и/или Существенным дочерним предприятием и Дочерним предприятием или сделкам между Крупными 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 Крупные дочерние предприятия будут оплачивать или погашать или давать распоряжение 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 Крупных дочерних предприятий *при условии, что* ни КМГ ни какое-либо Крупное дочернее предприятие не должны нарушать это Условие 4(j); если КМГ или какое-либо Крупное 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 того, произошло ли какое-либо Потенциальное Событие дефолта или Событие дефолта, или иное событие, 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 доверительного управления.

(ii) КМГ одновременно с предоставлением ежегодной финансовой отчетности КМГ, проверенной Аудиторами КМГ, 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, Крупными дочерними предприятиями или Миноритарными компаниями, в зависимости от обстоятельств.

(iii) После возникновения какого-либо вопроса или события, оговоренного в Облигации или Договоре доверительного управления, когда Облигации или Договор доверительного управления 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 того, имеет ли или будет ли иметь такой вопрос Существенные неблагоприятные последствия.

(l) **Изменение деятельности**

КМГ не будет сам и должен обеспечить, что никакое Крупное 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) **Облигации с плавающей ставкой вознаграждения:**

- (i) *Даты выплаты вознаграждения:* Вознаграждение по каждой Облигации с плавающей ставкой вознаграждения начисляется 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 вознаграждения, 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 (А) 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 (х) такая дата переносится на более раннюю дату, непосредственно предшествующую Рабочему дню, и (у) каждая последующая такая дата будет являться последним Рабочим днем месяца, в котором такая дата бы выпадала, если бы она не подлежала корректировке; (В) Условием следующего рабочего дня, то такая дата будет перенесена на следующий день, являющийся Рабочим днем; (С) 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, либо Подсчета 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

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, как указано 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 (х)(1) и Соответствующая ставка не появляется на Странице в Соответствующее время на Дату определения вознаграждения, или если применяется вышеприведенный подпункт (х)(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 (далее - **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 Оговоренному периоду (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).

- (c) **Облигации с нулевым купоном:** 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 от 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) **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.
- (e) **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).

- (f) **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 любая 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 сотысячной 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 иен, которые округляются в сторону понижения до ближайшей иены. 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.
- (g) **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 каком 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.
- (h) **Определение и публикация Ставок вознаграждения, Суммы вознаграждения, Суммы окончательного погашения, Суммы досрочного погашения, Суммы добровольного погашения и Суммы частичного погашения:** 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.

- (i) **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 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 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).

Такой опцион (**«Опцион на продажу в связи с изменением статуса»**) действует, как указано ниже.

Если происходит Изменение статуса, в течение 14 дней от 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 Лондонской Фондовой бирже или Казахстанской 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 Казахстанской 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:** Без ущерба Условию 8, 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.

Все выплаты осуществляются во всех случаях в соответствии с любым удержанием или вычетом, необходимым в соответствии с соглашением, описанным в ЗСПОСГ (закон о соблюдении порядка открытия счетов за границей) или любом законе, осуществляющем межправительственный подход к данному вопросу. В таком случае, Эмитент или такой Платежный агент (в зависимости от обстоятельств) должен осуществить платеж после того, как такой подоходный налог или вычитание было осуществлено, и должен отчитаться перед соответствующими органами на сумму, которая должна быть удержана или вычитаться. Ни Эмитент, ни Платежный агент, ни любые другие лица будут обязаны делать какие-либо дополнительные выплаты Держателям облигаций в отношении любых сумм, удерживаемых или вычитаемых.

- (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/ЕС 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 Договоре доверительного управления). 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 дополнительные 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; или
- (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/ЕС 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.

Несмотря ни на какие положения настоящего Условия 8, ни KMG Finance, ни КМГ, ни любой Платежный агент или любое другое лицо не может быть обязано платить любые дополнительные суммы в отношении любых удержаний и вычетов, налагаемых на или в отношении любой Облигации в соответствии с ЗСПОСГ, любым договором, законом, постановлением или другим официальным руководством, принятым Нидерландами или Республикой Казахстан, осуществляющих ЗСПОСГ, а также любое соглашение между KMG Finance или КМГ и Соединенными Штатами или любым органом реализации ЗСПОСГ.

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 Договоре доверительного управления.

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; или
- (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 Договору доверительного управления (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 доверенным лицом KMG Finance или КМГ, в зависимости от обстоятельств, 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); или
- (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; или
- (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; или
- (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, Договором доверительного управления или Агентским соглашением, или для обеспечения законной искивой 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; или
- (g) **Недействительность и отсутствие искивой силы:** (i) действительность Облигаций, Договора доверительного управления, Гарантии или Агентского соглашения оспаривается KMG Finance или КМГ или KMG Finance или КМГ отказываются от своих обязательств в связи с Облигациями, Договором доверительного управления, 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, Договором доверительного управления, Гарантией

(если применимо) или Агентским соглашением, или (iii) обязательства KMG Finance или КМГ в связи с Облигациями, Договором доверительного управления, 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; или

- (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. Собrania 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.

- (с) **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 какой-либо 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 (а) 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 Платежного агента или Трансфертного агента, в зависимости от конкретного случая, который может периодически назначаться Эмитент для этих целей, о чем 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 этих.

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. Дополнительные ценные бумаги должны выпускаться под различными номерами CUSIP, если они не выпущены согласно «законному перевыпуску» в целях федерального подоходного налога США. 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 соглашением 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, чье имя указано в Реестре первым) на их соответствующие адреса, указанные в Реестре, и считаются врученными на четвертый день недели (за исключением субботы и воскресенья) от даты отправки. Кроме этого, при условии регистрации каких-либо Облигаций на Лондонской и Казахстанской 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 имеют право в какой-либо юрисдикции требовать для себя или своего имущества иммунитет от иска, приведения в исполнение судебного решения, ареста имущества (независимо от 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 Договор доверительного управления;

«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:

- (i) акциями из Акционерного капитала Крупного дочернего предприятия или Миноритарной компании; или
- (ii) 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;

«Базовый Проспект» означает базовый проспект, связанные с программой, которая включает базовый проспект для целей Пункта 5.4 Директивы 2003/71/ЕС (с изменениями, внесенными директивой 2010/73/EU, «Директива о проспектах») (термин, которой должен включать документы, включенные в него в качестве ссылки, время от времени, как это предусмотрено в нем), временные изменения, дополненные или замененные (но не включая любую информацию или документы, замененные или совмещенные любой информацией, впоследствии, включенной в него), и в отношении каждого транша, соответствующие Окончательные условия;

«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(е);

«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(е);

«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 Акции с ограниченными правами КМГ или на Привилегированные акции его Крупных дочерних предприятий; и
- (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 условии*, что 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 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); и

(B) доля КМГ в чистом убытке таких Крупных дочерних предприятий за соответствующий период включается в Консолидированный чистый доход в такой степени, в которой убыток финансируется денежными средствами от КМГ или Крупным дочерним предприятием;

(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; и

(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:

«**Y₁**» год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

«**Y₂**», год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

«**M₁**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

«**M₂**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

«**D₁**» первый календарный день Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда **D₁** равняется 30; и

«**D₂**» календарный день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31 и **D₁** больше 29, тогда **D₂** 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:

«**Y₁**» год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

«**Y₂**», год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

«**M₁**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

«**M₂**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

«**D₁**» первый календарный день Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда **D₁** равняется 30; и

«D₂» календарный день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда D₂ 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:

«Y₁» год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

«Y₂» год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

«M₁» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

«M₂» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

«D₁» 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 D₁ равняется 30; и

«D₂» 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 D₂ 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 обменены 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 обменены на них по выбору держателя;
- (iii) подлежат обязательному выкупу или должны быть приобретены при наступлении определенных событий или на иных основаниях, полностью или частично;

«ЕБИТДА» 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 prepaid 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 Договоре доверительного управления;

«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;

«FATCA» означает раздел от 1471 по 1474 Налогового кодекса США 1986 года с поправками, по состоянию на дату Базового проспекта и любых текущих или будущих правил или соглашений по ним или его официального толкования;

«Окончательные условия» означает, в отношении транша Окончательные условия, выданные с указанием соответствующих деталей такого Транша

«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.); или

(ii) принятое с целью гарантирования кредитором 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 прилагаемыми Окончательными условиями;

«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 (а) справедливой рыночной стоимости таких активов на дату определения и (б) 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»); и
- (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 сумму, не превышающей:

(А) 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

(В) если она меньше суммы, определенной в соответствии с параграфом (А) 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 (Г) 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 займы 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 Price Waterhouse Coopers 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 Договоре доверительного управления 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 Договору доверительного управления, (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 (а) 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(е)(i) или 4(е)(п), или (с) 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 (а) 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(е)(i) или 4(е)(п), или (с) 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 2012 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 (а) разведку, добычу, транспортировку, очистку и переработку нефти и газа, (b) производство электроэнергии, (с) химическое производство, (d) оптовую и розничную торговлю в связи с вышеуказанным, и (е) 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;

«**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 либо LIBOR, либо EURIBOR (как указано в Окончательных условиях) 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 (c!) 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 покупке 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 Трансевропейскую 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 от 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 «А» (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 от даты приобретения, выпущенные государством, содружеством или территорией члена Европейского союза или Соединенных Штатов или их административными единицами или налоговыми органами, с рейтингом «А» согласно S&P или «А» 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 Базового проспекта.

НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В КАЗАХСТАНЕ

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 2011 г. на нефтегазовую промышленность приходилось примерно 40% государственных доходов и приблизительно 62,5% 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 2012 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, замещающее МЭМР в качестве Компетентного органа в марте 2010), 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 разведанностиTM 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 категории А, которые относятся к части залежей, разрабатываемых 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 категории В, которые относятся к части залежей, разрабатываемых 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 категории С1 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, 2012» (далее - **Отчет BP**), в Казахстане доказанные запасы нефти оцениваются на уровне 3,9 млрд. тонн, а доказанные запасы природного газа на уровне 66,4 трлн. куб. футов (1,9 трлн. м³), или 1,8% и 0,9% мировых доказанных запасов, соответственно.

С учетом существующих темпов потребления (10,2 млн. тонн в 2011 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 2008, 2009, 2010 и 2011 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 3,5%, 5,3%, 8,6%, 4,3% и 1,0%.

Большую часть добываемых объемов нефти и газа Казахстан отправляет на экспорт. В 2011 г. Казахстан экспортировал 72,2 млн. тонн нефти, что составило порядка 88% от общей добычи нефти в Казахстане.

В таблице ниже представлены объемы добычи нефти (включая попутный газ) в Казахстане в указанные годы:

Добыча нефти

2008	2009	2010	2011	Изменение от уровня 2010 (%)	Доля в мировой добыче 2011(%)
<i>(млн. тонн в год)</i>					
72.0	78.2	81.6	82.4	0.9	2.1

Источник: *Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, 2011 г.»*

В начале 2012 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 доленое участие, см. разделы «Хозяйственная деятельность – Разведка и добыча – Крупные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных организаций – ТШО» и «Хозяйственная деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – КСКП», соответственно.

Правительство Казахстана заявило, что ожидает увеличения производства 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 КРО, работающим в соответствии с соглашением о совместной разработке между компаниями «BG Group», «ENI», «Chevron», «Лукойл» и Компанией (которая приобрела 10 %-ю долю в июне 2012 года). 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. Более детальное обсуждение КРО и его деятельности смотрите в разделе «Хозяйственная деятельность – Разведка и добыча – Другие крупные месторождения – КРО».

Месторождение Карачаганак является крупным нефтегазоконденсатным месторождением площадью 280 км², 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 2011 г. на месторождении Карачаганак было добыто 19,2 млн. тонн нефти и конденсата по сравнению с 18,1 млн. тонн в 2010 г., и 19,1 млн. тонн в 2009 г. Также на месторождении Карачаганак было добыто 14,6 млрд. м³ газа в 2011 г. и 14,3 и 15,5 млрд. м³ в 2010 и 2009 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.

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 А+В+С1 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». Во втором квартале 2013 года планируется начать промышленную добычу на месторождении Кашаган.

Другие проекты по разведке

- В 2009 г. ТОО «Курмангазы Петролеум» 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, и в 2011 году разведка была остановлена. В настоящее время производится ликвидация ТОО «Курмангазы Петролеум».
- 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 ВР, на 31 декабря 2011 г. доказанные запасы природного газа в Казахстане оцениваются на уровне 1,9 трлн. м³. 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. Правительство приняло 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 МНГ, ожидается, что годовые объемы добычи газа в Казахстане увеличатся до 79 млрд. м³ 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				
2009	2010	2011	2011% по сравнению с 2010	2011% мирового объема
(млн. тонн в год)				
16,0	15,8	17,3	9,6	0,6

Источник: Статистическое обозрение компании «ВР» «Мировая энергетика, июнь 2012 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 «Lukoil» (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 А+В+С1, и соседнего Королевского месторождения. Правительство предоставило ТШО исключительные права разработки месторождений в пределах участка площадью 4 000 км², 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 в 2007 году 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 «РТ», владеющей всем имуществом АО «Павлодарский НПЗ», включая долю в размере 25,1% в АО «Павлодарский НПЗ», обладающей лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (при этом оставшаяся доля в 74,9% в Павлодарском НПЗ принадлежит государству). Нефтеперерабатывающая компания «РТ» сдает в аренду свое имущество, состоящее из Павлодарского НПЗ, АО «Павлодарский НПЗ», которое и осуществляет эксплуатацию Павлодарского НПЗ.

В настоящее время общие мощности переработки нефти в Казахстане оцениваются на уровне, приблизительно, 18 млн. тонн, и, приблизительно, 14 млн. тонн нефти было переработано в Казахстане в 2011 г.

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. С 2013 по 2015 год Компания планирует потратить более млрд. долларов США на реконструкцию этих НПЗ. Смотрите раздел *«Хозяйственная деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт».*

Соглашения на недропользование

В новом Законе о недропользовании указано, что природные ресурсы в Казахстане принадлежат государству. Правительство заключает Соглашения 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 (как указано ниже, которым на данный момент является МНГ). Добыча и сбыт углеводородов осуществляются только в том случае, если соответствующая добывающая компания заключила с МНГ 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 МНГ, и подготовки экономических моделей с обязательствами по финансовым затратам. В случае если переговоры по Соглашению 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 от даты их заключения. Контракты на добычу предоставляют недропользователям исключительное право на добычу ресурсов месторождений на указанной площади на срок до 25 лет от даты заключения, а в случае крупных и «уникальных» месторождений - до 45 лет от даты заключения контракта. Обычно срок действия совмещенных контрактов на разведку и добычу составляет до 31 года, или до 51 года для крупных месторождений, однако совмещенные контракты на разведку и добычу сейчас заключаются только на исключительной основе в соответствии с решением правительства.

См. раздел *«Деятельность — Разведка и добыча — Контракты на недропользование»*, где представлено описание лицензий и контрактов Компании.

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 – Основные факторы, влияющие на результаты работы и ликвидности – Налогообложение»*.

Летом 2010 года Правительство вновь установило экспортные таможенные пошлины на сырую нефть в размере 20 долларов США за тонну. Правительство увеличило данную ставку до 40 долларов США за тонну, действующую с 1 января 2011 года, а затем до 60 долларов США за тонну с 2 апреля 2013 г. Кроме того в ряде случаев, ставки вывозных таможенных пошлин на светлые и темные нефтепродукты также были увеличены. В соответствии с увеличениями ставок, которые вступили в силу 1 января 2012 года, правительство увеличило ставку экспортной таможенной пошлины на светлые нефтепродукты с 143,54 до 164,97 долларов США за тонну, а ставку экспортной таможенной пошлины на темные нефтепродукты с 95,69 до 109,98 долларов США за тонну. В сентябре 2012 года правительство ввело дальнейшее увеличение ставок вывозных таможенных пошлин на светлые и темные нефтепродукты до 168,88 и 112,59 долларов США за тонну, соответственно. Компания ожидает, что такое увеличение вывозных таможенных пошлин значительно увеличит ее экспортные расходы и снизит рентабельность. Однако нельзя гарантировать, что не произойдет дальнейшее повышение вывозной пошлины на нефтепродукты или не имеет будет иметь значительное влияние в последующие годы.

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 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 %. В январе 2013 года Компания приобрела 24,5% акций у ConocoPhillips в проекте участка «Н» на общую сумму 32,5 млн. долларов США. Следовательно, по состоянию на дату настоящего Базового проспекта, Компания владеет 75,5%-ой долей в проекте участка «Н» и 75,5%-ой долей в ТОО «Н Оперейтинг Компани». 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, но никаких дальнейших соглашений до сегодняшнего дня подписано не было. Компания, CNPC и CNOOC достигли соглашения о совместной разработке этого участка в августе 2005 г. 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. Компания и «СНПС» в настоящее время ведут переговоры о создании совместного предприятия по разведке и разработке месторождения Урихтау.

- В декабре 2005 года между компанией, МЭМР и Оман Перлз Компани Лимитед было заключено Соглашение о разделе продукции на разведку и добычу участка Жемчужины в рамках Генерального соглашения между правительством и Султанат Оман в мае 1993 года. Затем Оман Перлз Компани Лимитед продала 55% своей доли в проекте Шелл ЕП Оффшор Венчурс Лимитед. В апреле 2007 года для управления проектом была создана компания Каспиан Меруерты Оперейтинг Компани Б.В., которая является совместно контролируемым предприятием Компании, с долей 25%, Шелл ЕП Оффшор Венчурс Лимитед, с долей 55% и Оман Перлз Компани Лимитед с долей 20%. Каспиан Меруерты Оперейтинг Компани в настоящее время проводит геологоразведочные работы на участке Жемчужины.
- В июне 2010 года Компания получила контракт на разведку и добычу в отношении участка Сатпаев. Проект Сатпаев находится под управлением ТОО Сатпаев Оперейтинг, которое является совместно контролируемым предприятием Компании с долей 75%, и ОВЛ с долей 25%. Проект находится на стадии разведки.

Иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор

В 2011 г. иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор Казахстана составили 19,8 млрд. долларов США по сравнению с 12,8 млрд. долларов США в 2010 г. 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 2010 г.:

Маршрут	Объем экспорта нефти в 2011 г. (млн. тонн)
Тенгиз-Новороссийск (трубопровод КТК)	27,9
Атырау-Самара	15,4
Морской порт Актау.....	7,06
Атырау-Алашанькоу	10,4

Источник: Министерство нефти и газа 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, Chevron 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 перевезенной продукции» и, в случае необходимости, путем привлечения внешнего финансирования. Планируется завершить расширение до 2015 года. В октябре 2011 года КТК объявила, что все контракты на строительство касательно расширения трубопровода КТК были получены, строительные работы продвигаются в рамках бюджета, и что КТК не будет искать внешнего финансирования для расширения. В декабре 2012 года КТК к тому же объявила о завершении первого трубопровода КТК в Ики-Бурульском районе Республики Казахстан.

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 2009 году приблизительно 1,9 млн. тон нефти было экспортированное через трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан.

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. Казахстан и Азербайджан ведут переговоры относительно потенциального соединения маршрута Ескене-Курык трубопровода БТД для транспортировки нефти с месторождений Тенгиз и Кашаган.

Трубопровод УАС транспортирует нефть с месторождений Атырауской и Мангистауской областей в Россию. Протяженность трубопроводной системы составляет приблизительно 1 232 км от Узенья 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. м³ в год. Второй этап с проектной пропускной мощностью в 40 млрд. м³ в год был завершен в конце 2012 г. Дальнейшее развитие Азиатского газопровода до 55 млрд. м³ в год планируется завершить до января 2016 года посредством третьего этапа строительства.

Компания также является участником консорциума, занимающегося строительством газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Первый этап проекта, включающий трубопровод Бозой-Шымкент с пропускной способностью 6 млрд. кубометров в год, как ожидается, будет завершен к маю 2015 года. Ожидается что второй этап проекта, включающий трубопровод Бейнеу-Бозой будет завершен к концу 2016 года, что позволит увеличить пропускную способность до 10 млрд. кубометров в год.

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:

<u>Страна</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>
		(млн. тонн в год)	
Азербайджан	3,3	3,2	3,6
Казахстан	9,0	9,5	10,2
Польша	25,3	26,7	26,3
Румыния	9,2	8,7	9,0
Россия	124,8	128,9	136
Туркменистан.....	4,6	4,8	4,9
Украина	13,4	13,0	12,9

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, 2012 год

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:

<u>Страна</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>
		(млн. тонн в год)	
Азербайджан	50,6	50,8	45,6
Казахстан	78,2	81,6	82,4
Румыния	4,5	4,3	4,2
Россия	494,2	505,1	511,4
Туркменистан.....	10,4	10,7	10,7

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, 2012 год

По данным статистического обозрения компании «BP», общая добыча нефти в регионе оценивается на уровне 657,9 млн. тонн в год. По расчетам, доля Казахстана в 2011 г. составила 2,1% от мировой добычи нефти.

Согласно EIA, в 2010 году экспорт нефти в регионе оценивается на уровне 281 061 баррелей нефти в день.

По данным статистического обозрения компании «BP», общая добыча нефти в регионе оценивается на уровне 657,9 млн. тонн в год. По расчетам, доля Казахстана в 2011 г. составила 2,1% от мировой добычи нефти.

Перерабатывающая мощность региона

В 2001 г. перерабатывающая мощность региона СНГ составила 8 093 баррелей в день, при этом, в 2008 году, доля Казахстана в перерабатывающая мощность региона оценивалась на уровне 18,95%.

Региональное потребление и добыча газа

Что касается природного газа, в 2011 г., согласно расчетам, региональное потребление составило 529,3 млрд. м³, а региональная добыча – 772,9 млрд. м³. Доля Казахстана в мировом объеме потребления газа в 2011 г., по расчетам, составила 0,3%, а его доля в объеме добычи – 0,6%.

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. Если иное не предусмотрено законодательством Республики Казахстан и соглашениями на недропользование, минеральное сырье принадлежит недропользователю на правах собственности (или, в случае государственного предприятия, на правах хозяйственного управления или оперативного ведения). Правительство разрабатывает и осуществляет политику использования недр Республики Казахстан. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта, для нефтегазовой отрасли назначен "компетентный орган" для того, чтобы действовать от имени государства и осуществлять права, связанные с заключением и исполнением соглашений недропользования, за исключением контрактов на разведку и добычу общераспространенных полезных ископаемых, этим органом ранее был МЭМР, но с 12 марта 2010 г. и в настоящий момент им является МНГ и Министерство индустрии и новых технологий («МИНТ»), которые взяли на себя функции МЭМР касающиеся электроэнергетики, разработки недр и атомной энергии (МНГ и МИНТ совместно именуемые «**Компетентный орган**»). Компетентный орган предоставляет права на разведку и добычу.

Права пользования недрами предоставляются на конкурсной основе или, в исключительных случаях, путем прямых переговоров. Затем компетентный орган закрепляет права на разведку и добычу нефти и газа выполнением контракта. Права недропользования предоставляются на определенный период времени, который может быть продлен до истечения срока действия соответствующего контракта и лицензии (если применимо, согласовано и разрешено), с учетом определенных ограниченных и условий.

Права недропользования могут быть отозваны Компетентным органом, согласно основам прекращения действия, предусмотренным Новым Законом о недропользовании, включающим, среди прочего, случаи, когда недропользователи не выполняют взятые на себя договорные обязательства, которые могут включать периодическую уплату 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*».

Существующий порядок предоставления права недропользования выглядит следующим образом:

- Контракты на разведку: контракты на разведку могут заключаться на срок до 6 лет, в соответствии с общим правом расширения для целей оценки открытия промышленного месторождения. В отличие от старого Закона о недрах (как определено ниже), 2-годовое расширение периода разведки не разрешается для контрактов, заключенных в рамках нового Закона о недрах, и допускается только 2-годовое расширение для морских нефтяных контрактов.
- Контракты на производство: не существует установленных условий для продолжительности контрактов на производство, которые создаются на основе плановых операций производства.
- Комбинированные контракты на производство и разведку: комбинированные контракты на производство и разведку в настоящее время предоставляются только для месторождений, которые как считается, имеют

стратегическое значение, а также для сложных геологических структур, и требуют утверждения на основании решения Правительства.

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; и
- 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 – **Старый 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 №2-111 «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, статья 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 года

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: (а) 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 от даты достижения договоренности о соблюдении экономических интересов Государства (**Право на месторождения, имеющие стратегическое значение**). Поправки 2007 г. имели обратную силу в отношении ранее заключенных соглашений на недропользование, которые, как считалось, имели стратегическое значение.

Новый Закон о недрах

Новый Закон о недрах 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 соглашений 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, соглашение 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 соглашению о недропользовании, не применяются в отношении таких соглашений 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 (или 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, а также в отношении возможных будущих контрактов.

С учетом определенных ограниченных исключений, о которых говорится 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 соглашением 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 действия соглашения на недропользование, за исключением передачи права недропользования или передачи акций юридического лица недропользователя, как описано выше, а также в случае:

- передачи или приобретения прав недропользования Самрук-Казына, Компанией или их дочерними организациями;
- обращения взыскания на право недропользования, находящееся в залоге; и
- передача или приобретение прав недропользования во время реорганизации юридического лица, имеющего право 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. В целом ожидается, что процесс получения как отказа Государства от его приоритетного права и выдачу согласия Компетентного органа займет около 70 рабочих дней, хотя на практике это может быть длительный и более сложный процесс.

В случае принятия Государством решения об осуществлении им приоритетного права на приобретение права недропользования или Объектов, такое право недропользования или Объекты должны быть приобретены в течение периода, не превышающего шесть месяцев от 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 недропользования или объекта, связанного с таким правом недропользования (далее «**Объект**») 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, уполномоченный на их приобретение. Самрук-Казына или Компания или назначенный государственный орган иницируют переговоры с недропользователем или держателем Объектов после принятия решения Государством об осуществлении приоритетного права. В соответствии с Новым Законом о недропользовании, Самрук-Казына

или Компания или назначенное государственное учреждение приобретает отчуждаемое право недропользования или Объекта на условиях, не хуже, чем условия, предлагаемые предполагаемыми приобретателями.

Согласия на установление залога 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 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 соглашений 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 соглашением на недропользование либо проектными документами; и
- 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 Соглашения 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 Соглашения на недропользование и требовать внесения поправок или дополнений в соглашения 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 соглашений на недропользование в следующих случаях:

- если, в срок до двух месяцев со дня получения уведомления от Компетентного органа о необходимости внесения изменений или дополнений в условия соглашения на недропользование, недропользователь письменно не подтвердит свое согласие на ведение таких переговоров либо откажется от их ведения;
- если, в срок до четырех месяцев от даты получения согласия недропользователя на ведение переговоров по изменению и (или) дополнению условий контракта недропользователь и Компетентный орган не достигнут соглашения по изменению и (или) дополнению условий контракта; или
- если, в срок до шести месяцев от даты достижения согласованного решения по восстановлению экономических интересов Государства стороны не подпишут изменения или дополнения к контракту для отражения решения.

В отличие от Старого Закона о недропользовании, Новый Закон о недропользовании четко предусматривает, что изменения или дополнения в Соглашение на недропользование могут быть инициированы в отношении Соглашений на недропользование, которые были заключены 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 Соглашениях на недропользование.

Стабилизация и налогообложение Соглашений 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 Соглашению 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. Такие ставки последовательно подвергались изменениям, вносимым приблизительно 2-3 раза в год.

Поправки 2010 г. к Постановлению ЭП предполагают, что экспортные пошлины на сырую нефть не распространяются на (i) экспорт недропользователей, использующих сырую 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 Соглашениям на недропользование, которые не являются контрактами о разделе продукции и которыми предусмотрено, что недропользователь освобожден от уплаты экспортных пошлин на сырую нефть, кроме сырой нефти, экспортируемой недропользователем с платой роялти. С 1 января 2011 года Правительство повысило ставку экспортной таможенной пошлины на экспорт сырой нефти с 20 до 40 долларов США за тонну. Хотя уровень экспортной таможенной пошлины на сырую нефть не изменялся с 2011 года, ставки экспортных таможенных пошлин на светлые и темные нефтепродукты были увеличены в несколько раз. В соответствии с наиболее недавними повышениями, которые вступили в силу 1 января 2012 года, ставка экспортной

таможенной пошлины на светлые нефтепродукты была увеличена с 143,54 до 164,97 долларов США за тонну, а ставка экспортной таможенной пошлины на темные нефтепродукты увеличена с 95,69 до 109,98 долларов США за тонну. Кроме того, в сентябре 2012 года, правительство ввело новые тарифы, увеличивающие экспортные пошлины на светлые и темные нефтепродукты до 168,88 и 112,59 долларов США за тонну, соответственно. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта, эти ставки не вступили в силу.

Произвольные разведочные работы и разведочные работы на море

Новый Закон о недропользовании предусматривает, что национальной компании (включая Компании) должно быть предоставлено, по крайней мере, 50% долевого участия в Соглашениях на недропользование на разработку месторождений на море.

Согласно с Новым Законом о недропользовании, разведка в соответствии с Соглашениями 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 Соглашениями на недропользование, в первую очередь должны разрешаться путем переговоров, во вторую очередь, если спор не удастся урегулировать путем переговоров, стороны Соглашения на недропользование имеют право решать споры в соответствии с законодательством Казахстана и международными договорами, ратифицированными Казахстаном.

Новый закон о магистральном трубопроводе

Закон о магистральном трубопроводе устанавливает единую законодательную базу для строительства, владения и эксплуатации магистральных трубопроводов, а также государственный контроль над стратегическими отраслями.

В соответствии с Законом о магистральном трубопроводе, государство имеет приоритетное право на приобретение контрольного пакета акций (не менее 51%) в каком-либо проекте магистрального трубопровода, и участвовать с инвесторами в создании или строительстве новых магистральных трубопроводов. Кроме того, Закон о магистральном трубопроводе предусматривает, что для магистральных трубопроводов, в которых государство, национальная холдинговая компания управления или национальной компании прямо или косвенно владеет более чем 50% долевого участия, национальным оператором должны предоставляться услуги оператора, если нет иного соглашения с Правительством. Государство может отказаться от своего преимущественного права или подписаться на долю менее 51%. Закон о магистральном трубопроводе не предоставляет государству преимущественного права в отношении работы по расширению существующего магистрального трубопровода.

Закон о магистральном трубопроводе (а также законодательство, регулирующее естественные монополии) предусматривает равные права доступа к услугам магистральных трубопроводов для всех грузоотправителей при наличии свободной пропускной способности, при соблюдении определенных законодательных ограничений. При наличии ограниченных возможностей пропускной способности трубопровода, услуги транспортировки нефти и нефтепродуктов должны быть вынесены в очередь, установленную Законом о магистральном трубопроводе, где первый приоритет отдается грузоотправителям поставляющим нефть на отечественные НПЗ. Закон о магистральном трубопроводе также предусматривает возможность операций своп (то есть, свопы продукции одним грузоотправителем на продукцию другого грузоотправителя) для целей поставки нефти на отечественные НПЗ и газа на внутренний рынок или за пределы Республики Казахстан, при наличии письменного согласия владельца трубопровода (или иного лица, обладающего юридическими правами на трубопровод), компетентного органа, и соответствующих юридических лиц, производящих операции своп.

Закон о магистральном трубопроводе определяет магистральный трубопровод как интегрированный производственно-технологический комплекс и включает в себя обязательства по обеспечению безопасной транспортировки продукции. В соответствии с Законом о магистральном трубопроводе, владелец магистрального трубопровода должен выполнить процедуры экологической реабилитации после выведения

магистрального трубопровода из эксплуатации. Затраты на выполнение такого требования в настоящее время неизвестны.

Новый закон о газе и газоснабжении

Закон о газе и газоснабжении (№ 532-IV, от 9 января 2012 г.) объединяет и оптимизирует различные законодательства, которые ранее регулировали эту область.

В соответствии с Законом о газе, Государство является собственником попутного газа, добываемого в Республике Казахстан (согласно всем новым контрактам и старым контрактам, которые предусматривают такое право государства) и передаваемого государству производителями (по старым контрактам, которые предусматривают, что недропользователь является владельцем попутного газа).

Закон о газе устанавливает приоритетное право государства на приобретение (через Правительство, национальную управляющую холдинговую компанию или национального оператора): (i) любого объекта, в рамках комплексной системы газоснабжения (т.е. соединительных трубопроводов, магистральных трубопроводов, сооружений хранения газа для продажи и других объектов для производства, транспортировки, хранения, продажи и потребления газа); (ii) доли в праве общей собственности на такие объекты, и (iii) акций (долей), находящихся в собственности таких объектов (т.е. производителей нефти, которые владеют газоперерабатывающими заводами и соединительными трубопроводами для продажи газа). Такие закупки должны быть сделаны на не менее выгодных условиях, чем те, которые предлагаются со стороны третьих лиц.

Кроме того, Закон о газе предусматривает преимущественное право государства на покупку (через национального оператора) природного и очищенного газа по цене, утвержденной МНГ, и определяется в соответствии с постановлением правительства. Цена на природный и очищенный газ включает в себя издержки производства, обработки, затраты на транспортировку и максимальную прибыль. Если государство отказывается от своего преимущественного права, продавец может продавать газ третьим лицам.

По Закону о газе, КТГ назначен как "национальным оператором" для транспортировки газа, соответственно, КТГ было дано приоритетное право на покупку (от имени государства) все попутного газа в Казахстане по установленной цене, который затем будут продаваться на внутреннем рынке с премией, используя значительную часть премии на модернизацию и расширение внутренней сети. Компания ожидает, что принятие Закона о газе будет способствовать дальнейшему увеличению ее доходов от продажи газа конечным потребителям и снизит ее зависимость от тарифов на транспортировку газа.

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-Ш (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 Соглашения на недропользование. 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, без ограничения, 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 и услуги недропользования (такие как бурение нефтяных и газовых скважин и другие сопутствующие услуги) являются деятельностью, подлежащей лицензированию.

9 августа 2007 г. вступил в силу 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.

Компетентный орган и другие Регулирующие органы

Общая информация

Государство играет важную роль в четырех областях недропользования. Во-первых, правительство несет ответственность, среди прочего, за организацию и управление находящихся в собственности государства запасов, определение перечня общераспространенных полезных ископаемых, введение ограничений на использование недр для целей национальной безопасности, экологической безопасности и защиты жизни и здоровья населения, определение процедур по заключению контрактов, утверждение типовых контрактов, назначение Компетентного органа и других органов, регулирующих экспорт нефти и газа путем введения таможенных, защитных, антидемпинговых и компенсационных пошлин и квот, установление квот для транспортировки нефти различными транспортными средствами, путем назначения членов Межведомственной комиссии по реализации преимущественного права государства и утверждения ряда нормативных правовых актов в сфере нефти и газа. Во-вторых, государство подписывает, исполняет и отслеживает соглашения на недропользование через Компетентный орган, который имеет право подписывать и выполнять нефтегазовые контракты, а также через ряд других учреждений Государства. В-третьих, преимущественные права

государства осуществляются через Самрук-Казына, Компанию, а также, при необходимости, через уполномоченные государственные органы. Наконец, местные органы исполнительной власти (известные как акиматы) несут ответственность, среди прочего, за предоставление земельных участков недропользователям, осуществляющим контроль 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 Соглашениях на недропользование, которые предоставляют Компании долевое участие в соответствии с процедурой, установленной Правительством, и в рамках полномочий, изложенных в таких Соглашениях на недропользование;
- осуществлять операции по недропользованию вместе с победителями тендера путем участия в Соглашениях 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 Соглашений на недропользование 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. 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;
- контроль за соблюдением условий нефтяных и газовых контрактов;
- утверждение рабочих программ, связанных с нефтяными и газовыми контрактами;
- выдачу разрешений на передачу права недропользования и регистрацию сделок, предусматривающих обязательства по недропользованию, в соответствии с нефтяными и газовыми проектами;
- приостановление и прекращение Соглашений на недропользование в соответствии с процедурами, изложенными в Новом Законе о недропользовании;
- утверждение инвестиционных программ и проектов совместно с Агентством по естественным монополиям;
- определение объемов нефти и газа для поставки 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 регулирующие органы

Различные аспекты разработки углеводородов в Казахстане регулируются следующими министерствами и государственными органами:

- МООС отвечает за охрану окружающей среды и сохранение полезных ископаемых;
- МИНТ, чей Комитет по геологии и эксплуатации ресурсов является компетентным государственным органом по геологическому изучению и использованию недр, и чей Комитет по техническому регулированию и метрологии осуществляет надзор за соответствием оборудования нефти и газа с Казахстан стандартам качества и безопасности, и который осуществляет государственный контроль за качеством строительства и строительных материалов;
- 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 работу, 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
- национальные и региональные 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, Соглашения 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 Соглашений 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 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 марте 2009 года Президент Казахстана подписал Закон о ратификации Киотского протокола. 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, принятый 9 июля 2003 года («**Водный кодекс**») направлен на реализацию государственной политики в отношении использования и охраны водных ресурсов. Водный кодекс устанавливает ряд обязательств на использование водных ресурсов и сброс определенных материалов в воду, на основании Разрешений на водопользование («**РВП**»). Действие РВП может быть приостановлено либо прекращено в случае нарушения условий, указанных в соответствующем РВП. Такие условия включают в себя контроль количества подземных вод, предоставление статистических отчетов и отчетов о результатах мониторинга, соблюдение требований, касающихся загрязнения водных ресурсов во время добычи полезных ископаемых, а также регулярную проверку оборудования. В случае изменения каких-либо обстоятельств, связанных с использованием водных ресурсов, обладатель РВП обязан согласовать такие изменения с соответствующими государственными органами, такими как областной департамент охраны окружающей среды, областная санитарно-эпидемиологическая служба. Срок действия РВП может быть продлен при условии соблюдения требований, указанных в РВП.

Ведение учетной документации

В соответствии с Новым Законом о недропользовании и природоохранном законодательством Республики Казахстан, недропользователь обязан вести соответствующий учет добытого минерального сырья и запасов, в том числе переработанных побочных продуктов и остаточных отходов. Государство осуществляет контроль добытого минерального сырья и запасов. Недропользователь должен представить геологические отчеты о своей деятельности на территории, указанной в контракте, касательно разведки и использования недр.

Обеспечение исполнения обязательств

В статье 116 Экологического кодекса определены уполномоченные органы, которые несут ответственность за контроль соблюдения природоохранных требований и обеспечение исполнения природоохранных требований. Должностными лицами считаются 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 прокуроры имеют право контролировать соблюдение природоохранных норм и инициировать судебные разбирательства.

Согласно статье 117 Экологического кодекса, соответствующие должностные лица государства, в своей работе по обеспечению соблюдения природоохранных мероприятий, уполномочены:

- Проверять объекты, проводить замеры и брать пробы для анализа;
- Запрашивать и получать документацию, результаты анализов и другие материалы;
- Инициировать процедуры, связанные с (i) приостановлением действия лицензий; (ii) прекращением договоров на использование и изъятие природных ресурсов; и (iii) приостановлением и прекращением действия экологических и иных разрешений в случае нарушения;
- Издавать приказы для физических и юридических лиц об устранении нарушений экологического законодательства Республики Казахстан;
- Подавать иски в суд в связи с нарушением законодательства Республики Казахстан; и
- Отправлять запросы о прекращении действия Контрактов на недропользование в случае нарушений.

Экологическое и другое обязательное страхование

Законодательство Республики Казахстан устанавливает обязательное страхование, которое должно быть получено любым лицом по факту проведения этим лицом определенной деятельности.

Экологическое страхование

Экологическое страхование является обязательным видом страхования, предусмотренное новым Законом о недрах (до этого, старым Законом о недрах) и Экологическим кодексом, регулируется Законом Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании», принятым 13 декабря 2005 года № 93-III. В соответствии с этим законом, любое лицо, осуществляющее экологически опасный вид деятельности, должно застраховаться от рисков, связанных с подобной деятельностью. Договор обязательного экологического страхования должен покрывать ущерб, который можно нанести жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и окружающей среде вследствие опасной для окружающей среды деятельности и других видов деятельности (за исключением платежей за моральный ущерб, потерю прибыли и уплаты пени).

Согласно статье 7 Перечня опасной для окружающей среды 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 в себя: (i) коммерческую добычу нефти и газа; (ii) хранение нефти, нефтепродуктов и химических веществ; (iii), переработку нефти (кроме производства смазочных материалов из сырой нефти), и (iv) эксплуатацию нефтяных и газовых трубопроводов.

Недропользователь не может осуществлять свою деятельность без получения экологического страхования.

Ниже перечислены другие направления обязательного страхования, которые требуются законодательством Республики Казахстан и используются в процессе деятельности Компании.

Страхование гражданской ответственности владельцев опасных объектов

Согласно Закону Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах», принятому 3 апреля 2002 года № 314-II и Закону Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам», принятому № 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, перемещает или уничтожает хотя бы некоторые из следующих веществ: легковоспламеняющиеся взрывчатые вещества, топливо, окисляющие вещества, токсичные вещества, высокотоксичные вещества и другие опасные вещества, определенные в соответствии с законодательством.

Страхование гражданско-правовой ответственности работодателя

Согласно Закону Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им своих трудовых обязанностей» (№ 30-III от 7 февраля 2005 года, с поправками), с 1 июля 2005 все работодатели должны быть застрахованы от ответственности за причинение вреда здоровью работника или гибели работника при выполнении им своих трудовых обязанностей.

Страхование гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств

Согласно Закону Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельцев транспортных средств» (№ 446-II от 1 июля 2003 года, с поправками), гражданская ответственность владельцев легковых автомобилей, грузовых автомобилей, автобусов, микроавтобусов и других транспортных средств, автотранспорта и прицепов (полуприцепов), подлежат обязательному страхованию, а также использование транспортных средств без страховки запрещено.

Срок исковой давности

Срок исковой давности для предъявления иска за нарушение природоохранных требований регулируется положениями об общем сроке исковой давности, согласно статье 178 Гражданского кодекса, которая предусматривает трехлетний срок исковой давности. Это ограничение не распространяется на уголовные преследования в связи с нарушением природоохранных требований.

Соблюдение требований по охране здоровья и техники безопасности

На деятельность компании оказывают влияние различные законы и нормативные акты Республики Казахстан, касающиеся вопросов безопасности и охраны здоровья и регулируемые различными государственными органами, в том числе МТСЗН. В такие законы и нормативные акты входит Экологический кодекс, новый Закон о недрах и Трудовой кодекс, принятый 15 мая 2007 года № 251-III. Проводимые компанией на территории Казахстана нефтегазовые операции также регулируются Комитетом по ЧС и ПБ по отношению к отраслевым требованиям по охране здоровья и технике безопасности.

Действующее законодательство требует от работодателя обеспечить своих сотрудников в функционирующем и безопасном оборудовании, обучить их правилам по технике безопасности и охране здоровья человека, принять корпоративный регламент по технике безопасности и охране здоровья, обеспечить их специальной формой одежды и обуви, специальным питанием, проводить периодический медицинский осмотры своих сотрудников, проводить периодическую независимую аттестацию оборудования и рабочих мест, предоставить требуемое страхование своих сотрудников, поддерживать страховое покрытие на случай наступления гражданской ответственности, а также соблюдать нормативные требования по пожарной безопасности, санитарно-гигиеническим нормам.

Правила установления цен

Правительство может регулировать цены по отношению к членам компании, если она из Казахстана и при условии, что такая компания имеет статус естественной монополии либо занимает доминирующее положение на соответствующем рынке. КТО является естественной монополией, для которой устанавливает цены Агентство естественных монополий.

За 2011 и 2012 году Правительство приняло ряд законов и нормативных актов, регулирующих цены для отдельных видов нефтепродуктов, в том числе были введены максимальные розничные цены на некоторые продукты на основе мировых цен на нефть.

Товары и услуги из Казахстана

Правительство содействует развитию смежным отраслям отечественной промышленности, и по состоянию на дату настоящей публикации, активно принимает участие в новой политике нефтегазового сектора для достижения данной цели.

Примером такой политики является привлечение людей для приобретения ими товаров и услуг из Казахстана. В соответствии с этой политикой, недропользователи обязаны использовать оборудование, материалы и продукцию, произведенную в Казахстан и поддерживать казахстанских производителей в работе и оказании услуг, при условии, что они отвечают необходимым стандартам и требованиям. Кроме того, недропользователи должны отдавать предпочтение казахстанскому персоналу при проведении операций по недропользованию. От инвесторов также часто требуется внести свой вклад в социальные проекты в виде денежных средств и предоставить льготы.

Правила С-К

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О фонде национального благосостояния», Компания не подпадает под общее правило закупок (установленное Законом Республики Казахстан «О государственных закупках» № 303-III ЗРК от 21 июля 2007 года) и осуществляет свои закупки в соответствии с Правилами С-К.

Правила СК, в целом, схожи с существующими правилами закупок и предусматривают обязательные процедуры по закупке товаров и услуг АО «Самрук-Казына» и компаниями, в которых у «Самрук-Казына» есть 50% или более прямого или косвенного владения. Правила С-К требуют, чтобы такие компании проводили открытые конкурсы по закупке большинства видов товаров и услуг, с учетом определенных ограничений исключений. Закупка определенного ограниченного числа категорий товаров и услуг, а также товаров и услуг, предоставляемых компаниями, которые подлежат действию антимонопольного законодательства Республики Казахстан, проводится путем прямых сделок без привлечения тендерных процедур. АО «Самрук-Казына» осуществляет общий контроль соблюдения требований правил С-К.

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Ниже приводится общее описание некоторых налоговых вопросов в отношении облигаций. Данный раздел не включает в себя полный анализ всех налоговых вопросов, связанных с облигациями. Перед покупкой облигаций, покупателям следует проконсультироваться со своими налоговыми консультантами относительно отношения законодательства каждой страны к приобретению, хранению и утилизации облигаций, а также получению процентов, основной суммы по облигациям и последствиям подобного рода действий по налоговому законодательству этих стран. Данный краткий обзор основан на законодательстве, действующем на дату настоящей публикации, и подлежит изменению при любых изменениях в законодательстве, которые могут вступить в силу после этой даты.

Федеральный подоходный налог США

Далее приводится краткий обзор существенных налоговых последствий по федеральному подоходному налогу США в случае приобретения, владения, отчуждения и погашения облигаций владельцем. Данный раздел не рассматривает последствия по федеральному подоходному налогу для каждого вида облигаций, которые могут быть выпущены в рамках Программы, а также дополнительная или измененная в процессе информация, относительно существующих налоговых обязательств по федеральному подоходному налогу США может быть предоставлена по мере необходимости. Информация настоящего раздела распространяется только на облигации, удерживаемые в качестве капитальных активов и не распространяется, за исключением некоторых случаев, изложенных ниже, на те аспекты американского федерального подоходного налогообложения, которые могут быть применимы к держателям, и на которые налагаются специальные правила налогообложения таких организаций как финансовые институты, страховые компании, инвестиционные трасты по недвижимости, регулируемые инвестиционные компании, доверительные трасты, освобожденные от выплаты налогов организации, дилеры и трейдеры ценных бумаг или валютных средств, лица, которые следят за продвижением своих ценных бумаг на рынке, держатели облигаций через товарищество или любое другое юридическое лицо, держатели облигаций как часть позиции стрэддл либо как часть хеджирования, конверсии либо интегрированной сделки для федерального подоходного налога США, контролируемые иностранные корпорации, компании с пассивными иностранными инвестициями, американские держатели (как определено ниже), которые имеют функциональную валюту помимо доллара США, или некоторые иностранные граждане и долгожители в США, а также держатели США облагаются налогом на «чистый доход от инвестиций», в соответствии с Разделом 1411 Кодекса. Кроме того, данный раздел не рассматривает федеральные налоги США и налог на дарение, также последствия после внедрения альтернативного минимального налога в связи с приобретением, владением или погашением облигаций, а также данный раздел не включает в себя описание налогового законодательства США любым государством или органами местного самоуправления. Данный раздел рассматривает налогообложение по федеральному подоходному налогу США по отношению к держателям, которые приобретают облигации в рамках первичного размещения по их первичной цене размещения.

Информация данного раздела основана на Налоговом кодексе США от 1986 года с поправками, существующих и планируемых постановлениях Министерства финансов США, административных заявлениях и судебных решениях, имеющихся в наличии и действующим на дату настоящего Соглашения. Все вышесказанное может подвергнуться изменениям, которые могут иметь ретроактивную силу, либо различным толкованиям, которые могут повлиять на налоговые последствия, описанные в данном документе. Любые соображения относительно федерального подоходного налога США, относящиеся к конкретному выпуску облигаций, будут предоставлены в дополнение к данному Базовому проспекту.

В нашем случае, Держателем США является фактический владелец облигаций, который для федерального подоходного налога США может быть (i) гражданином или резидентом Соединенных Штатов; (ii) корпорацией (или юридическим лицом, рассматриваемым как корпорация для федерального подоходного налога США), созданной или организованной, в соответствии с законодательством США или любого штата, включая округ Колумбия; (iii) наследственной массой, доход от 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) администрацией, над которой суд США может осуществлять первичный контроль и (б) по которому одно или несколько лиц Соединенных Штатов имеют полномочия контролировать все важные решения.

Если держателем облигаций является товарищество (или любое другое юридическое лицо, рассматриваемое в качестве товарищества в целях федерального подоходного налога США), справедливо отметить, что налоговый режим товарищества и его участников будет зависеть от статуса участника и деятельности товарищества. Как

участнику, так и целому товариществу следует проконсультироваться со своим налоговым консультантом относительно возможных последствий федерального подоходного налога США после приобретения, владения или распоряжения облигациями товарищества.

Неамериканский держатель – собственник-бенефициар облигаций, который не является ни американским держателем, ни товариществом (ни любым другим лицом, рассматриваемым в качестве товарищества для целей федерального подоходного налога США).

СУЩНОСТЬ ПОСЛЕДСТВИЙ ФЕДЕРАЛЬНОГО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА США, УКАЗАННЫХ НИЖЕ, ПРЕДСТАВЛЕНА ДЛЯ ОБЩЕЙ ИНФОРМАЦИИ. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ПОКУПАТЕЛИ ДОЛЖНЫ ПРОКОНСУЛЬТИРОВАТЬСЯ СО СВОИМИ НАЛОГОВЫМИ КОНСУЛЬТАНТАМИ КАСАТЕЛЬНО КОНКРЕТНЫХ НАЛОГОВЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ВЛАДЕНИЯ ОБЛИГАЦИЙ, ВКЛЮЧАЯ ПРИГОДНОСТЬ И ВЛИЯНИЕ ГОСУДАРСТВЕННЫХ, МЕСТНЫХ, ЗАРУБЕЖНЫХ И ДРУГИХ НАЛОГОВЫХ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВ И ВОЗМОЖНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В НАЛОГОВОМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ.

Информация по циркуляру 230 от Федеральной налоговой службы США

В соответствии с положениями Циркуляра 230 Министерства финансов, инвесторы сообщают, что изложенные в настоящем документе выводы, касающиеся федеральных налогов США, не должны быть использованы налогоплательщиком во избежание оплаты штрафов, которые могут быть начислены налогоплательщику в соответствии с Налоговым кодексом США. Данная информация была изложена для поддержки продвижения или маркетинга облигаций. В зависимости от конкретных ситуаций, налогоплательщикам следует обращаться за советом к независимым консультантам по налогам.

Держатели США

Классификация облигаций

Данный обзор основан на предположении, что облигации характеризуются как задолженность по федеральному подоходному налогу США. Необходимо определить, может ли обязательство представлять долговое обязательство, акцию или другие инструменты или интересы на основе всех соответствующих фактов и обстоятельств. Это может не подтверждаться законом уставных, судебных или административных органов, непосредственно касающихся соответствующих характеристик облигаций, и можно обойтись без постановлений от Федеральной Налоговой Службы США («ФНС») по отношению к соответствующим характеристикам облигаций к федеральному налогу на прибыль США. Вполне возможно, что ФНС может утверждать, что облигации, выпущенные KMG Finance должны рассматриваться не как задолженность KMG Finance, а либо как собственный капитал KMG Finance, либо как задолженность Компании. Дополнительные альтернативные характеристики также возможны. Дополнительные возможные характеристики, если таковые применимы, можно рассмотреть в любом дополнительном проспекте или серии проспектов. Потенциальные покупатели облигаций должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами о последствиях в том случае, если облигации будут рассматриваться как задолженность компании или собственный капитал KMG Finance, или любая другая характеристика для целей федерального подоходного налога США и для оценки последствий приобретения, владения или распоряжения Облигациями.

Вознаграждение

За исключением случаев, изложенных ниже, проценты, выплачиваемые по облигациям, либо в долларах США, либо в любой другой валюте, составной валюте или корзине валют, кроме долларов США («**иностранная валюта**»), включая любые дополнительные суммы, включаемые в совокупный доход американского держателя в качестве обычного процентного дохода в момент получения или начисления в соответствии с обычным методом налогового учета, применяемого к держателю США. Кроме того, проценты по Облигациям, как правило, будут рассматриваться как иностранный источник дохода для целей американского федерального подоходного налога. Для целей расчета, сумма иностранного налогового кредита, проценты по Облигациям, как правило, должны представлять собой «категорию пассивного дохода» или, для определенных держателей США, «общая категория доходов». Правила Федерального подоходного налога США, касающиеся иностранных налоговых кредитов и лимитов различные, и могут варьироваться в зависимости от фактов и обстоятельств каждого держателя США. Соответственно, держатели США должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами относительно наличия иностранного налогового кредита для иностранных налогов, удержанных исходя из конкретной ситуации такого держателя.

Проценты, выплачиваемые в иностранной валюте

За исключением случаев, изложенных ниже, если выплаты процентов, включая любые дополнительные суммы, выражены, или определяются в иностранной валюте («**Облигации в иностранной валюте**»), сумма дохода для держателя будет выражена в долларах США, включая сумму любых применимых по этому поводу налогов, независимо от валюты, все они пересчитываются в доллары США. Как правило, держатель США, который использует кассовый метод налогового учета, будет определять стоимость доллара США по курсу на дату получения. Держатель США, который использует метод начисления в налоговом учете, будет определять стоимость доллара США по среднему обменному курсу за период начисления или, по обменному курсу валют на последний день периода начисления или по курсу на дату получения, если это произошло в течение пяти последних дней со дня периода начисления. Держатель США, который использует метод начислений с целью налогообложения будет признавать иностранную прибыль или убыток от получения выплаты процентов, если обменный курс, действующий на дату получения оплаты, отличается от ставки, применяемой к начислению процентов.

Дисконт с номинальной цены

Американские держатели облигаций, выпущенных с дисконтом с номинальной цены (далее - "**OID**"), в том числе облигации с нулевым купоном, попадают под действие специальных правил налогового учета, которые описаны более подробно ниже. Дополнительные правила, применимые к Облигациям, выпущенным с дисконтом с номинальной цены, номинальная стоимость которых устанавливается или определяется на основании валюты, отличной от доллара США, описаны ниже в разделе Облигации с дисконтом в иностранной валюте.

Далее применение Постановлений министерства финансов по вопросам Дисконта или налоговые последствия на федеральном уровне США в отношении инвестиций в долговые обязательства с условным платежом, рассматриваться не будут. В случае если Эмитент выдает долговые обязательства с условным платежом, в соответствующих Окончательных условиях будут описаны основные налоговые последствия, связанные с федеральным подоходным налогом США.

Для целей федерального подоходного налога США, считается, что Облигация (в том числе беспроцентная облигация), за исключением Облигации со 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 ценой выпуска равняется или превышает малозначительную сумму (0,25% установленной цены погашения Облигации при наступлении срока, умноженная на количество полных лет до наступления срока ее погашения (или, в случае если Облигация предусматривает другие платежи, за исключением соответствующего объявленного процента до наступления срока платежа, ее средневзвешенный срок погашения)). "Эмиссионной ценой" облигации в каждом конкретном размещении, считается первая цена, по которой было реализовано значительное количество размещенных облигаций (кроме продаж андеррайтеру, брокеру, агенту или оптовику). Термин «соответствующий объявленный процент» означает объявленный процент, который, безусловно, оплачивается денежными средствами или в натуральной форме (за исключением при наличии долговых обязательств эмитента) минимум раз в год по фиксированной ставке или, при соблюдении определенных условий, на основе одной или нескольких процентных индексов. Проценты, начисляемые по единой фиксированной ставке, выплачиваются лишь в том случае, если ставка соответствующим образом учитывает продолжительность интервалов между платежами. Если будет установлено, что проценты, начисляемые на определенную Облигацию, не являются специальным объявленным процентом, об этом будет сообщено в соответствующих Окончательных условиях. В случае если Облигации выпущены с минимальным Дисконтом, Американский Держатель такой Облигации признает доход от прироста капитала, по отношению к любому минимальному Дисконту, как установленный основной платеж, сделанный по Облигации. Величина такого прироста по каждой выплате основной суммы будет равна произведению общей суммы Облигаций с минимальным Дисконтом и числа, числитель которой представляет собой сумму основного произведенного платежа, а знаменатель, которого является установленной номинальной стоимостью Облигации.

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, которая включается в доход первоначальным Американским держателем Дисконтных облигаций, является суммой «ежедневной доли» Дисконта по Облигации за каждый день налогового года или его части, в течение которого данный Американский держатель владел такой Облигацией (далее – **Начисленный Дисконт**). Ежедневная доля определяется путем распределения пропорциональной части Дисконта, приходящийся 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 к любому периоду начисления, представляет собой сумму превышения, если таковая имеет место, (а) произведения скорректированной цены выпуска Облигации в начале такого периода начисления на ее доходность на момент погашения (определяемая на основании начисления сложных процентов на конец каждого периода начисления и корректируемая на продолжительность периода начисления) над (b) суммой объявленного соответствующего процента, относимого на период начисления. Дисконт, относимый на заключительный период начисления, представляет собой разницу между суммой, выплачиваемой при наступлении срока погашения (за исключением оплаты соответствующего объявленного процента) и скорректированной ценой выпуска. При расчете суммы Дисконта для первоначального короткого периода начисления используются Особые правила. «Скорректированная цена выпуска» Облигации в начале любого периода начисления равна цене выпуска этой Облигации, увеличенной на начисленный дисконт за каждый предыдущий период начисления (определяется без учета амортизационной премии по приобретению или облигационной премии, как определено ниже), и уменьшенной на суммы выплат, произведенных по такой Облигации (кроме выплат соответствующего объявленного процента) на/до первого дня периода начисления. В соответствии с данными Правилами, Американский держатель должен включить в доход увеличивающиеся суммы Дисконта в последующих периодах начисления.

Некоторые Облигации могут быть погашены до наступления периода погашения по усмотрению Эмитента или по выбору Держателя. Облигации с Дисконтом, содержащие представленную выше функцию, могут находиться в компетенции правил, отличных от общих правил, касающихся облигаций, описанных в данном документе. Лица, рассматривающие возможность покупки Облигаций с Дисконтом, с данными специфическими функциями, должны тщательно изучить соответствующие Окончательные условия и проконсультироваться со своими налоговыми консультантами в отношении таких функций, так как налоговые последствия по отношению к Облигациям с Дисконтом будут зависеть, в частности, от конкретных условий и Особенности Облигаций.

В случае, если Дисконтная облигация является Облигацией с плавающей ставкой, то как «доход на момент погашения», так и «соответствующий объявленный процент» определяются лишь для расчета начисления Дисконта, как если бы Облигация приносила процентный доход во всех периодах при фиксированной ставке, равной, как правило, применимой к процентным выплатам по Облигации на дату ее выпуска, или для конкретной Облигации с плавающей ставкой – по ставке, которая отражает ожидаемый разумный доход на момент погашения Облигации. В случае, если доход от Облигации с плавающей ставкой основано на нескольких процентных индексах, или в случае какой-либо индексации основной суммы Облигации, могут применяться дополнительные правила. Лица, рассматривающие возможность приобретения Облигации с плавающей ставкой, должны внимательно изучить соответствующий Дополнительный проспект и проконсультироваться со своими налоговыми консультантами в отношении налоговых последствий с точки зрения федерального подоходного налога США, возникающего при владении и отчуждении указанных выше Облигаций.

Американские держатели могут, по своему усмотрению, рассматривать все процентные ставки по какому-либо виду Облигации как Дисконт и подсчитывать сумму, включаемую в совокупный доход, по описанному выше методу постоянной доходности. В случае применения такого метода, к процентам относятся: объявленный процент, скидка на приобретение, Дисконт, минимальный Дисконт, минимальная рыночная скидка и необъявленный процент с поправкой на амортизируемую премию по приобретению и облигационную премию. Данный метод применяется только к Облигациям, по отношению к которым он предназначен, и не может быть отменен без согласия Службы по внутреннему налогообложению. В этом случае Американские держатели должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами.

Долговые обязательства с переменной ставкой

Как правило, Облигация с плавающей процентной ставкой будет квалифицироваться как «обязательство с переменной ставкой», если: (а) цена выпуска не превышает общие нераспределенные выплаты основной суммы, причитающиеся в соответствии с Облигацией с плавающей ставкой, более чем на сумму, равной (i) 0.015 умноженной на произведение общей нераспределенной выплаты основной суммы и число полных лет до срока погашения с даты выпуска, или (ii) 15 процентов от общей нераспределенной выплаты основной суммы; (b) она не предусматривает никакие выплаты кроме как объявленный процент, который выплачивается или отчисляется по меньшей мере раз в год по (i) одной или нескольким соответствующим плавающим ставкам, (ii) одной фиксированной ставке и одной или более соответствующей плавающей ставке, (iii) единой главной ставке, или (iv) единой фиксированной ставке и единой главной ставке, которая соответствует обратной плавающей ставке; и (c) соответствующая плавающая ставка или объективная ставка, действующая на

протяжении всего срока действия облигации, устанавливаемая на текущую сумму данной ставки (т.е. значение ставки в любой день, не раньше, чем за три месяца от первого дня выпуска, на который определяется сумма, но не позднее чем через один год после первого дня выпуска).

«Соответствующая плавающая ставка» представляет собой любую плавающую ставку, где: (а) изменение размера такой ставки обоснованно ожидается одновременно с изменениями в стоимости новых привлечены средств в валюте, в которой выражены Облигации с плавающими процентными ставками; или (б) если ставка равняется таковой, умноженной на фиксированную ставку, которая больше чем 0,65, но не превышает 1,35, или фиксированную ставку, которая больше чем 0,65, но не превышает 1,35 увеличивающаяся или уменьшающаяся на фиксированную ставку, и в каждом случае, значение ставки на любую дату в течение срока действия такой Облигации с плавающей процентной ставкой, установленная не ранее чем за три месяца от первого дня выпуска, на который определяется сумма, но не позднее чем через год от первого дня выпуска. Кроме того, две или более соответствующие плавающие ставки, которые разумно ожидаются, и имеют примерно одинаковые значения на протяжении всего срока действия Облигации с плавающей ставкой, вместе составляют единую соответствующую плавающую ставку. Две или более плавающие ставки будут рассчитываться в соответствии с требованиями предыдущего предложения, если значения всех ставок на дату выпуска Облигации находятся в пределах 25 базисных пунктов друг от друга.

«Объективная ставка» является ставкой, которая: (а) не является соответствующей плавающей ставкой; (б) ставка определяется с использованием одной фиксированной формулы, основанной на финансовой или экономической информации, которая находится под контролем или присущая обстоятельствам эмитента или связанных с ним сторон; и (с) значение ставки на любую дату в течение срока действия такой Облигации с плавающей процентной ставкой, устанавливается не ранее чем за три месяца до первого дня, на который эта ставка была установлена, но не позднее чем через год после первого дня установления. Несмотря на вышеизложенное, норма по плавающей процентной ставке не будет являться реальной ставкой, если есть основания полагать, что среднее значение такой ставки в течение первой половины срока действия Облигации с плавающей процентной ставкой, будет либо значительно меньше, или значительно больше, чем среднее значение ставки в течение второй половины срока действия Облигации с плавающей процентной ставкой. «Соответствующая обратная плавающая ставка» является реальной ставкой, если такая ставка процента равна разнице фиксированной ставки и соответствующей плавающей ставки, а изменения в размере ставки ожидаются в разумном размере с одновременным изменением стоимости новых привлеченных средств.

Как правило, если Облигации с плавающей процентной ставкой предусматривают объявленный процент (оплачиваемый безоговорочно минимум один раз в год) при одной соответствующей плавающей ставке или реальной ставке, или одной из этих ставок в соответствии с единичной фиксированной ставкой для текущего периода, а значение переменной ставки по Облигациям с плавающей процентной ставкой на дату выпуска, производится в целях приблизительного расчета фиксированной ставки, то фиксированная и переменная ставки вместе составляют единую соответствующую плавающую ставку или реальную ставку в зависимости от обстоятельств. В случае если первоначальный Дисконт, если таковой имеется, определяется с использованием, в случае соответствующей плавающей или соответствующей плавающей обратной ставки, величины, на дату выпуска, соответствующей плавающей или соответствующей плавающей обратной ставки, или любой другой реальной ставки, фиксированной ставки, которая отражает разумную доходность которая ожидается для такой Облигации с плавающей процентной ставкой.

Если Облигация с плавающей процентной ставкой, являющаяся обязательством с переменной ставкой, не предусматривает объявленный процент по одной соответствующей плавающей ставке или реальной ставке, или по единичной фиксированной ставке (кроме как по единичной фиксированной ставке для начального периода), величина соответствующей реальной ставки и первоначального дисконта по Облигации определяется: (а) фиксированной ставкой заменяющей каждую переменную ставку, предусмотренную Облигацией с плавающей процентной ставкой (как правило, значение каждой переменной ставки на дату выпуска или в случае реальной ставки, которая не является соответствующей плавающей ставкой, ставкой, которая отражает разумную доходность по данной Облигации); (б) составлением эквивалентного обязательства для фиксированной ставки (используя заменители фиксированной ставки, описанные выше); (с) величиной соответствующего объявленного процента и первоначального дисконта относительно эквивалентного обязательства для фиксированной ставки (путем применения Общих правил выпуска первоначального Дисконта, описанных в разделе «Первоначальный дисконт»; и (д) внесением соответствующей поправки по фактической переменной ставке в течение соответствующего срока начисления.

Если Облигация с плавающей процентной ставкой предусматривает объявленный процент с одной или более соответствующими плавающими ставками или с соответствующей обратной плавающей ставкой, и, кроме того, предусматривается объявленный процент по одной фиксированной ставке (кроме единичной фиксированной процентной ставки на начальный период), Американский держатель обычно должен определить сумму

процентов и первоначальный Дисконт с использованием метода, описанного в предыдущем абзаце, с тем изменением, что Облигация с плавающей процентной ставкой применяется для целей первых трех шагов определения, как если бы она предусматривала соответствующую плавающую ставку (или соответствующую обратную плавающую ставку, если Облигация предусматривает данную ставку), а не фиксированную ставку. Соответствующая плавающая ставка (или соответствующая обратная плавающая ставка), заменяемая фиксированной ставкой должна быть такой, чтобы справедливая рыночная цена по Облигации на дату выпуска была примерно такой же, как рыночная стоимость идентичных долговых инструментов, предусмотренных для соответствующей плавающей ставке (или соответствующей обратной плавающей ставки), а не фиксированной ставке.

Краткосрочные облигации

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 начисления федерального подоходного налога США по методу начислений, и другие отдельные Американские держатели обязаны начислять дисконт по указанным Краткосрочным облигациям (как обычный доход) на равномерной основе, если только они не решат начислять Дисконт по методу постоянной доходности на основании ежедневного начисления сложного процента. В случае если 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 равномерной основе (если не был выбран метод начисления постоянной доходности) на момент продажи, обмена или погашения. 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 начисления, изложенный в разделе «Вознаграждение, выплачиваемое в иностранной валюте» представленном выше. 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 (облагаемый как обычный доход или убыток), равный размеру разницы между полученной суммой (переведенной в доллары США по спот-курсу, действующему на дату получения) и предыдущей начисленной суммой, вне зависимости от того, была ли фактически сумма выплаты переведена в доллары США.

Облигации, приобретенные с премией

Считается, что, приобретая Облигации на сумму, превышающую сумму всех платежей по Облигации, производимых после даты ее покупки, за исключением соответствующего объявленного вознаграждения, Американский держатель приобретает Облигацию с «амортизируемой премией», равной такому излишку. Американский держатель может амортизировать премию в течение оставшегося срока Облигации по методу постоянной доходности. Если Американский держатель принял данное решение, он должен будет уменьшить сумму, необходимую для включения в ежегодный доход, с учетом процентов по Облигации на сумму амортизируемой премии по облигации, отнесенной на то же время, а также Американский держатель должен будет уменьшить свою базу налогообложения по Облигации на сумму премии, использованной на покрытие соответствующего объявленного процента. Если речь идет об Облигации, выраженной в иностранной валюте или определяемой со ссылкой на иностранную валюту, премия по облигации рассчитывается в единицах иностранной валюты, и уменьшение дохода от вознаграждения за счет амортизируемой премии по облигации тоже производится в иностранной валюте. На момент, когда амортизируемая премия по облигации компенсирует доход от вознаграждения, фактическую прибыль или убыток от курсовой разницы (облагаемые налогом как обычный доход или убыток) определяется с учетом разницы между обменным курсом на тот момент и на момент приобретения Облигаций. Любое решение амортизировать премию по Облигации должно быть применимо ко всем облигациям (кроме тех, вознаграждение по которым исключается из совокупного дохода), находящиеся у Американского держателя на начало налогового года, в отношении которых было принято такое решение, или к облигациям, которые были приобретены Американским держателем позже, при

этом решение является безотзывным без согласия службы по внутреннему налогообложению. При конвертируемом долговом обязательстве амортизация премии ограничивается специальными правилами. Премия по облигации, принадлежащей Американскому держателю, который не принимал вышеуказанное решение, приведет к уменьшению дохода 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 данном 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 соответствующего объявленного вознаграждения, и (ii) сумму какой-либо амортизируемой премии по облигации, используемой для уменьшения вознаграждения по Облигации. Стоимость Облигации в долларах, приобретенной за иностранную валюту, как правило, представляет собой долларовое выражение цены покупки на дату покупки или, если это Облигации, которые продаются на установленном рынке ценных бумаг, как определяется в соответствующих Постановлениях министерства финансов, ведущего налоговый учет по кассовому методу (или Американским держателем, ведущему налоговый учет по методу начислений, который решает как поступать), на дату расчетов по покупке.

Американский держатель учитывает прибыль или убытки от продажи обмена или погашения Облигации в сумме равной разнице между суммой, полученной от продажи или погашения и налоговой базой Облигации. Сумма по Облигациям, не включает сумму, относящуюся к начисленному, но не выплаченному проценту, который облагается налогом в составе процентного дохода, по мере его включения в доход в предыдущих периодах. Сумма, полученная от продажи, обмена или погашения в иностранной валюте, является эквивалентом такой суммы в долларах США на дату продажи или погашения, или, если эти Облигации продаются 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 принимает такое решение), - на день взаиморасчетов по продаже.

Прибыль или убыток, признаваемые от продажи, обмена 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 Облигаций более одного года – долгосрочным доходом от прироста капитала или убытков от вложенного капитала на момент такой продажи. Однако, прибыль или убыток от обмена учитывается только в пределах общего дохода или убытка по сделке. Прибыль или убыток, реализуемый Американским держателем от продажи или погашения Облигации, обычно, является долларовым источником прибыли или убытков. Потенциальные инвесторы должны проконсультироваться со своим налоговым консультантом по поводу особенностей зачета иностранных налогов в случае осуществления такой продажи, обмена или погашения Облигаций.

Продажа обмен или выкуп в иностранной валюте

Налоговая база иностранной валюты, полученная в качестве выплат вознаграждения по Облигации или от продажи, обмена или погашения Облигации, равняется ее стоимости в долларах США на момент получения такого вознаграждения или на момент осуществления такой продажи или погашения. При использовании кассового метода, Американский держатель, который покупает или продает Облигации в иностранной валюте, должен сделать перевод единиц иностранной валюты, выплаченные или полученные, в доллары США по обменному курсу на дату расчетов за покупку или продажу. Соответственно, прибыль или убытки от разницы в курсах не будут иметь место в результате колебания валютных курсов между датой заключения сделки и датой расчетов за покупку или продажу. Если Американский держатель использует метод начислений, он может выбирать такой же режим для всех покупок или продаж Облигаций в иностранной валюте при условии, что Облигации в иностранной валюте обращаются на установленном рынке ценных бумаг. Выбор данного метода не может быть изменен без согласия Службы по внутреннему налогообложению. Любой доход или убыток, реализованный Американским держателем, от продажи или другого отчуждения иностранной валюты (в том числе ее обмен на доллары США или ее использование для покупки Облигаций), в целом, будет считаться обычным доходом или убытком.

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, Облигаций с понижающейся ставкой купона, обратных бивалютных Облигаций с

правом долгосрочного погашения, частично оплаченных Облигаций или других видов Облигаций, которые Эмитент, Доверительный управляющий и какой либо Дилер или Дилеры договорятся выпустить в рамках Программы, описываются в соответствующем Дополнительном проспекте.

Отчетность по сделке, подлежащей регистрации

Согласно отдельным Постановлениям Министерства финансов США, Американские держатели, участвующие в «сделках, подлежащих регистрации» (согласно определению, данному в постановлениях), должны приложить к своим декларациям по федеральному подоходному налогу США заявление о раскрытии информации, подготовленному по Форме 8886. Согласно соответствующим правилам, если Облигации выражены в иностранной валюте, Американский держатель рассматривает убыток от курсовой разницы по Облигациям, в качестве сделки, подлежащей регистрации, если данный убыток превышает указанный в Постановлении порог (50 000 долларов за один налоговый год, если Американский держатель является физическим лицом и больше, если он является не физическим лицом), а также должен раскрыть информацию по своим инвестициям, путем подачи формы 8886 в Службу по внутреннему налогообложению. Штраф в размере 10 000 долларов США выставляется, в случае если нарушителем является физическое лицо, и 50 000 долларов США, во всех остальных случаях, и, как правило, налагается на любого налогоплательщика, который вовремя не предоставил информацию в Службу по внутреннему налогообложению, в соответствии с потерями по сделке, которая подлежит регистрации. Американские держатели должны уточнить у своих налоговых консультантов возможные обстоятельства 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 Облигации иным способом.

Отчетность по иностранным активам

Некоторые Американские держатели, которые являются физическими лицами, обязаны сообщать информацию, касающуюся доходов от Облигаций, за некоторыми исключениями (в том числе за исключениями по Облигациям, хранящимся на счетах, поддерживаемых финансовыми институтами США). Американским держателям настоятельно рекомендуется проконсультироваться со своими налоговыми консультантами относительно своих обязательств по передаче информации, если таковая имеется, относящаяся к владению и размещению Облигаций.

Неамериканские держатели

Согласно действующему в настоящее время закону о федеральном 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 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 выплаты 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 выплата, 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 некorporативными 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 других отдельных лиц).

Платательщик обязан удержать резервный налог, удерживаемый у источника дохода, с выплат по Облигациям, произведенных на территории США или произведенных американским платательщиком, 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, не облагаются резервным налогом, удерживаемым у источника дохода, и не относятся к требованию по предоставлению информации, если держатель предоставит платательщику соответствующее свидетельство, и платательщик не обладает информацией или не имеет основания считать, что такое свидетельство не соответствует действительности. Сумма резервного налога, удерживаемого у источника дохода, составляет 28 процентов.

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 представлена в Службу по внутреннему налогообложению.

Налогообложение в Казахстане

В отношении облигаций, выпущенных KMG Finance

Вознаграждение

По действующему в настоящее время казахстанскому законодательству выплаты основной суммы или вознаграждения о Облигациям, выпущенных KMG Finance 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 (места 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 казахские 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 исключении двойного налогообложения.

Доходы

Доход от прироста стоимости, возникающий у Неказахстанских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, не облагается казахстанским подоходным налогом. Любая прибыль, полученная Казахстанскими держателями в отношении Облигаций, которые входят в официальный список фондовой биржи на дату продажи, действующей на территории Казахстана, и которые 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. С выплат процентов по Гарантии Неказахстанским держателям, зарегистрированных в странах с льготным режимом (например, Кипр, Лихтенштейн, Люксембург, Нигерия, Мальта, Аруба и т.д.), удерживается казахстанский налог с источника по ставке 20 процентов.

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 физических лиц).

В Трестовом договоре и Гарантии Компания соглашается выплатить дополнительные суммы (как указано в Трестовом договоре) в отношении таких удержаний, с учетом отдельных исключений, изложенных в Условии 8

(Налогообложение) Условий выпуска облигаций. Выплаты Компанией Держателю облигаций, имеющему право на льготы по договору об избежании двойного налогообложения с Казахстаном, могут облагаться налогом у источника по льготной ставке.

В отношении Облигаций, выпущенных КМГ

Вознаграждение

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 по Гарантии Неказахстанским держателям, зарегистрированным в странах с льготным режимом (например, 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 с источника не применяется, если на день начисления вознаграждения Облигации не зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана (например, KASE).

Выплаты вознаграждения Казахстанским держателям по Гарантии, кроме физических лиц, казахских инвестиционных фондов и других отдельных лиц (которые освобождаются) могут облагаться налогом у источника по ставке 15 процентов, если на день начисления вознаграждения Облигации зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана (например, KASE).

Доходы

Доход от прироста стоимости, возникающий у Неказахстанских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, облагается налогом с источника по ставке 15 процентов. Налоговое законодательство Казахстана определяет юридическое лицо, которое не является резидентом Казахстана и приобретает ценные бумаги, как налоговый агент для целей удержания налога с источника. Однако не ясно как налоговые инстанции Казахстана будут рассчитывать такой налог, где оплата производится нерезидентом без налогооблагаемого присутствия в Казахстане, а также как они будут взимать любые налоги и/или санкции в отношении таких резидентов. Однако налоговое законодательство Казахстана 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. 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%.

Любые доходы, полученные Неказахстанских держателем, 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 об избежании двойного налогообложения.

Любые доходы, полученные Казахстанскими держателями от Облигаций, которые на день продажи зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана и продаются 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 представить налоговым органам других Стран-участников информацию о назначении платежей по процентам (или аналогичным доходам), произведенных одним лицом в своей юрисдикции другому физическому лицу, являющемуся резидентом другой такой Страны участницы. Однако в переходной 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 информацией 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 и отчуждения Облигаций. Настоящий обзор не ставит целью охватить все возможные аспекты налогообложения и его последствий, 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 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 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 аффилированным лицом.

Корпоративный подоходный налог и индивидуальный подоходный налог

Для резидентов 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 ставкам 2013 года: 20 процентов на доход меньший или равный 200 000 евро; 25 процентов – на доход свыше 200 000 евро).

Если держатель Облигаций является физическим лицом, резидентом Нидерландов или считается таковым для целей голландского корпоративного дохода (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 или считается, что при отчуждении, имеющихся у него Облигаций, облагаются налогом по прогрессирующей ставке (не более 52 процентов), если:

- (i) у держателя имеется предприятие или доля участия в предприятии, к которому относятся Облигации; или
- (ii) считается, что держатель осуществляет деятельность в отношении Облигации, которая выходит за рамки обычного управления активами (“**normal vermogensbeheer**”).

Если вышеуказанные условия не относятся к частному держателю Облигаций, такой держатель будет ежегодно облагаться налогом на номинальный доход в размере 4 процентов от чистой стоимости имеющихся у него Облигаций на начало календарного года по фиксированной ставке 30 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 номинальный налог применяется в отношении частного держателя Облигаций лишь в том случае, когда будут превышены определенные пороговые значения.

Для нерезидентов Нидерландов

Голландское подоходное налогообложение или прирост капитала не применяется в отношении держателя Облигаций, 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 года, 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 имеет доли участия в предприятии в Нидерландах, кроме как в виде ценных бумаг.

Доход держателя Облигации не будет облагаться налогом в Нидерландах только лишь в силу подписания, передачи и (или) принудительного исполнения Облигаций или выполнения КМГ 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, не имеющее голландского гражданства, 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 приведение в исполнение иностранного судебного решения в судах Нидерландов) Облигаций или исполнение Эмитентом обязательств по Облигациям. Также не подлежит уплате в Голландии налог на добавленную стоимость в отношении выплат в счет эмиссии Облигаций, 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 1 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. Например, Статьей 406 Закона о пенсионном обеспечении и статьей 4975 Налогового кодекса США 1986 года с изменениями и дополнениями (далее – Кодекс) запрещаются определенные сделки с участием активов Пенсионных планов (Статья 4975 Кодекса также предусматривает запрет в отношении отдельных планов, которые не попадают под действие положений Главы 1 Закона о пенсионном обеспечении, но которые попадают 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 имеющих определенное отношение к таким Планам, если только такие сделки не подпадают под законодательные или административные исключения.

Будет считаться, что каждый покупатель Облигаций или какого-либо бенефициарного участия в них, а также каждый их получатель, заверяет и соглашается, что на момент покупки и в течение периода владения такими Облигациями или бенефициарного участия в них не является Планом.

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 ЮРИДИЧЕСКИМИ, НАЛОГОВЫМИ, ФИНАНСОВЫМИ 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) в случае, если эти Облигации, регулируемые Положением S – Глобальной Облигацией, депонируемой в и зарегистрированной на имя номинального держателя единого депозитария систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и (ii) в случае, если эти Облигации, регулируемые Правилom 144A – Глобальной Облигацией, одной или более глобальных облигаций, регулируемых Правилom 144A, депонируемых кастодианом и зарегистрированных на имя компании Cede & Co, в качестве 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 нескольким соответствующим 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 Правилom 903 или Правилom 904 Положения S. См. Раздел *«Ограничения по Передаче»*. Владеть бенефициарным участием в в Глобальной Облигации, регулируемой Правилom 144A можно лишь через DTC. См. раздел *«Процедура ведения учета по Глобальным Облигациям»*. Считается, что, приобретая бенефициарное участие в Глобальной Облигации, регулируемой Правилom 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 покупателем (далее КП) и что, если в будущем он решит передать бенефициарное участие, то он будет его передавать в соответствии с процедурами и ограничениями, содержащимися в Агентском Соглашении. См. *«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 Правилom 144A, указанные в Правиле 144A, при этом на Облигациях, регулируемых Правилom 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 была принята в виде участия в Глобальной Облигации, регулируемой Правилom 144A, после такой передачи прекращает быть участием в Глобальной Облигации, регулируемой Положением S, и становится участием в Глобальной Облигации, регулируемой Правилom 144A, и, соответственно, подпадает под действие всех ограничений по передаче и других процедур, применимых к бенефициарному участию в Глобальных Облигациях, регулируемых Правилom 144A Глобальной Ноты на протяжении всего времени, пока он остается таким участием. Любое бенефициарное участие в Глобальной Облигации, регулируемой Правилom 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 Правилom 144A, и становится участием в Глобальной Облигации, регулируемой Положением S, и, соответственно, подпадает под действие всех ограничений по передаче и других процедур, применимых к бенефициарному участию в Глобальных Облигациях, регулируемых Положением S, на протяжении всего времени, пока он 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 бенефициарного участия 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

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, производится 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 будет Financial Times).
- **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 Облигации.** Любой предусмотренный Условиями опцион, на продажу (опцион «пут») может быть исполнен держателем Глобальной Облигации (i), путем направления уведомления в адрес Эмитента в сроки, связанные с хранением Облигаций, изложенные в Условиях, и в такой форме, которую можно получить у любого Платежного агента, Регистратора или любого 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 одновременного передачи Глобальной Облигации на хранение Регистратору или любому Трансфер-агенту в установленном им офисе.

Обмен на документарные облигации

Обмен

Регистрация права собственности на Облигации, первоначально представленные Глобальной Облигацией, регулируемой Правилom 144А, на любое имя, кроме ДТС, или депозитария-преемника, или одного из их кандидатов, не будет разрешено, за исключением тех случаев, если такой депозитарий не уведомит Эмитента, что он больше не желает или не в состоянии выполнять должным образом свои обязанности в качестве депозитария в отношении Глобальной Облигации, регулируемой Правилom 144А или перестает быть "клиринговым агентом", зарегистрированным в соответствии с Законом о Торговле Ценными бумагами США, 1934 г. с поправками, или что он больше не имеет права выступать в качестве такового, и Эмитент не может найти квалифицированного преемника в течение 90 дней с момента получения уведомления о несоответствии депозитария, и Регистратор получает уведомление от зарегистрированного держателя Глобальной Облигации, регулируемой Правилom 144А, с просьбой об обмене определенной суммы Глобальной Облигации, регулируемой правилom 144А 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), будет разрешена 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 деятельность, или (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 Правилom 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 Правилom 144А, должна быть сделана надпись, наносимая при такой передаче в соответствии с Правилom 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 Правилom 144А, с нанесением надписи в соответствии с разделом **«Ограничения по Передаче»**, или по специальному запросу об удалении надписи на Документарной Облигации, регулируемой

Правилем 144А, Эмитент вручает только такие Документарные Облигации, регулируемые правилом 144А, на которых есть указанная надпись, или отказывается исключить такую надпись, в зависимости от обстоятельств, если только Гаранту Компании, KMG Finance и Регистратору не будет предоставлено достаточное доказательств (которое может включать в себя юридическое заключение, которое может быть затребовано Компанией или KMG Finance) того, что ни надпись, ни ограничения по передаче, изложенные в ней, не требуются для обеспечения соблюдения положений Закона о ценных бумагах и Закона об инвестиционных компаниях.

Процедура ведения учета по глобальным Облигациям

В отношении каждой серии Облигаций, подтверждаемой как Глобальной Облигацией, регулируемой Положением S, так и Глобальной Облигацией, регулируемой Правилем 144А, 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. раздел *«Бездокументарное владение – Расчеты и передача облигаций, хранящихся в клиринговых системах»*.

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 бумагами между соответствующими держателями счетов путем внесения учетных записей по счетам участников системы депозитария. Косвенный доступ к системам Euroclear и Clearstream (Люксембург) доступен другим учреждениям, которые осуществляют клиринг или поддерживают кастодиальные отношения с держателями счетов любой из этих систем. Системы Euroclear и Clearstream (Люксембург) предоставляют различные виды услуг, включая хранение, управление, клиринг и расчеты по международной торговле ценными бумагами, а также операции по ссуде и займу ценных бумаг. Клиринговые системы Euroclear и Clearstream (Люксембург) также имеют дело с внутренним рынком ценных бумаг в ряде стран с помощью установленных междепозитарных и кастодиальных отношений. Созданный между Euroclear и Clearstream (Люксембург) междепозитарный мост, через которые их клиенты могут урегулировать сделки друг с другом. Их клиентами являются мировые финансовые институты, включая андеррайтеров, брокеров и дилеров, банков, трастовые компании и клиринговые корпорации. Инвесторы могут владеть своими долями участия в Глобальных облигациях напрямую через системы Euroclear или Clearstream (Люксембург), если они являются владельцами счетов (**далее - «Прямые участники»**) или косвенно (**далее - «Косвенные участники»**), а совместное с Прямыми участниками, **«Участники»**) с помощью организаций, которые являются держателями счетов в этих системах.

DTC

DTC сообщает Эмитенту следующее: DTC является трастовой компанией ограниченного назначения, организованной в соответствии с законодательством штата Нью-Йорк, "банковской организацией" в соответствии с законодательством штата Нью-Йорк, членом Федеральной резервной системы США, "клиринговой корпорацией" в пределах определения этого термина Единым Торговым Кодексом 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 бумагами между своими Участниками путем внесения через электронные компьютеризированные бездокументарных изменений в счета его участников, тем самым устраняя 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, прямо или косвенно.

Инвесторы могут иметь участие в Глобальных Облигациях, регулируемых Правилем 144А, напрямую через DTC, если они являются Прямыми участниками системы DTC, или, если это Косвенные участники через организации, которые являются прямыми участниками в такой системе.

DTC сообщает Эмитенту, что держателям Облигаций не разрешено будет предпринимать никаких действий только по указанию одного или более Прямых Участников и только в отношении такой части совокупной основной суммы соответствующих Глобальных Облигаций, регулируемых Правилем 144А, в отношении которой было дано указание таким участником или Участниками. Тем не менее, при обстоятельствах, описанных в разделе *«Обмен на Документарные облигации»*, DTC передаст соответствующие Глобальные облигации, регулируемые Правилем 144А в обмен на отдельные Глобальные Облигации, регулируемые Правилем 144А, (на которые будут нанесены надписи, наносимые при передаче в соответствии с условиями Правила 144А).

Бездокументарное владение

Системы Euroclear и Clearstream (Люксембург)

Глобальные Облигации, представляющие Облигации, регулируемые Положением S любой серии должны иметь Международный идентификационный номер акции (ISIN) и Единый Код, и такие Облигации регистрируются на имя номинального держателя систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), и депонируются в единый депозитарий от имени этих систем.

DTC

Глобальные Облигации, представляющие Облигации, регулируемые Правилем 144А, любой серии должны иметь код CUSIP, если не оговорено иное, и будут депонированы и зарегистрированы на имя компании Cede & Co, в качестве номинального держателя 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, Clearstream (Люксембург) или DTC в качестве держателя Облигации, подтверждаемой Глобальной Облигацией, должно обращаться исключительно к системам Euroclear, Clearstream (Люксембург) или DTC (в зависимости от обстоятельств) с целью получения доли в каждом платеже, вносимом соответствующим Эмитентом держателю такой Глобальной Облигации, и в отношении любых других прав, возникающих из Глобальной Облигации, при условии соблюдения соответствующих правил и процедур, установленных системой Euroclear, Clearstream (Люксембург) или DTC (в зависимости от обстоятельств, которые могут быть). Соответствующий Эмитент ожидает, что после получения любых платежей по Облигации, подтверждаемой Глобальной Облигацией, единый депозитарий, в котором хранится такая Облигация, или номинальный держатель, на чье имя она зарегистрирована, немедленно начисляет на счета соответствующих участников или держателей счетов в соответствующей клиринговой системе платежи на сумму, пропорциональную их соответствующему бенефициарному участию в основной сумме соответствующей Глобальной Облигации, как указано в учетной документации соответствующей клиринговой системы или ее назначенного лица. Соответствующий Эмитент также рассчитывает на то, что выплаты, произведенные Прямыми участниками любой клиринговой системы в пользу владельцев бенефициарного участия в любой Глобальной Облигации, удерживаемой в клиринговой системе через таких Прямых участников, будут регулироваться постоянно действующими инструкциями и общепринятой практикой. За исключением вышеизложенного, эти лица не имеют права предъявлять претензии напрямую соответствующему Эмитенту, или, если это применимо, Компании, в отношении выплат, причитающихся по Облигациям в течение всего времени пока Облигации подтверждаются Глобальной Облигацией, и обязательства соответствующего Эмитента будут считаться выполненными в момент выплаты, произведенной зарегистрированному держателю, в зависимости от обстоятельств, такой Глобальной Облигации в отношении каждой суммы, уплаченной таким образом. Ни KMG Finance, ни Компания, ни Доверительный управляющий или любой Агент не будут иметь никаких обязательств или ответственности 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 любых записей, относящихся к такой доле участия.

Расчеты и передача участия в Облигациях, хранящихся в клиринговых системах

В соответствии с правилами и процедурами каждой применимой клиринговой системы, покупка Облигаций, хранящихся в клиринговой системе, должна быть осуществлена Прямыми участниками или через Прямых участников, при этом такие Облигации будут зачислены на счета Прямых участников в учетных записях клиринговой системы. При этом доля участия каждого фактического покупателя каждой такой Облигации (далее - «**Бенефициарный Собственник**») в свою очередь будет записан в учетных записях Прямых и Косвенных участников. Бенефициарные собственники не получают от клиринговой системы письменное подтверждение о совершенной ими сделке, но ожидается, что основные собственники получат письменное подтверждение с указанием подробностей сделки, а также периодические выписки об остатках ценных бумаг от Прямых или Косвенных участников, через которых такой бенефициарный собственник заключил сделку.

Передача доли участия в Облигациях, находящихся в клиринговых системах, будет осуществляться путем учетной записи по счету Участников, действующих от имени Бенефициарных собственников. При этом Бенефициарные собственники не получают сертификаты, подтверждающие их долю участия в таких Облигациях, за исключением тех случаев и до тех пор, пока участие в Глобальной Облигации, находящейся в клиринговой системе, не будет заменено на Документарные Облигации.

Ни одна клиринговая система не знает фактических Бенефициарных владельцев Облигаций, находящихся в рамках такой системы клиринга, и учетные записи по ним будут отражать только личность Прямых участников, на чьи счета зачисляются эти Облигации, и которые могут являться или не являться бенефициарными собственниками. Участники будут продолжать нести ответственность за ведение учета своих владений от имени своих клиентов. Процедура направления уведомлений и других сообщений клиринговыми системами в адрес Прямых участников, Прямыми участниками в адрес Косвенных участников, и Прямыми и Косвенными участниками в адрес бенефициарных собственников будут регулироваться согласно достигнутой договоренности между ними, при условии соблюдения действующих на тот момент законодательных или нормативных требований, которые могут возникать время от времени.

Законодательством некоторых стран может предусматриваться необходимость физической доставки ценных бумаг в определенной форме конкретными лицами. Следовательно, возможность передачи участия в Глобальной Облигации таким лицам может быть ограничена. Поскольку DTC может действовать только от имени Прямых участников, которые, в свою очередь, действуют от имени Косвенных участников, возможности лица, имеющего участие в Глобальной Облигации, регулируемой Правилом 144А, передать свое участие в залог физическим или юридическим лицам, которые не участвуют в DTC, или предпринимать какие-либо иные действия в отношении такого участия, могут быть ограничены отсутствием физического сертификата, подтверждающего данное участие.

Торги между участниками Euroclear и/или Clearstream (Люксембург)

Продажи на вторичном рынке бездокументарного участия в Облигациях, хранящихся на счетах в системах Euroclear или Clearstream, Люксембург покупателям бездокументарных процентов в Облигациях, удерживаемых через Euroclear или Clearstream (Люксембург), будут проводиться в соответствии с обычными правилами и регламентом систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), а расчеты по ним будут устанавливаться с помощью процедур, применимых к обычным еврооблигациям.

Торги между участниками DTC

Продажи бездокументарного участия в Облигациях на вторичном рынке между участниками DTC будут происходить в обычном порядке в соответствии с правилами DTC, а расчеты по ним будут устанавливаться с помощью процедур, применимых к американским корпоративным долговым обязательствам в расчетной системе DTC «день в день», если платеж осуществляется в долларах США, или бесплатно, если платеж не осуществляется в долларах США. В случае если оплата не производится в долларах США, необходимо организовать другой платеж за пределами DTC между участниками DTC.

Торги между продавцом DTC и покупателем Euroclear/Clearstream (Люксембург)

Когда бездокументарное участие в Облигациях должно быть переведено со счета участника DTC, владеющего бенефициарным участием в Глобальной Облигации, регулируемой Правилом 144А, и зачислено на счет держателя счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург), желающего приобрести право на бенефициарное участие в Глобальной Облигации, регулируемой Положением S (при условии соблюдения процедуры сертификации, предусмотренной в Агентском соглашении), участник DTC направляет инструкции по поставке соответствующему держателю счета Euroclear или Clearstream (Люксембург) до 12:00 часов дня по Нью-Йоркскому времени, в день расчета. Должны быть заключены отдельные договоренности о производстве расчетов между участником DTC и соответствующим держателем счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург). В день платежа, кастодиан Глобальной Облигации, регулируемой Правилом 144А, дает распоряжение Регистратору (i) уменьшить объем Облигаций, зарегистрированных на имя Cede & Co и подтверждаемых Глобальной Облигацией, регулируемой Правилом 144А, соответствующего класса и (ii) увеличить количество Облигаций, зарегистрированных на имя номинального держателя общего депозитария для систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и подтвержденных Глобальными Облигациями, регулируемыми Положением S. Бездокументарное участие будет доставлено 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 днем оплаты.

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 право на бенефициарное участие в Глобальной Облигации, регулируемой Правилом 144А (при условии соблюдения процедуры сертификации, предусмотренной в Агентском соглашении), участник Euroclear или Clearstream (Люксембург) должен направить распоряжение в Euroclear или Clearstream (Люксембург) о совершении доставки без оплаты к 7:45

вечера, по времени Брюсселя или Люксембурга за один рабочий день до дня оплаты. В свою очередь Euroclear или Clearstream, Люксембург, в зависимости от обстоятельств, направит соответствующие инструкции единому депозитарию систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и Регистратору для осуществления доставки участнику DTC в расчетный день. Рекомендуется заключить отдельные договоренности об оплате между участником DTC и соответствующим владельцем счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург), в зависимости от обстоятельств. В день платежа, единый депозитарий систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) (а) передаст соответствующие инструкции кастодиану Глобальной Облигации, регулируемые Правилom 144А, который, в свою очередь, предоставит такое бездокументарное участие в Облигации без оплаты на соответствующий счет участника DTC и (б) 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 Правилom 144А.

Хотя Euroclear, Clearstream (Люксембург) и DTC договорились о вышеизложенных процедурах в целях обеспечения перевода бенефициарного участия в Глобальных Облигациях между участниками и держателями счетов в Euroclear, Clearstream (Люксембург) и DTC, они не обязаны выполнять или продолжать выполнять такие процедуры, и такие процедуры могут быть прекращены в любое время. Ни один из соответствующих Эмитентов, Доверительный управляющий или любой Агент не будет нести ответственности за исполнение системами Euroclear, Clearstream (Люксембург) или DTC или их соответствующими Прямыми или Косвенными участниками своих обязательств в соответствии с правилами и процедурами, регулирующими их деятельность.

Предварительное урегулирование сделки продажи

Ожидается, что доставка Облигаций должна осуществляться против оплаты к дате завершения, что может составлять более трех рабочих дней со дня установления цены. В соответствии с правилом 15сб л Закона о фондовых биржах, расчеты по торговым сделкам на вторичном рынке Соединенных Штатов, как правило, должны быть завершены в течение трех рабочих дней (Т +3), если стороны такой торговли прямо не договорились об ином. Соответственно, покупатели, желающие произвести торговые сделки по Облигациям в США, в день установления цены или на следующий за ним рабочий день в течение трех дней до соответствующей даты завершения, должны будут, в силу того, что расчет по Облигациям, первоначально будет сделан за пределами схемы Т + 3, указать альтернативную схему оплаты на момент совершения такой торговой сделки, чтобы избежать неосуществления расчетов. Порядок расчетов в других странах может отличаться. На покупателей Облигаций могут повлиять такие местные практики расчетов, и покупатели облигаций между соответствующими датами ценообразования и соответствующими датами закрытия должны проконсультироваться со своими консультантами.

ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ПЕРЕДАЧЕ

Облигации, регулируемые Правилom 144А

Каждый покупатель бенефициарного участия в Глобальной Облигации, регулируемой Правилom 144А, принимая доставку настоящего Базового Проспекта и Облигаций, считается заявившим, согласившимся и подтвердившим, что:

- (1) Он (а) 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 неаффилированных эмитентов, (с) не является структурой, реализующей план наделения работников ценными бумагами по их выбору, подобный плану 401(k) (d) приобретает такие Облигации на свой собственный счет или на счет одного или нескольких КИП, каждый из которых также представляет собой КП, (е) не сформирован в целях инвестирования в Облигации Эмитента, и (f) осведомлен, и каждому бенефициарному собственнику было сообщено, что продажа таких Облигаций ему производится на основании Правилa 144А.
- (2) Он (а) вместе с каждым лицом, от имени которого он производит покупку, будет владеть и передавать бенефициарное участие на Облигацию, регулируемую Правилom 144А, в размере основной суммы не менее 200 000 долларов США и (b) предоставит любым последующим покупателям уведомление об этих ограничениях по передаче. Кроме того, он понимает, что Эмитент может получить перечень участников, владеющих позициями по его ценным бумагам, от одного или нескольких бездокументарных депозитариев.
- (3) Он понимает, что облигации, регулируемые Правилom 144А, не были и не будут зарегистрированы согласно Закону о ценных бумагах и не могут быть предложены, проданы, заложены или иным образом переданы, кроме как (а) в соответствии с Правилom 144А лицу, которое он и любое лицо, действующее от его имени, обоснованно считают КИП, который также представляет собой КП, приобретающее такие Облигации от своего собственного имени или от имени одного или нескольких КИП, каждый из которых представляет собой КП, где каждое такое лицо приобретает Облигации, регулируемые Правилom 144А, на основную сумму не менее 200 000 долларов США или (b) не гражданину США в оффшорной сделке в соответствии с Правилom 903 или Правилom 904 Положения S, в каждом случае в соответствии с любыми применимыми законами любого штата Соединенных Штатов Америки о ценных бумагах.
- (4) Он понимает, что соответствующий Эмитент вправе в обязательном порядке потребовать от любого бенефициарного собственника Облигаций, регулируемых Правилom 144А, являющегося гражданином США и не являющегося КИП и КП, продать свое участие в Облигациях, регулируемых Правилom 144А, или может продать такое участие от имени такого собственника. Соответствующий Эмитент вправе отказаться от учета передачи участия в Облигациях, регулируемых Правилom 144А, гражданину США, не являющемуся КИП и КП.
- (5) Он понимает, что приобретение и владение им Облигациями, регулируемыми Правилom 144А, представляет собой заверение и согласие с его стороны о том, что на момент приобретения и на протяжении всего периода владения такими Облигациями или любыми долями в них, он не является и не станет (и не является и не будет считаться для целей закона о пенсионном обеспечении или Раздела 4975 Кодекса) пенсионным планом работников, подлежащих пенсионному обеспечению или другим планом, на который распространяется действие Раздела 4975 Кодекса.
- (6) Он понимает, что на Облигации, регулируемые Правилom 144А (и любые отдельные Сертификаты Облигаций, выпущенные в их отношении), если иное не согласовано между соответствующим Эмитентом и Доверительным управляющим в соответствии с применимым правом, будет нанесена надпись следующего содержания:

НАСТОЯЩАЯ ОБЛИГАЦИЯ [И ГАРАНТИЯ В ОТНОШЕНИИ ОБЛИГАЦИИ] НЕ БЫЛА И НЕ БУДЕТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНА СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ США 1933 Г., С ИЗМЕНЕНИЯМИ И ДОПОЛНЕНИЯМИ (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 144А В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ (ДАЛЕЕ “**ПРАВИЛО 144А**”) 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 ТАКЖЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ (ДАЛЕЕ - “**КВАЛИФИЦИРОВАННЫЙ ПОКУПАТЕЛЬ**”) В ЗНАЧЕНИИ РАЗДЕЛА 2(a)(51) ЗАКОНА США ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ 1940 Г., С ИЗМЕНЕНИЯМИ И ДОПОЛНЕНИЯМИ (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 200 000 ДОЛЛАРОВ США, ИЛИ (2) ЛИЦАМ, НЕ ЯВЛЯЮЩИМСЯ ГРАЖДАНАМИ США В ОФШОРНОЙ 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 ПОКУПАТЕЛЯ О ВЫШЕУКАЗАННЫХ ОГРАНИЧЕНИЯХ ПЕРЕПРОДАЖИ. ПЕРЕДАЧА В НАРУШЕНИЕ ВЫШЕУКАЗАННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НЕ БУДЕТ ИМЕТЬ СИЛЫ, БУДЕТ ИЗНАЧАЛЬНО НИЧТОЖНОЙ И НЕ БУДЕТ ЯВЛЯТЬСЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОЙ ПЕРЕДАЧЕЙ ПОКУПАТЕЛЮ 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 НЕАФФИЛИРОВАННЫХ ЭМИТЕНТОВ; (3) НЕ ЯВЛЯЕТСЯ СТРУКТУРОЙ, РЕАЛИЗУЮЩЕЙ ПЛАН НАДЕЛЕНИЯ РАБОТНИКОВ ЦЕННЫМИ БУМАГАМИ ПО ИХ ВЫБОРУ, ПОДОБНЫЙ ПЛАНУ 401(К); (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 ОСНОВНУЮ СУММУ ОБЛИГАЦИЙ, РЕГУЛИРУЕМЫХ ПРАВИЛОМ 144А, В РАЗМЕРЕ НЕ МЕНЕЕ 200 000 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. БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК 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 (А) 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 НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ 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 (В) ПОТРЕБОВАТЬ, ЧТОБЫ БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК ПРОДАЛ СВОЮ ДОЛЮ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЭМИТЕНТУ ИЛИ АФФИЛИРОВАННОМУ 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% 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 ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫМ 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 (НЕ ЯВЛЯЕТСЯ И НЕ БУДЕТ ЯВЛЯТЬСЯ ИНВЕСТОРом В РАМКАХ ЗАКОНА О ПЕНСИОННОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ РАБОТНИКОВ 1974 Г. («ERISA») ИЛИ РАЗДЕЛА 4975 НАЛОГОВОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА США 1986 Г. («КОДЕКС») ДЛЯ ПЛАНА ЛЬГОТ ДЛЯ РАБОТНИКОВ, НА КОТОРЫЙ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ERISA ИЛИ ДРУГОЙ ПЛАН, НА КОТОРЫЙ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ РАЗДЕЛ 4975 КОДЕКСА.

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 Компания, KMG Finance, Регистратор, Дилеры и их аффилированные 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 Правилom 144A, перестанет соответствовать действительно, он незамедлительно известит об этом Компанию, KMG Finance и 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 исключительно 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 Правилom 144A, будут подтверждаться одной или более Глобальными Облигациями согласно Правилу. Прежде чем какую-либо долю участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, можно будет предложить, продать, заложить или иным образом передать лицу, принимающему ее в форме доли участия в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, он будет обязан предоставить агенту по передаче письменное свидетельство (по форме, предусмотренной в Агентском соглашении) о соблюдении применимых законов в 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 Правилom 144A.

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 являться на момент приобретения 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 аффилированным лицом Эмитента или лицом, действующим от имени такого аффилированного 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 Правилom 144A лицу, которое он и любое лицо, действующее от его имени, обоснованно считают КИП, которое также представляет собой КП, где каждое такое лицо приобретает Облигации, регулируемые Правилom 144A, на основную сумму не менее 200 000 долларов США или (b) не гражданину США в оффшорной зоне в соответствии с Правилom 903 или Правилom 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 одной или несколькими Глобальными облигациями, регулируемыми 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 Правилom 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, KMG Finance, Регистратор, Дилеры и их аффилированные 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, KMG 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 согласие с его стороны о том, что на момент приобретения и на протяжении всего периода владения такими Облигациями или любыми долями в них, он не является и не будет являться (и не считается и не будет считаться в рамках раздела 4975 налогового законодательства) государственным пенсионным планом для работников, на который распространяется действие **ERISA**, или другим планом, на который распространяется действие раздела 4975 Кодекса.

ПОДПИСКА И ПРОДАЖА

Облигации могут периодически продаваться соответствующим Эмитентом в пользу одной или нескольких из следующих компаний: «ООО Barclays Bank», «АО Halyk Finance», «Merrill Lynch International», «АО Visor Capital» («Совместные организаторы») и любым другим дилерам, указанным по условиям Дилерского соглашения (как определено ниже). Договоренности, согласно которым Облигации могут периодически согласовываться к продаже соответствующим Эмитентом Дилерам и покупке Дилерами, изложены в Дилерском соглашении от 1 ноября 2010 с дальнейшими дополнениями, изменениями или в дополнительном Дилерском соглашении от 15 Апреля 2013, , который далее может быть дополнен, изменен или периодически переутвержден (далее «Дилерское соглашение»), заключенном между Компанией, KMG Finance, Совместными организаторами 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 KMG 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.

Каждый Дилер и его соответствующие аффилированные лица могли и могут в будущем выполнять различные финансовые консультационные, инвестиционные банковские и коммерческие банковские услуги, и могут организовать непубличное рыночное финансирование, и заключать сделки с производными ценными бумагами с Компанией, KMG Finance или любыми из их дочерних организаций и аффилированных лиц. Они получили или получают в будущем обычные комиссионные для этих операций.

Кроме того, в процессе своей деятельности, Дилеры и их аффилированные лица могут сделать или провести широкий спектр инвестиций и активно торговать долговыми и долевыми ценными бумагами (или связанными с ними производными ценными бумагами) и финансовыми инструментами (в том числе банковскими кредитами) для собственных счетов и для счетов своих клиентов. Такие инвестиции и операции с ценными бумагами могут включать в себя ценные бумаги или инструменты Компании, KMG Finance или любой из их дочерних компаний и аффилированных лиц. Некоторые из Дилеров и их аффилированных лиц имеют кредитные отношения с Компанией, KMG Finance, и некоторые их дочерние компании и аффилированные лица в этом отношении регулярно хеджируют свои кредитные риски к этим лицам в соответствии с их обычной политикой управления рисками. Как правило, такие дилеры и их аффилированные лица хеджируют такие риски путем заключения сделок, которые заключают в себе либо покупку кредитных дефолтных свопов, либо создание коротких позиций в ценных бумагах, выпущенных Компанией, KMG Finance и некоторыми их дочерними компаниями или аффилированными лицами, в том числе, возможно, Облигаций, выпущенных в рамках Программы. Любые такие короткие позиции могут негативно повлиять на будущие продажные цены Облигаций. Дилеры и их аффилированные лица также вправе давать рекомендации по инвестициям, публиковать или выражать независимые результаты исследований в отношении таких ценных бумаг или финансовых инструментов, и может проводить, или рекомендовать клиентам приобретение длинных или коротких позиций в таких ценных бумагах и инструментах.

Соединенные Штаты Америки

Облигации и Гарантия 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, (а) в качестве части их распределения в любое время или (b) иным образом до истечения 40 дней после завершения распределений Облигаций, представляющего собой соответствующий Транш, как удостоверено Основному платежному агенту или соответствующему Эмитенту, если соответствующий Эмитент является KMG Finance, Компанией таким Дилером (или, в случае продажи Транша Облигаций нескольким Дилерам или через несколько 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 144А) 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 аффилированными лицами в США, организовывать предложение и перепродажу Облигаций на территории Соединенных Штатов Америки только в пользу КИП, которые представляют собой КП, на основании Правила 144А.

Кроме того, до истечения 40 дней после начала предложения Облигаций, представляющих любой Гранш, любое предложение или продажа Облигаций на территории Соединенных Штатов Америки любым Дилером (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 Правилем 144А.

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 предела 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 и согласился, 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 прямо или косвенно из Нидерландов и в Нидерландах только при посредничестве либо KMG Finance, либо члена Euronext Amsterdam с соблюдением положений Закона Нидерландов о сберегательных сертификатах и положениями о его приведении в исполнение (включая регистрационные требования), при условии, что такое 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.

Российская Федерация

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 Российской Федерации, кроме как в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Швейцария

Каждый дилер предоставил следующие заверения и согласился:

Настоящий Базовый проспект не является предложением или просьбой купить или инвестировать в указанные здесь Облигации. Облигации не могут быть публично предложены, проданы или изложены, прямо или косвенно, в Швейцарию или из нее, и не будут состоять в листинге на SIX Swiss Exchange или на любой другой бирже или в регулируемой системе торгов в Швейцарии. Ни настоящий Базовый Проспект, ни любые предложения или рекламные материалы, относящиеся к Облигациям, не является проспектом в том смысле, в котором этот термин понимается в соответствии со статьей 652а или статьей 1156 Швейцарского кодекса обязательств или проспекта ценных бумаг, в смысле правил ценных бумаг SIX Swiss Exchange, или любого другого регулируемого объекта в Швейцарии или упрощенным проспектом, или таким проспектом, который определен в швейцарском Законе о коллективных инвестиционных схемах, и ни настоящий Базовый Проспект, ни любое другое предложение или маркетинговые материалы, касающиеся Облигаций, не могут публично распространяться или являться общедоступными в Швейцарии.

Ни настоящий Базовый Проспект, ни любое другое предложение или маркетинговый материал, относящийся к предложению, ни Эмитент, ни Облигации, не были или не будут зарегистрированы или одобрены Швейцарским регулирующим органом. Облигации не подлежат регулированию со стороны любого швейцарского регулирующего органа, например, швейцарского финансового рынка надзора FINMA, и инвесторы в Облигации не будут обладать привилегиями защиты или надзора таких органов.

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 в Окончательных условиях, издаваемых в отношении выпуска Облигаций, которых оно касается, или в дополнении к настоящему Базовому проспекту.

Ни в одной 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 все соответствующие законы, положения и директивы в каждой юрисдикции, в которой он покупает, предлагает, продает или доставляет Облигации, или владеет, или распространяет этот Базовый Проспект или любой комплект окончательных условий и ни Компания, ни KMG Finance 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 в рамках Программы в отношении Облигаций, которые будут выпущены в рамках Программы в течение 12-месячного периода с даты выпуска настоящего Базового проспекта, ожидается 17 апреля 2013 г..

Кроме того, если иное не согласовано с соответствующим Дилером (-ами) и не предусмотрено в Окончательных условиях, Компания может использовать разумные средства для включения всех Облигаций, выпущенных Компанией в рамках Программы, в категорию «имеющих рейтинг долговых ценных бумаг» (высшую категорию), категорию сектора «Долговых ценных бумаг» официального списка KASE, начиная с (и включая) дату выпуска. Компания также может использовать разумные средства для включения Облигаций, выпущенных KMG Finance в список KASE. Никакие Облигации, выпущенные Компанией, не могут быть выпущены или размещены без предварительного согласования с FMSC.

2. Учреждение Программы было одобрено должным образом, принятым решением совета директоров KMG Finance 25 марта 2008 г. И должным образом, принятым решением Совета директоров Компании 4 марта 2008. Увеличение размера Программы было одобрено должным образом, принятым решением совета директоров KMG Finance 24 июня 2009 г. И должным образом принятым решением Совета директоров Компании 23 июня 2009. Дальнейшее увеличение размеров Программы было одобрено решением Совета директоров KMG Finance 18 февраля 2010 г. И решением Совета директоров Компании 14 апреля 2010 г. Дальнейшее увеличение Программы было одобрено решением Совета директоров 11 апреля 2013 г. и решением Совета директоров Компании от 13 марта 2013. Компания и KMG 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 международный идентификационный код ценной бумаги и (если применимо) код 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 KMG Finance не намерены предоставлять какую-либо информацию после выпуска в отношении каких-либо выпусков Облигаций.
5. После 31 декабря 2012 года не происходило никаких существенных неблагоприятных изменений в перспективах Компании и ее консолидированных дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний в целом, и после 31 декабря 2012 года не происходило никаких значительных изменений в финансовом или коммерческом положениях Компании и ее консолидированных дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных организаций, взятых в целом. Не происходило никаких существенных неблагоприятных изменений ни в перспективах KMG Finance после 31 декабря 2012 года, как не происходило никаких значительных изменений в финансовом или коммерческом положениях KMG Finance после 31 декабря 2012 года.
6. Независимые аудиторы Компании – ТОО Ernst & Young, действующие в качестве аудиторов в соответствии с лицензией № 0000003 от 15 июля 2005 г., выданной Министерством финансов Республики Казахстан. ТОО Ernst & Young являются членами Палаты аудиторов Казахстана, профессионального органа, осуществляющего надзор над аудиторскими фирмами в Казахстане. Финансовая отчетность Компании подготовлена в соответствии с МСФО. Финансовая отчетность Компании на каждый год после 31 декабря 2012 и 31 декабря 2011 была аудирована ТОО Ernst & Young, которое издало отчет об этом без оговорок. Юридический адрес ТОО Ernst & Young: Казахстан, Алматы 050060, пр-т Аль-фараби 77/7, «Есентай Тауэр».

7. 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 рабочего времени в указанном офисе Платежного агента, а именно:

- Учредительные документы Компании и KMG Finance;
- Годовой отчет и отчетность Компании на финансовые года, заканчивающиеся 31 декабря 2012 и 2011, включая, в каждом случае, аудиторский отчет на такие счета;
- Наиболее последний общедоступный годовой отчет и отчетность Компании, подготовленные в соответствии с МСФО (публикуемые на ежегодной основе);
- Агентское соглашение;
- Тростовый договор (содержащий формы Облигаций в глобальной и документарной форме);
- Процедурный меморандум;
- Дилерское соглашение;
- Любые Окончательные условия, касающиеся Облигаций; и
- Копия настоящего Базового Проспекта вместе с любыми дополнениями к настоящему Базовому проспекту, или последующий базовый проспект и любые документы, включенные в них посредством ссылки.

Кроме этого, Базовый Проспект вместе с любыми дополнениями к этому Базовому Проспекту будут опубликованы на сайте Службы новостей, управляемой Лондонской фондовой биржей на <http://www.londonstockexchange.com/exchange/news/market-news/market-news-home.html>.

ПРИЛОЖЕНИЕ I - ГЛОССАРИЙ ЧАСТО ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ

«**Финансовая отчетность за 2011 год**» означает консолидированную финансовую отчетность Компании за 2011 календарный год по состоянию на 31 декабря 2011 года;

«**Финансовая отчетность за 2012 год**» означает консолидированную финансовую отчетность Компании за 2012 календарный год по состоянию на 31 декабря 2012 года;

«**Запасы категорий А+В+С1**» означает запасы сырой нефти и газа, классифицированные по казахстанской методологии как запасы категорий А, В и С1. См. раздел «Нефтегазовая промышленность Казахстана - Классификация запасов».

«**Агентское соглашение**» означает агентское соглашение между РД КМГ и КМГ RM в отношении продажи сырой нефти РД КМГ (ежегодно перезаключаемое на новый срок согласно казахстанскому законодательству о государственных закупках);

«**АГП**» означает ТОО «Азиатский газопровод»;

«**Аркагаз**» означает ООО Аркагаз;

«**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»;

«**Айзир**» означает Aysir Turizm ve Inshaat AS;

«**BSGP**» означает ТОО Газопровод Бейнеу-Шымкент;

«**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;

«**CITIC**» означает компанию «СИТИК Ресурсез Холдинг Лимитед» (CITIC Resources Holding Limited);

«**CNODC**» означает компанию «Чайна Нэшнл Ойл энд Газ Эксплорейшн энд ДевелоРМент Корпорейшн» (China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation);

«**CNPCE&D**» означает компанию «CNPC Экплорейшн энд ДевелоРМент Корпорейшн Лтд.» (CPNC Exploration and Development Company Ltd);

«**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;

«**Запасы Компании категорий А+В+С1**» означает совместно Запасы категорий А+В+С1 сырой нефти и газа Компании и ее дочерних организаций, и пропорциональную долю Компании и дочерних организаций Компании в Запасах категорий А+В+С1 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.

«**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;

«**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;

«**ЕИА**» означает Управление информации по энергетике США;

«**ЭМГ**» означает «ЭмбаМунайГаз» - добывающее подразделение 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;

«**FGP**» означает проект расширения будущего поколения ТШО;

«**Закон о газе**» означает закон Республики Казахстан «О газе и снабжении газом» (№ 532-IV) от 9 января 2012 г.;

«**Государство**» или «**Правительство**» означает государство или правительство Казахстана;

«**Преимущественные права Государства**» означает преимущественное право Государства на приобретение прав недропользования в проектах недропользования 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;

«**МВФ**» означает Международный валютный фонд;

«**Кредитная линия ING**» означает соглашение о синдицированном кредите на 1 миллиард долларов США, заключенное между KMG Finance и некоторыми международными банками, в том числе ING Bank N.V., выступающим в качестве агента;

«**Эмитент**» означает KMG Finance или, как указано в Окончательных условиях», АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»;

«**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» (Kazakhstan Pipelines Ventures LLC);

«**Казгермунай**» означает ТОО «СП «Казгермунай»;

«**КазМунайТениз**» означает АО «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз»;

«**КазРосГаз**» означает ТОО «СП «КазРосГаз»;

«**ТКК**» означает ТОО «СП «Трубопровод Казахстан-Китай»;

«**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;

«KMG РКОР» означает KazMunaiGaz РКОР Investment B.V.;

«КРО» означает Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.;

«КМГ RM» означает АО «КазМунайГаз Переработка и Маркетинг»;

«KНОС» означает компанию «Корейн Нэшнл Ойл Консорциум» (Korean National Oil Consortium);

«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;

«МЭМР» означает Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан;

«МООС» означает Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан;

«MIBV» означает Mangistau Investments B.V.;

«МПНТ» означает Министерство Промышленности и Новых Технологий Казахстана, которое в настоящий момент является правопреемником контролирующих полномочий МЭМР, и, соответственно, полномочным органом в секторе 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 также уполномоченным органом в сфере нефти и газа;

«Mubadala» означает ООО Mubadala Development Company (Нефтегазовый участок N, Казахстан);

«МунайТас» означает АО «СП «Северо-западная трубопроводная компания «МунайТас»;

«Агентство естественных монополий» означает Агентство Республики Казахстан по регулированию естественных монополий;

«НБРК» означает Национальный банк Казахстана;

«Участок Н» означает Участок Нурсултан;

«Проект Участок Н» означает проект для исследования и развития на Участке Нурсултан;

«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 KMG 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;

«**ОМГ**» означает ОАО ОзенМунайГаз;

«**Месторождения ОМГ**» означает месторождения, разрабатываемые ОАО ОзенМунайГаз;

«**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 «Rompetrol Rafinare»;

«**РКБ**» означает компанию «ПетроКазахстан Инк.» (PetroKazakhstan Inc.);

«**ПККР**» означает АО «ПетроКазахстан Кумколь Рисорсиз» («PetroKazakhstan Kumkol Resources»);

«**Platts**» означает компанию «Платте» (Platts), подразделение компании «МаcГро Хилл Компаниz, Инк.» (The McGraw Hill Companies, 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 10 500 000 000 (10 млрд. 500 млн.) долларов США, согласно которой KMG Finance и КМГ вправе периодически выпускать Облигации, подпадающие, в случае выпуска KMG Finance, под безусловную и безотзывную гарантию КМГ, на общую сумму (в целом) до 10,500,000,000 долларов;

«**СРП**» означает соглашения о разделе продукции;

«**Соглашение о взаимоотношениях**» означает соглашение, заключенное между Компанией и РД КМГ от 8 сентября 2006 года;

«**Ромпетрол**» или «**Ромпетрол Group**» означает компанию «Ромпетрол Груп Эн. Ви.» (The Rompetrol Group N.V.);

«**Самрук-Казына**» означает АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына»;

«**СБС**» означает ТОО Сапа Барлау Сервис («Sapa Barlau Service LLP»);

«**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;

«**Правила С-К**» означает Правила проведения приобретения товаров, работ и услуг обществом Самрук-Казына и органами 50 и более процентов акций с правом голоса (долевых частей), которыми прямо или косвенно владеет АО Самрук-Казына на основе Права обладания или Доверительного управления, принятого резолюцией № 80 совета директоров Самрук-Казына от 26 мая 2012 года;

«**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;

«**Соглашение о недропользовании**» означает лицензию на добычу и разведку и/или контракт на недропользование (после 1999 года операции по недропользованию выполняются только на основе контрактов), в отношении работ в береговой зоне, или соглашение о разделе продукции, в отношении работ в шельфовой зоне;

«ТШО» означает ТОО «СП «Тенгизшевройл»;

«Тенге» означает валюту Республики Казахстан;

«Закон о коллекторном трубопроводе» означает Закон Республики Казахстан «О коллекторных трубопроводах» (№ 20-V) от 22 июня 2012 года.

«Трубопровод УАС» означает трубопровод Узень-Атырау-Самара;

«УГЛ» означает «Урал Груп Лимитед» (Ural Group Limited);

«УОГ» означает ТОО «Урал Ойл энд Газ» («Ural Oil and Gas LLP»);

«U.S.\$ или доллар США» означает валюту Соединенных Штатов Америки;

«Месторождения Узень» означает месторождения, эксплуатируемые АО «ЭмбаМунайГаз»;

«Западная трубопроводная сеть» означает трубопроводную сеть в Западном Казахстане, обслуживающую находящиеся в эксплуатации месторождения природного газа в Центральной Азии.

«ПУУД» означает проект управления устьевым давлением ТШО.

ПРИЛОЖЕНИЕ П - 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.

Тощий газ.....Природный газ, не содержащий растворенных жидких углеводородов.

Разведочная скважинаСкважина, пробуренная для обнаружения углеводородов на недоказанной площади или для значительного расширения известного коллектора нефти или природного газа.

ТолщаПоследовательность 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.

УглеводородыСоединения, 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°С. 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 количества 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

Прошедшая аудиторскую проверку консолидированная финансовая отчетность АО «НК «КазМунайГаз» на и по состоянию за год, оканчивающийся 31 декабря 2012 года, которая включает сравнительные данные на и по состоянию за год, оканчивающийся 31 декабря 2011 года.....	F-2
Отчет независимых аудиторов.....	F-4
Консолидированный отчет о финансовом положении.....	F-6
Консолидированный отчет о совокупной прибыли.....	F-8
Консолидированный отчет о движении денежных средств.....	F-9
Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале.....	F-11
Пояснения к Консолидированной финансовой отчетности.....	F-13
Прошедшая аудиторскую проверку консолидированная финансовая отчетность АО «НК «КазМунайГаз» на и по состоянию за год, оканчивающийся 31 декабря 2011 года, которая включает сравнительные данные на и по состоянию за год, оканчивающийся 31 декабря 2010 года.	F-78
Отчет независимых аудиторов.....	F-80
Консолидированный отчет о финансовом положении.....	F-82
Консолидированный отчет о совокупной прибыли.....	F-84
Консолидированный отчет о движении денежных средств.....	F-85
Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале.....	F-87
Пояснения к Консолидированной финансовой отчетности.....	F-89

**АО «Национальная Компания
«КазМунайГаз»**

Консолидированная финансовая отчётность

*За год, закончившийся 31 декабря 2012 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 -----	5-7
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале -----	8-9
Примечания к консолидированной финансовой отчётности-----	10-88

ОТЧЁТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Акционеру Акционерное Общество «Национальная Компания «КазМунайГаз»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» и его дочерних организаций, которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2012 года и 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 другую пояснительную информацию.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчётности

Руководство несёт ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчётности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки консолидированной финансовой отчётности, не содержащей существенных искажений вследствие мошенничества или ошибки.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о достоверности 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 консолидированной финансовой отчётности вследствие мошенничества или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления консолидированной финансовой отчётности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля предприятия. Аудит включает оценку уместности выбранной учётной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления консолидированной финансовой отчётности в целом.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения.

Заключение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает консолидированное финансовое положение АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» на 31 декабря 2012 года, а также её консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.

Ernst & Young LLP

Гульмира Турмагамбетова
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№ 0000374 от 21 февраля 1998 года

13 марта 2012 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

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

		На 31 декабря	
<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2012 года	2011 года (Пересчитано)*
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	9	3.423.256.395	2.837.365.765
Активы по разведке и оценке	10	185.284.168	160.312.469
Нематериальные активы	11	201.207.926	197.952.790
Долгосрочные банковские вклады	12	2.487.515	9.908.968
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	13	894.097.039	919.155.435
Актив по отсроченному налогу	32	34.167.348	10.605.619
НДС к возмещению		8.641.358	49.328.641
Авансы за долгосрочные активы		117.846.042	76.785.170
Облигации к получению от связанной стороны	33	36.725.575	36.551.537
Вексель к получению от участника совместного предприятия	14	14.326.455	18.138.239
Вексель к получению от ассоциированной компании		20.721.926	19.220.620
Займы связанным сторонам	33	16.637.532	67.121.199
Прочие долгосрочные активы		30.347.102	11.738.636
		4.985.746.381	4.414.185.088
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	15	203.281.273	202.852.475
НДС к возмещению		123.223.688	39.826.385
Предоплата по подоходному налогу	32	42.555.972	30.735.678
Торговая дебиторская задолженность	16	219.286.785	185.634.794
Краткосрочные финансовые активы	17	659.577.808	503.556.091
Вексель к получению от участника совместного предприятия	14	3.895.304	1.361.055
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	13	34.820.940	29.383.200
Прочие текущие активы	16	135.026.188	188.422.696
Денежные средства и их эквиваленты	18	415.085.451	581.952.853
		1.836.753.409	1.763.725.227
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	6	11.221.633	138.459
		1.847.975.042	1.763.863.686
ИТОГО АКТИВОВ		6.833.721.423	6.178.048.774

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	На 31 декабря	
		2012 года	2011 года (Пересчитано)*
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал			
Уставный капитал	19	527.760.531	341.393.764
Дополнительный оплаченный капитал	19	19.062.712	17.314.366
Прочий капитал		2.180.382	1.966.059
Резерв от пересчета валюты отчетности	19	222.112.349	188.573.100
Нераспределённая прибыль		2.241.272.475	2.033.113.206
Относящийся к акционеру материнской компании		3.012.388.449	2.582.360.495
Неконтрольная доля участия	19	581.147.319	581.657.604
Итого капитала		3.593.535.768	3.164.018.099
Долгосрочные обязательства			
Займы	20	1.593.704.304	1.634.843.487
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	21	226.366.710	320.926.724
К уплате за приобретение дочерней организации		–	6.383.473
Резервы	22	115.117.818	70.309.372
Обязательство по отсроченному налогу	32	154.546.429	149.590.052
Прочие долгосрочные обязательства		26.174.856	12.672.087
		2.115.910.117	2.194.725.195
Текущие обязательства			
Текущая часть займов	20	469.943.861	282.941.427
Резервы	22	34.598.962	52.606.910
Подоходный налог к уплате	32	48.103.198	2.246.665
Торговая кредиторская задолженность	23	227.115.792	242.636.901
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	21	113.183.280	–
Прочие налоги к уплате	24	109.435.007	98.897.684
Производные финансовые инструменты		372.026	179.000
Прочие текущие обязательства	23	117.740.857	139.796.893
		1.120.492.983	819.305.480
Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	6	3.782.555	–
Итого обязательств		3.240.185.655	3.014.030.675
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		6.833.721.423	6.178.048.774

** Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за 2011 год, поскольку отражают произведенные корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 8*

Заместитель Председателя Правления по Экономике и Финансам

Касымбек А.М.

Финансовый директор

Сызгабекова А.Н.

Главный бухгалтер

Валентинова Н.С.

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 88 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2012 года	2011 года (Пересчитано)*
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	25	2.960.418.491	2.625.255.755
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	26	(2.090.818.113)	(1.836.061.124)
Валовая прибыль		869.600.378	789.194.631
Общие и административные расходы	27	(163.051.472)	(164.912.301)
Расходы по транспортировке и реализации	28	(360.696.826)	(350.706.706)
Обесценение гудвилла	11	-	(2.371.431)
Обесценение основных средств, разведочных и оценочных активов и нематериальных активов, кроме гудвилла	9, 10, 11	(82.389.739)	(45.456.359)
(Убыток) / доход от выбытия основных средств, нетто		(3.825.536)	3.276.958
Доход от продажи доли участия в дочерней компании	7	9.642.396	-
Прочий операционный доход		27.527.008	15.370.146
Прочий операционный убыток		(16.846.397)	(11.437.953)
Прибыль от операционной деятельности		279.959.812	232.956.985
Отрицательная курсовая разница, нетто		(18.005.652)	(8.758.894)
Финансовый доход	29	29.024.440	45.583.536
Финансовые затраты	30	(169.183.806)	(171.190.213)
Обесценение инвестиций в совместно-контролируемые компании	13	(2.955.515)	-
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	31	471.086.475	534.622.865
Прибыль до учёта подоходного налога		589.925.754	633.214.279
Расходы по подоходному налогу	32	(177.130.700)	(153.147.152)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности		412.795.054	480.067.127
Прекращенная деятельность			
Прибыль / (убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности	6	628.105	(1.353.186)
Прибыль за год		413.423.159	478.713.941
Приходится на:			
Акционера материнской компании		369.420.373	422.421.596
Неконтрольную долю участия		44.002.786	56.292.345
		413.423.159	478.713.941

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2012 года	2011 года (Пересчитано)*
Прочий совокупный доход			
Курсовая разница от пересчета отчетности зарубежных подразделений		34.834.228	16.410.130
Прочий совокупный доход за период, за вычетом подоходного налога		34.834.228	16.410.130
Итого совокупного дохода за период, за вычетом подоходного налога		448.257.387	495.124.071
Приходится на:			
Акционера Компании		402.959.622	437.663.945
Неконтрольную долю участия		45.297.765	57.460.126
		448.257.387	495.124.071

** Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за 2011 год, поскольку отражают произведенные корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 8*

Заместитель Председателя Правления по Экономике и Финансам

Касымбек А.М.

Финансовый директор

Сыргабекова А.Н.

Главный бухгалтер

Валентинова Н.С.

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 88 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В тысячах тенге	За годы, закончившиеся 31 декабря		
	Прим.	2012 года	2011 года (Пересчитано)*
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль до учёта подоходного налога от продолжающейся деятельности		589.925.754	633.214.279
Прибыль до учёта подоходного налога от прекращённой деятельности	6	611.161	(1.370.130)
Прибыль до налогообложения		590.536.915	631.844.149
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизацию	6, 26, 27, 28	163.920.017	146.110.042
Долю в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний	31	(471.086.475)	(534.622.865)
Финансовые затраты	6, 30	169.265.287	171.190.213
Финансовый доход	6, 29	(29.033.061)	(45.583.536)
Доход от продажи доли в дочерних организациях		(9.642.396)	–
Обесценение основных средств, разведочных и оценочных активов и нематериальных активов, кроме гудвилла	9,10,11	82.389.739	45.456.359
Обесценение гудвилла	11	–	2.371.431
Обесценение инвестиций в совместно-контролируемые компании		2.955.515	–
Нереализованный убыток от операций хеджирования нефти		–	9.349.769
Убыток/(доход) от выбытия основных средств, нетто		3.825.536	(3.276.958)
Резервы	22	(3.648.057)	9.946.022
Резервы по сомнительной задолженности	27	12.845.618	3.650.396
Резервы по устаревшим товарно-материальным запасам	15	1.323.816	4.729.414
Признание расходов по опционной программе		1.052.261	541.100
Изъятие долевых инструментов		–	(23.794)
Нереализованную (положительную) / отрицательную курсовую разницу		21.719.359	(5.096.270)
Прибыль от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале		536.424.074	436.585.472
Изменение в товарно-материальных запасах		(16.944.951)	(12.773.533)
Изменение в НДС к возмещению		(43.383.785)	(19.608.257)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(30.325.957)	(19.870.525)
Изменение в прочих текущих активах		40.996.409	(21.838.808)
Изменение в прочих налогах к уплате		10.537.323	5.139.280
Изменение в торговой кредиторской задолженности		(112.166.982)	(20.761.495)
Изменение в прочих обязательствах		(26.571.922)	(8.446.952)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		358.564.209	338.425.182
Уплаченный подоходный налог		(158.842.295)	(164.692.039)
Вознаграждение полученное		19.484.736	31.634.651
Вознаграждение уплаченное		(125.297.871)	(121.523.451)
Платежи по операциям хеджирования нефти, нетто		–	(10.439.549)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		93.908.779	73.404.794

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2012 года	2011 года (Пересчитано)*
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
(Размещение) / возврат вкладов в банках		(179.178.362)	145.811.373
Приобретение дочерних организаций, за вычетом полученных денежных средств	5	–	(55.006.373)
Приобретение основных средств и нематериальных активов		(452.827.782)	(458.464.227)
Поступления денежных средств от продажи основных средств и нематериальных активов		9.311.877	30.328.039
Поступления от продажи дочерних организаций, за вычетом выбывших денежных средств	7	9.422.051	–
Выплаты, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	13, 14	504.177.416	405.604.974
Приобретение и взнос в совместные предприятия	5, 13	(8.793.659)	(98.473.907)
Погашение займов выданных Акционеру		95.874.180	41.381.049
Приобретение доли в Карачаганаке	5	(150.035.141)	–
Погашение займа, выданного связанной стороне		4.149.281	309.554
Выплата займа по приобретению КПВ		–	(3.532.756)
Денежные средства дочерней организации, классифицированной как предназначенная для продажи		(539.668)	–
Займ выданный связанной стороне		–	(4.641.899)
Чистое движение денежных средств, (использованных в) / полученных от инвестиционной деятельности		(168.439.807)	3.315.827
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Поступления по займам		563.266.802	284.669.372
Погашение займов		(473.073.217)	(341.456.691)
Приобретение неконтрольной доли участия		–	(185.247)
Дивиденды выплаченные акционерам неконтрольной доли		(34.322.200)	(22.167.123)
Дивиденды выплаченные Акционеру	19	(143.201.087)	(45.796.384)
Выпуск акций	19	2.000.004	12.135.394
Выкуп собственных акций дочерней организацией		(36.202.658)	(15.762.657)
Поступление от выпуска акций - КТО	19	27.320.363	–
Продажа неконтрольной доли участия дочерней компании без потери контроля		304.084	–
Прочие выплаты Акционеру		–	(8.863.662)
Чистое использование денежных средств в финансовой деятельности		(93.907.909)	(137.426.998)
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты		1.571.535	4.741.847
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах		(166.867.402)	(55.964.530)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	18	581.952.853	637.917.383
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	18	415.085.451	581.952.853

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ
(продолжение)

Неденежные операции, включая следующее, были исключены из консолидированного отчета о движении денежных средств:

- На 31 декабря 2012 года, кредиторская задолженность за приобретенные основные средства увеличилась на 77.781.745 тысяч тенге (в 2011 году: 6.492.797 тысяч тенге).

** Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за 2011 год, поскольку отражают произведенные корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 8*

Заместитель Председателя Правления по Экономике и Финансам

Касымбек А.М.

Финансовый директор

Сыргабекова А.Н.

Главный бухгалтер

Валентинова Н.С.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Приходится на акционера Компании					Итого	Неконтроль- ная доля участия	Итого
	Уставный капитал	Дополни- тельный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспреде- лённая прибыль			
Прим.	19	19		19			19	
На 31 декабря 2010 года (Как представлено ранее)	326.435.861	2.266.580	5.176.205	173.330.751	1.664.778.234	2.171.987.631	559.364.977	2.731.352.608
Пересчет (Примечание 8)	–	2.741.006	–	–	(140.163)	2.600.843	–	2.600.843
На 31 декабря 2010 года (Пересчитано)*	326.435.861	5.007.586	5.176.205	173.330.751	1.664.638.071	2.174.588.474	559.364.977	2.733.953.451
Прибыль за год (Пересчитано)*	–	–	–	–	422.421.596	422.421.596	56.292.345	478.713.941
Прочий совокупный доход	–	–	–	15.242.349	–	15.242.349	1.167.781	16.410.130
Общая сумма совокупного дохода за год (Пересчитано)*	–	–	–	15.242.349	422.421.596	437.663.945	57.460.126	495.124.071
Взнос в уставный капитал (Примечание 19) (Пересчитано)*	14.957.903	1.335.366	–	–	–	16.293.269	–	16.293.269
Дивиденды (Примечание 19)	–	–	–	–	(45.796.384)	(45.796.384)	(22.167.123)	(67.963.507)
Дисконтирование беспроцентного займа от Акционера (Примечание 19)	–	10.971.414	–	–	–	10.971.414	–	10.971.414
Распределения Акционеру Компании (Примечание 19)	–	–	–	–	(8.930.001)	(8.930.001)	–	(8.930.001)
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	–	–	249.952	–	–	249.952	291.148	541.100
Изъятие долевых инструментов в дочерних организациях	–	–	(23.794)	–	–	(23.794)	–	(23.794)
Выкуп собственных акций с рынка дочерней организацией (Примечание 19)	–	–	–	–	(867.183)	(867.183)	(14.895.474)	(15.762.657)
Перевод переоценки основных средств	–	–	(3.436.304)	–	3.436.304	–	–	–
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение неконтрольной доли участия	–	–	–	–	68.887	68.887	(174.457)	(105.570)
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение неконтрольной доли участия в дочерних организациях Rompetrol Group N.V.	–	–	–	–	(1.858.084)	(1.858.084)	1.778.407	(79.677)
На 31 декабря 2011 года (Пересчитано)*	341.393.764	17.314.366	1.966.059	188.573.100	2.033.113.206	2.582.360.495	581.657.604	3.164.018.099

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

В тысячах тенге	Приходится на акционера Компании						Итого	Неконтроль- ная доля участия	Итого
	Уставный капитал	Дополни- тельный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспреде- лённая прибыль	Итого			
На 31 декабря 2011 года (Пересчитано)*	341.393.764	17.314.366	1.966.059	188.573.100	2.033.113.206	2.582.360.495	581.657.604	3.164.018.099	
Прибыль за год	–	–	–	–	369.420.373	369.420.373	44.002.786	413.423.159	
Прочий совокупный доход	–	–	–	33.539.249	–	33.539.249	1.294.979	34.834.228	
Общая сумма совокупного дохода за год	–	–	–	33.539.249	369.420.373	402.959.622	45.297.765	448.257.387	
Взнос в уставный капитал (Примечание 19)	186.366.767	(2.939.756)	–	–	–	183.427.011	–	183.427.011	
Дивиденды (Примечание 19)	–	–	–	–	(143.201.087)	(143.201.087)	(34.322.200)	(177.523.287)	
Взнос Акционером Компании (Примечание 19)	–	4.688.102	–	–	–	4.688.102	–	4.688.102	
Распределения Акционеру Компании (Примечание 19)	–	–	–	–	(21.805.594)	(21.805.594)	–	(21.805.594)	
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	–	–	214.323	–	(603.361)	(389.038)	1.441.299	1.052.261	
Изменение доли участия в дочерней компании без потери контроля	–	–	–	–	(1.857.818)	(1.857.818)	29.178.181	27.320.363	
Выкуп собственных акций с рынка дочерней организацией (Примечание 19)	–	–	–	–	6.309.241	6.309.241	(42.511.899)	(36.202.658)	
Изменения в доле владения дочерних организаций	–	–	–	–	(102.485)	(102.485)	406.569	304.084	
На 31 декабря 2012 года	527.760.531	19.062.712	2.180.382	222.112.349	2.241.272.475	3.012.388.449	581.147.319	3.593.535.768	

* Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за 2011 год, поскольку отражают произведенные корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 8

Заместитель Председателя Правления по Экономике и Финансам

Касымбек А.М.

Финансовый директор

Сыргабекова А.Н.

Главный бухгалтер

Валентинова Н.С.

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 88 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

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», находившимся в собственности Правительства, тем самым образовав АО «Фонд Национального Благополучия «Самрук-Казына» (далее по тексту «Самрук-Казына», «Акционер» или «Материнская Компания»). Правительство является единственным акционером «Самрук-Казына».

Компания имеет доли участия в 37 операционных компаниях (в 2011 году: 35) (далее по тексту «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, город Астана, проспект Кабанбай батыра, 19.

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.

Консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (*Примечание 35*).

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была утверждена Заместителем Председателя Правления, Финансовым директором и Главным бухгалтером Компании 13 марта 2013 года.

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

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности («Совет по МСФО»).

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения 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*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Пересчет иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

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 тенге, который является валютой представления отчетности Группы.

Операции и сальдо счетов

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 отчетную дату, признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

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 отчетную дату;
- 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.

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 2012 года составлял 150,74 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2012 года (в 2011 году: 148,40 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 13 марта 2013 года составлял 150,79 тенге за 1 доллар США.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Принятая учетная политика соответствует учетной политике, применявшейся в предыдущем отчетном году, за исключением приведенных ниже поправок к Стандартам, вступивших в силу 1 января 2012 года:

- Поправка к МСБУ 12 «Налог на прибыль» - «Отсроченные налоги - Возмещение активов, лежащих в основе отсроченных налогов»;
- Поправки к МСФО 1 «Первое применение международных стандартов финансовой отчетности» - «Значительная гиперинфляция и отмена фиксированных дат для компаний, впервые применяющих МСФО»;
- Поправки к МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» «Усовершенствование требований в отношении раскрытия информации о прекращении признания».

Принятие стандартов описано ниже:

Поправка к МСБУ 12 «Налог на прибыль» — «Отсроченные налоги» - Возмещение активов, лежащих в основе отсроченных налогов»

В поправке разъясняется механизм определения отсроченного налога в отношении инвестиционной недвижимости, переоцениваемой по справедливой стоимости. В рамках поправки вводится опровержимое допущение о том, что отсроченный налог в отношении инвестиционной недвижимости, для оценки которой используется модель справедливой стоимости согласно МСБУ 40, должен определяться на основе допущения о том, что ее балансовая стоимость будет возмещена посредством продажи. Кроме того, в поправке введено требование о необходимости расчета отсроченного налога по не амортизируемым активам, оцениваемым согласно модели переоценки в МСБУ 16, только на основе допущения о продаже актива. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2012 года или после этой даты. Поправка не оказала влияния на финансовое положение, финансовые результаты или раскрываемую Группой информацию.

Поправка к МСФО 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности» - «Значительная гиперинфляция и отмена фиксированных дат для компаний, впервые применяющих МСФО»

Совет по МСФО разъяснил, каким образом компания должна возобновить представление финансовой отчетности согласно МСФО, после того, как ее функциональная валюта перестает быть подверженной гиперинфляции. Поправка применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2011 года или после этой даты. Поправка не оказала влияния на финансовое положение, финансовые результаты или раскрываемую Группой информацию.

Поправка к МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» - «Усовершенствованные требования в отношении раскрытия информации о прекращении признания»

Поправка требует раскрытия дополнительной информации о финансовых активах, которые были переданы, но признание которых не было прекращено, чтобы дать возможность пользователям финансовой отчетности понять характер взаимосвязи тех активов, признание которых не было прекращено, и соответствующих им обязательств. Кроме того, с целью предоставить пользователям финансовой отчетности возможности оценить характер продолжающегося участия компании в таких активах и риски, связанные с ним, поправкой предусматривается раскрытие информации о продолжающемся участии в активах, признание которых было прекращено. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2011 года или после этой даты. У Группы отсутствуют активы с подобными характеристиками, поэтому поправка не оказала влияния на ее финансовую отчетность.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основа консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчетности Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2012 года. Дочерние организации полностью консолидируются Группой с даты приобретения, представляющей собой дату получения Группой контроля над дочерней организацией, и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля. Финансовая отчетность дочерних организаций подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Все внутригрупповые остатки, операции, нереализованные доходы и расходы, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, и дивиденды полностью исключены.

Убытки дочерней организации относятся на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

Изменение доли участия в дочерней организации без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она:

- Прекращает признание активов и обязательства дочерней организации (в том числе относящегося к ней гудвилла);
- Прекращает признание текущей стоимости неконтрольной доли участия;
- Прекращает признание накопленных курсовых разниц, отраженных в капитале;
- Признает справедливую стоимость полученного вознаграждения;
- Признает справедливую стоимость оставшейся инвестиции;
- Признает образовавшийся в результате операции излишек или дефицит в качестве прибыли или убытка;
- Переклассифицирует долю материнской компании в компонентах, ранее признанных в составе прочего совокупного дохода, в состав прибыли или убытка или нераспределенной прибыли в соответствии с конкретными требованиями.

Объединение бизнеса и гудвилл

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса приобретающая сторона оценивает неконтрольную долю участия в приобретаемой компании либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов.

В случае поэтапного объединения бизнеса справедливая стоимость на дату приобретения ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой компании переоценивается по справедливой стоимости на дату приобретения через прибыль или убыток.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Последующие изменения справедливой стоимости условного вознаграждения, которое может быть активом или обязательством, должны признаваться согласно МСБУ 39 либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, оно не должно переоцениваться, и в последующем признается в капитале. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСБУ 39, оно оценивается согласно соответствующему МСФО.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Объединение бизнеса и гудвилл (продолжение)

Гудвилл изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если данное вознаграждение меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней организации, разница признается в составе прибыли или убытка.

Впоследствии гудвилл оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвилла, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвилл, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекают выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

Если гудвилл составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвилл, относящийся к выбывающей деятельности, включается в текущую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвилл оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

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 текущей стоимости передающей организации («Предшественник») на дату передачи. Соответствующий гудвилл, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественника, также отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей текущей стоимостью чистых активов, включая гудвилл Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка капитала.

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.

В 2012 году Группа имела приобретения дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем (Примечание 5).

Доли участия в совместно-контролируемых операциях

Группа имеет доли участия в совместно-контролируемых операциях.

При приобретении доли участия в совместно-контролируемых операциях Группа признает активы, относящиеся к такой доле, включая долю в совместно-контролируемых активах; обязательства, включая долю в совместно понесенных обязательствах. Впоследствии, Группа признает доход от реализации продукции, относящейся к совместно-контролируемым операциям, включая долю дохода от реализации продукции, произведенной в результате совместно-контролируемых операций; расходы, относящиеся к совместно-контролируемым операциям, включая долю расходов, понесенных в совместно-контролируемых операциях.

Группа признает активы, обязательства, доходы и расходы от совместно-контролируемых операций в соответствии с учетной политикой Группы в отношении таких активов, обязательств, доходов и расходов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Доли участия в совместно-контролируемых операциях (продолжение)

В случае, когда Группа не имеет совместного контроля в совместных операциях, она учитывает свою долю участия в таких совместных операциях также как стороны, имеющие совместный контроль, как описано в предыдущих параграфах.

Участие в совместной деятельности и инвестиции в ассоциированную компанию

Группа имеет доли в совместных предприятиях, которые представляют собой организации, находящиеся под совместным контролем. Совместное предприятие создается на основе договорных соглашений, в соответствии с которыми две или более стороны осуществляют экономическую деятельность, которая находится под общим контролем, а совместно контролируемая компания является совместным предприятием, подразумевающим создание отдельного предприятия, в котором каждому участнику принадлежит определенная доля. Соглашение требует единогласного согласия в финансовых и операционных соглашениях среди участников. Группа отражает свои доли в совместных предприятиях с использованием метода долевого участия. Ассоциированными компаниями являются все организации, на которые Группа имеет значительное влияние, но не осуществляет над ними контроль, как правило, это подразумевает владение от 20% до 50% от числа акций, имеющих право голоса. Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия. В соответствии с методом долевого участия, инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании учитываются в отчете о финансовом положении по первоначальной стоимости. Балансовая стоимость инвестиций впоследствии увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов совместного предприятия или ассоциированной компании, возникающих после приобретения. Гудвилл, относящийся к совместному предприятию или ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Тогда, когда имело место изменение, признанное непосредственно в капитале совместного предприятия или ассоциированной компании, Группа признает свою долю в любых изменениях и когда это применимо, раскрывает это в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные доходы и убытки, возникающие по сделкам между Группой и совместными предприятиями и ассоциированными компаниями, исключаются в пределах доли в совместном предприятии или ассоциированной компании.

Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний показывается в консолидированном отчете о совокупном доходе. Это прибыль, которая относится к участникам совместных предприятий и акционерам ассоциированных компаний, следовательно, она является прибылью после налогообложения.

Финансовая отчетность совместных предприятий и ассоциированных компаний готовится за тот же отчетный период, что и отчетность Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в совместное предприятие или ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью совместного предприятия или ассоциированной компании и их балансовой стоимостью, и признает эту сумму в консолидированном отчете о совокупном доходе.

В случае потери совместного контроля или существенного влияния над совместным предприятием или ассоциированной компанией, соответственно, Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию на момент потери совместного контроля или существенного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений

Затраты, понесенные 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, текущая 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, текущая 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, связанные с разведкой и оценкой

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 строительства является 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.

Текущая стоимость основных средств пересматривается на предмет обесценения в тех случаях, когда происходят какие-либо события или изменения в обстоятельствах, указывающие на то, что текущая 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 текущей стоимостью актива), включаются в прибыли 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 гудвилл. 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 гудвилла, 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.

Текущая стоимость нематериальных активов анализируется на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость не может быть возмещена.

Гудвилл тестируется на обесценение ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его текущая стоимость может быть обесценена.

Обесценение гудвилла определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвилл. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их текущей стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвилла 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 – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (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 текущая стоимость актива или ПГДП превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости 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 учитываются недавние рыночные сделки, если таковые имели место. В отсутствие подобных сделок 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 отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в категории расходов в соответствии с функцией обесцененного актива.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчетов, которые подготавливаются отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозны расчеты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Для активов, за исключением гудвилла, на каждую отчетную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в допущении, которое использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. В случае восстановления, текущая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также текущую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в отчете о совокупном доходе.

Обесценение активов по разведке и оценке

Группа проверяет активы по разведке и оценке на предмет обесценения, когда такие активы переводятся в состав материальных и нематериальных активов по разработке, или, когда имеются факты и обстоятельства, указывающие на обесценение активов.

Наличие одного или более из нижеследующих фактов и обстоятельств указывают на то, что Группа обязана проверить свои активы по разведке и оценке на предмет обесценения (перечень не является исчерпывающим):

- Период, в течение которого компания Группы имеет право на проведение разведке определенного участка, истек или истечет в ближайшем будущем, и не ожидается его продление;
- Значительные расходы на дальнейшую разведку и оценку минеральных ресурсов на определенном участке не включены в бюджет и не планируются;
- Разведка и оценка минеральных ресурсов на определенном участке не привела к обнаружению коммерчески выгодных объемов минеральных ресурсов, и Группа решила прекратить такую деятельность на определенном участке;
- Группа располагает достаточными данными о том, что, несмотря на вероятность разработки определенного участка, текущая стоимость актива по разведки и оценки, вероятно, не будет возмещена в полной мере в результате результативной разработки или реализации.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность

Активы и группы выбытия, классифицированные как удерживаемые для продажи, оцениваются по меньшему из двух значений – текущей стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Активы и группы выбытия классифицируются как удерживаемые для продажи, если их текущая стоимость подлежит возмещению, в основном, 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.

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 доходов и расходов от продолжающейся деятельности с понижением до уровня прибыли после налогообложения, даже если после продажи Группа сохраняет неконтрольную долю участия в дочерней организации. Результирующая прибыль или убыток (после вычета налогов) представляются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Основные средства и нематериальные активы после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

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:

- (а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;
- (б) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его текущую стоимость. Если снижение в резерве превышает текущую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в консолидированном отчете о совокупном доходе; и
- (в) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСБУ 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 срочные депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность, займы и прочие суммы к получению, котируемые и некотируемые финансовые инструменты, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка финансовых активов

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании в категорию переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Данная категория включает производные инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования как они определены в МСБУ 39. Производные инструменты, включая отделенные встроенные производные инструменты, также классифицируются как предназначенные для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования. Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются в составе финансовых доходов или финансовых затрат в отчете о совокупном доходе.

Финансовые активы, учитываемые при первоначальном признании по справедливой стоимости через прибыль или убыток, признаются на дату первоначального признания и только в том случае, если это соответствует требованиям МСБУ 39.

У Группы отсутствуют финансовые активы, определенные ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Группа проанализировала финансовые активы, предназначенные для торговли, отличные от производных инструментов, на предмет уместности допущения о наличии намерения их продажи 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 таких активов в категории займов и дебиторской задолженности, инструментов, имеющихся в наличии для продажи, или финансовых инструментов, удерживаемых до погашения, зависит от характера актива. Проведенный анализ не оказал влияния на финансовые активы, классифицированные как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, в силу использования компанией возможности учета по справедливой стоимости; это инвестиции не могут быть переклассифицированы после первоначального признания.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка финансовых активов (продолжение)

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток (продолжение)

Производные инструменты, встроенные в основные договоры, учитываются как отдельные производные инструменты и отражаются по справедливой стоимости, если присущие им экономические характеристики и риски не являются тесно связанными с рисками и характеристиками основных договоров, и эти основные договоры не предназначены для торговли и не классифицируются как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Встроенные производные инструменты такого рода оцениваются по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости признаются в отчете о совокупном доходе. Пересмотр порядка учета происходит лишь в случае изменений в условиях договора, приводящих к существенному изменению денежных потоков, которые потребовались бы в противном случае.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представляют собой непроемные 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 финансовых доходов в отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением торговой и прочей дебиторской задолженности, признаются в составе административных расходов. Расходы, обусловленные обесценением займов выданных, признаются в составе финансовых затрат.

Инвестиции, удерживаемые до погашения

Непроемные 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 финансовых затрат.

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 финансовых затрат. Проценты, полученные при удержании финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, признаются как финансовый доход на основе эффективной процентной ставки.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка финансовых активов (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 финансовых активов

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться в отчете о финансовом положении, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, и при этом не передала, но и не сохранила за собой, практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе.

В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признается по наименьшей из следующих величин: первоначальной текущей 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 текущей 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.

Текущая стоимость актива снижается посредством использования счета резерва, а сумма убытка признается как расходы периода. Начисление процентного дохода по сниженной текущей стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе финансовых доходов в отчете о совокупном доходе. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в 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 признается в составе финансовых затрат.

Приведенная стоимость ожидаемых будущих денежных потоков дисконтируется с использованием первоначальной эффективной процентной ставки по финансовому активу. Если ставка по займу переменная, ставкой дисконтирования для определения убытка от обесценения является текущая эффективная процентная ставка.

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 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 текущей стоимости актива продолжается по процентной ставке, использованной для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе финансовых доходов. 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 нефти и нефтепродуктов основывается на предполагаемой цене реализации, за вычетом расходов, связанных с такой реализацией.

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 денежные средства в банках и в кассе, а также краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае кредитов и заимствований на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и заимствования, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка финансовых обязательств

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 МСБУ 39. Выделенные встроенные производные инструменты также классифицируются в качестве предназначенных для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования.

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 процентной ставки.

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 финансовых затрат.

Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Группа не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчетной 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Прекращение признания финансовых обязательств

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 текущей стоимости признается в прибылях или убытках.

Взаимозачет финансовых инструментов

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачету, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчете о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет признанных сумм, а также намерение произвести расчет на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках на каждую отчетную дату, определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций), без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и дополнительная информация о методах ее определения приводится в *Примечании 34*.

Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате прошлого события, есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуется отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть достоверно определена. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению.

Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как финансовые затраты.

Резервы по строительству

Правительство наделяет Группу различными обязательствами, связанными со спонсорством и финансированием. Руководство Группы полагает, что такие обязательства являются конструктивными и должны признаваться в соответствии с решениями Правительства. Так как Правительство является конечным акционером Группы расходы, связанные с исполнением таких обязательств признаются в консолидированной финансовой отчетности как «распределение акционеру» в составе капитала.

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.

Долгосрочные вознаграждения работникам

Группа предлагает своим работникам долгосрочные вознаграждения до и после выхода на пенсию в соответствии с Коллективными договорами между Группой и ее работниками. Коллективный договор, в частности, предусматривает выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, оказание материальной помощи работникам в случае нетрудоспособности, по случаю юбилея и смерти. Право на получение пособий обычно обуславливается необходимостью продолжения работы сотрудником до выхода на пенсию.

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами по окончании трудовой деятельности. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в составе прочих операционных доходов и расходов. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в связи с разницей между актуарными предположениями и фактическими данными. Прочие изменения признаются в текущем периоде, включая стоимость текущих услуг, стоимость прошлых услуг и влияние кадровых сокращений или осуществленных расчетов.

Наиболее существенные предположения, использованные в учете пенсионных обязательств, - это ставка дисконта и предположения смертности. Ставка дисконта используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год амортизация дисконта по таким обязательствам отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе как процентные расходы. Предположение о смертности используется для прогнозирования будущего потока выплат вознаграждений, который затем дисконтируется для получения чистой приведенной стоимости обязательств.

Вознаграждения работникам, кроме единовременных выходных пособий, рассматриваются как прочие долгосрочные вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами.

Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Признание расходов

Расходы учитываются в момент возникновения и отражаются в консолидированной финансовой отчетности в периоде, к которому они относятся, на основе метода начисления.

Подходный налог

Подходный налог за год включает текущий подходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.

Активы и обязательства по текущему подходному налогу за текущий и предыдущие периоды оцениваются по сумме, которая, как полагается, будет возмещена налоговыми органами или уплачена им. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, – это ставки и законы, принятые или фактически принятые на отчетную дату.

Текущий корпоративный подходный налог («КПН»), относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подходный налог и образует часть расходов по подходному 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 подходного 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 налог определяется по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их текущей стоимостью для целей финансовой отчетности.

Отсроченные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- Отсроченное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвилла или актива или обязательства по операции, не возникшего вследствие объединения бизнеса и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток.

- В отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, если время восстановления временных разниц можно контролировать, либо существует значительная вероятность того, что временная разница не уменьшится в обозримом будущем.

Отсроченные налоговые активы 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:

- Отсроченные налоговые активы, относящиеся к вычитаемым временным разницам, возникают в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением бизнеса и которая на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подходный налог (продолжение)

- В отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, отсроченные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем и будет существовать налогооблагаемая прибыль, достаточная для того, чтобы против нее могли быть использованы временные разницы.

Текущая стоимость отсроченных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и уменьшается, если вероятность получения в будущем достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволила бы использовать все или часть отложенных налоговых активов, мала. Непризнанные отсроченные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отсроченные налоговые активы.

Отсроченные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в отчетном году, когда актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату вступили в силу или фактически вступили в силу.

Отсроченный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Отсроченные налоговые активы и отсроченные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов против текущих налоговых обязательств и если отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и одному налоговому органу.

Капитал

Неконтрольная доля участия

Неконтрольные доли участия представлены в консолидированном отчете о финансовом положении в составе собственного капитала отдельно от капитала, относящегося к акционерам Компании. Убытки дочерней организации относятся на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

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.

Прочие распределения акционеру

Затраты, понесенные Группой в соответствии с решениями Правительства или решениями Материнской Компании, учитываются как распределения через капитал. Такие затраты включают расходы, связанные с непрофильной деятельностью Группы (строительство социальных объектов).

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.

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчетности Группы. Компания намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

Поправки к МСБУ 1 «*Финансовая отчетность: представление информации*» - «*Представление статей прочего совокупного дохода*»

Поправки к МСБУ 1 изменяют группировку статей, представляемых в составе прочего совокупного дохода. Статьи, которые могут быть переклассифицированы в состав прибыли или убытка в определенный момент в будущем (например, чистый доход от хеджирования чистых инвестиций, курсовые разницы при пересчете отчетности зарубежных подразделений, чистое изменение хеджирования денежных потоков и чистые расходы или доходы по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи), должны представляться отдельно от статей, которые никогда не будут переклассифицированы (например, актуарные доходы и расходы по планам с установленными выплатами и переоценка земли и зданий). Поправка не оказывает влияние на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2012 года или после этой даты, и, следовательно, будет применена в первой финансовой отчетности Группы, составляемой после ее вступления в силу.

МСБУ 19 «*Вознаграждения работникам*» (в новой редакции)

Совет по МСФО опубликовал несколько поправок к МСБУ 19. Они варьируются от фундаментальных изменений (например, исключение механизма коридора и понятия ожидаемой доходности активов плана) до простых разъяснений и изменений формулировки. Новая редакция стандарта вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года.

МСБУ 28 «*Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия*» (в редакции 2011 года)

В результате опубликования МСФО 11 «*Соглашения о совместной деятельности*» и МСФО 12 «*Раскрытие информации о долях участия в других компаниях*» МСБУ 28 получил новое название МСБУ 28 «*Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия*» и теперь описывает применение метода долевого участия не только в отношении инвестиций в ассоциированные компании, но также в отношении инвестиций в совместные предприятия. Стандарт в новой редакции вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года.

Поправки к МСБУ 32 «*Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств*»

В рамках данных поправок разъясняется значение фразы «в настоящий момент обладает юридическим закрепленным правом на осуществление взаимозачета». Поправки также описывают, как следует правильно применять критерии взаимозачета в МСБУ 32 в отношении систем расчетов (таких как системы единого клирингового центра), в рамках которых используются механизмы одновременных валовых платежей. Предполагается, что данные поправки не окажут влияние на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Поправки вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты.

Поправки к МСФО 1 «*Займы, предоставляемые государством*»

Согласно данным поправкам компании, впервые применяющие МСФО, должны применять требования МСБУ 20 «*Учет государственных субсидий и раскрытие информации о государственной помощи*» перспективно в отношении имеющихся у них на дату перехода на МСФО займов, предоставленных государством. Компании могут принять решение о ретроспективном применении требований МСФО 9 (или МСБУ 39, в зависимости от того, какой стандарт применяется) и МСБУ 20 в отношении займов, предоставленных государством, если на момент первоначального учета такого займа имелась необходимая информация. Благодаря данному исключению компании, впервые применяющие МСФО, будут освобождены от ретроспективной оценки ранее предоставленных им государством займов по ставке ниже рыночной. Поправка вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты. Поправка не окажет влияния на финансовую отчетность Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

Поправки к МСФО 7 *«Раскрытие информации - взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств»*

Согласно данным поправкам, компании обязаны раскрывать информацию о правах на осуществление взаимозачета и соответствующих соглашениях (например, соглашения о предоставлении обеспечения). Благодаря таким требованиям пользователи будут располагать информацией, полезной для оценки влияния соглашений о взаимозачете на финансовое положение компании. Новые требования в отношении раскрытия информации применяются ко всем признанным финансовым инструментам, которые взаимозачитываются в соответствии с МСБУ 32 *«Финансовые инструменты: представление информации»*. Требования в отношении раскрытия информации также применяются к признанным финансовым инструментам, которые являются предметом юридически закрепленного генерального соглашения о взаимозачете или аналогичного соглашения вне зависимости оттого, подлежат ли они взаимозачету согласно МСБУ 32. Поправки не окажут влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы. Поправки вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

МСФО 9 *«Финансовые инструменты: классификация и оценка»*

МСФО 9, выпущенный по результатам первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСБУ 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСБУ 39. Первоначально предполагалось, что стандарт вступит в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты, но в результате выпуска Поправок к МСФО 9 *«Дата обязательного применения МСФО 9 и переходные требования к раскрытию информации»*, опубликованных в декабре 2011 года, дата обязательного применения была перенесена на 1 января 2015 года. В ходе последующих этапов Совет по МСФО рассмотрит учет хеджирования и обесценение финансовых активов.

МСФО 10 *«Консолидированная финансовая отчетность»*, МСБУ 27 *«Отдельная финансовая отчетность»*

МСФО 10 заменяет ту часть МСБУ 27 *«Консолидированная и отдельная финансовая отчетность»*, в которой рассматривался учет в консолидированной финансовой отчетности. Стандарт также затрагивает вопросы, которые рассматривались в Интерпретации ПКИ-12 *«Консолидация - компании специального назначения»*. МСФО 10 предусматривает единую модель контроля, которая применяется в отношении всех компаний, включая компании специального назначения. Изменения, вносимые стандартом МСФО 10, потребуют от руководства значительно большего объема суждений при определении того, какие из компаний контролируются, и, следовательно, должны консолидироваться материнской компанией, чем при применении требований МСБУ 27. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

МСФО 11 *«Соглашения о совместной деятельности»*

МСФО 11 заменяет МСБУ 31 *«Участие в совместной деятельности»* и Интерпретацию ПКИ-13 *«Совместно контролируемые компании - немонетарные вклады участников»*. МСФО 11 исключает возможность учета совместно контролируемых компаний методом пропорциональной консолидации. Вместо этого совместно контролируемые компании, удовлетворяющие определению совместных предприятий, учитываются по методу долевого участия. Учетная политика Группы устанавливает метод долевого участия для учета совместно контролируемых компаний. МСФО 11 не повлияет на финансовую отчетность Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

МСФО 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»

МСФО 12 содержит все требования к раскрытию информации, которые ранее предусматривались МСБУ 27 в части консолидированной финансовой отчетности, а также все требования к раскрытию информации, которые ранее предусматривались МСБУ 31 и МСБУ 28. Эти требования к раскрытию информации относятся к долям участия компании в дочерних компаниях, совместной деятельности, ассоциированных и структурированных компаниях. Введен также ряд новых требований к раскрытию информации, однако применение стандарта не окажет влияния на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

МСФО 13 «Оценка справедливой стоимости»

МСФО 13 объединяет в одном стандарте все указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО. МСФО 13 не вносит изменений в то, когда компании обязаны использовать справедливую стоимость, а предоставляет указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО, когда использование справедливой стоимости требуется или разрешается. В настоящее время Группа оценивает влияние применения данного стандарта на финансовое положение и финансовые результаты ее деятельности, однако, предварительный анализ показал, что существенных последствий принятия данного стандарта не ожидается. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

Интерпретация IFRIC 20 «Затраты на вскрышные работы на этапе эксплуатации разрабатываемого открытым способом месторождения»

Данная интерпретация применяется в отношении затрат на удаление шлаковых пород (вскрышные работы), возникающих на этапе эксплуатации разрабатываемого открытым способом месторождения. В интерпретации рассматривается метод учета выгод от вскрышных работ. Интерпретация применяется в отношении отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты. Данная интерпретация не окажет влияния на финансовую отчетность Группы.

«Ежегодные усовершенствования МСФО» (май 2012 года)

Перечисленные ниже усовершенствования не окажут влияния на финансовую отчетность Группы:

МСФО 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности»

Данное усовершенствование разъясняет, что компания, которая прекратила применять МСФО в прошлом и решила или обязана вновь составлять отчетность согласно МСФО, вправе применить МСФО 1 повторно. Если МСФО 1 не применяется повторно, компания должна ретроспективно пересчитать финансовую отчетность как если бы она никогда не прекращала применять МСФО.

МСБУ 1 «Представление финансовой отчетности»

Данное усовершенствование разъясняет разницу между дополнительной сравнительной информацией, представляемой на добровольной основе, и минимум необходимой сравнительной информации. Как правило, минимально необходимой сравнительной информацией является информация за предыдущий отчетный период.

МСБУ 16 «Основные средства»

Данное усовершенствование разъясняет, что основные запчасти и вспомогательное оборудование, удовлетворяющее определению основных средств, не являются запасами.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

МСБУ 32 «Финансовые инструменты: представление информации»

Данное усовершенствование разъясняет, что налог на прибыль, относящийся к выплатам в пользу акционеров, учитывается в соответствии с МСБУ 12 «Налог на прибыль».

МСБУ 34 «Промежуточная финансовая отчетность»

Данное усовершенствование приводит в соответствие требования в отношении раскрытия в промежуточной финансовой отчетности информации об общих суммах активов сегмента с требованиями в отношении раскрытия в ней информации об обязательствах сегмента. Согласно данному разъяснению, раскрытие информации в промежуточной финансовой отчетности также должно соответствовать раскрытию в годовой финансовой отчетности.

Данные усовершенствования вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

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 текущей 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. 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 определённости 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 объёмы, 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 текущей 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.

Возмещаемость нефтегазовых активов

В каждом отчётном периоде Группа оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов обесценения. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть (учитывая текущие и исторические цены, тенденции в изменениях цен и сопутствующие факторы), ставки дисконта, операционные затраты, будущая потребность в капитале, затраты на вывод из эксплуатации и эксплуатационные характеристики, резервы и операционная деятельность (что включает объёмы добычи и продажи). Эти оценки и допущения подвержены рискам и неопределённости. Таким образом, существует вероятность того, что изменения в обстоятельствах окажут влияние на эти прогнозы, что может оказать влияние на возмещаемую стоимость активов и /или генерирующей единицы. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами. Справедливая стоимость нефтегазовых активов определяется, обычно, как текущая стоимость расчётных будущих денежных потоков, возникающих от продолжающегося использования активов, которая включает такие оценки, как стоимость планов расширения в будущем и потенциальное выбытие, использование допущений, которые может принять во внимание независимый участник рынка. Будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Возмещаемость нефтегазовых активов (продолжение)

Руководство Группы провело оценку возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз» (дочерняя организация Группы), ввиду наличия индикаторов обесценения. Основными индикаторами обесценения являются существенное снижение объемов производства по сравнению с запланированными объемами на протяжении последних двух лет и увеличивающиеся операционные и капитальные затраты. Результаты оценки показали, что текущая стоимость активов АО «Озенмунайгаз» превышает оценочную возмещаемую стоимость на 75 миллиардов тенге, что привело к признанию убытка от обесценения в 2012 году (*Примечание 9*). Оценка возмещаемой стоимости была основана на оценке справедливой стоимости руководством Группы, полученной методом дисконтированных денежных потоков. Результаты оценки наиболее восприимчивы к допущениям, относящимся к объемам производства и цене реализации сырой нефти. Использованный профиль добычи основан на оценке сторонней аккредитованной нефтегазовой консалтинговой компании, и предусматривает рост добычи более чем на 20% в течение ближайших четырех лет. Если бы профиль добычи был на 5% выше или ниже той, что была использована в ходе оценки, это бы привело к уменьшению обесценения более чем на 55 миллиардов тенге или увеличению обесценения более чем на 55 миллиардов тенге, соответственно. Если бы предполагалось, что добыча не изменялась и оставалась на уровне 2012 года, то обесценение составило бы более 200 миллиардов тенге.

Принятые допущения о цене сырой нефти Brent были основаны на рыночных ожиданиях в совокупности с прогнозами независимой отраслевой исследовательской организации, скорректированными на средний исторический дисконт цены на нефть. Если бы предполагаемая цена сырой нефти Brent была бы на 5% выше или ниже той, что была использована в ходе оценки, это бы привело к уменьшению обесценения более чем на 40 миллиардов тенге или увеличению обесценения более чем на 40 миллиардов тенге, соответственно.

Предполагаемые денежные потоки были ограничены датой истечения срока лицензии в 2021 году. Затраты до 2017 года были спрогнозированы на основе утвержденного бюджета и бизнес плана. Большая часть денежных потоков после этого периода была спрогнозирована путем применения предполагаемой ставки инфляции Казахстана, за исключением капитальных затрат, которые были основаны на наилучшей оценке руководства, имеющейся на дату проведения оценки. Для целей оценки предполагалось, что руководство не сумеет существенно уменьшить операционные и капитальные затраты в последние годы перед истечением срока лицензии с целью сокращения расходов. Для пересчета реализации нефти, денонмированной в долларах США, был использован официальный обменный курс на дату оценки обесценения 150,45 тенге к доллару США. Все полученные денежные потоки были дисконтированы с использованием средневзвешенной стоимости капитала после налогообложения («WACC») 13,09%.

Руководство считает, что расходы по обесценению активов АО «Озенмунайгаз» могут быть сторнированы в будущих периодах при условии, что фактическое производство в будущих периодах превысит ожидания, использованные в текущей оценке обесценения, или при появлении индикаторов значительного увеличения рыночной цены сырой нефти.

Обязательства по выбытию активов

Нефтегазовые активы

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, а также вывод из эксплуатации и обязательств по загрязнению окружающей среды и производственном участке. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств на месторождении 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Нефтегазовые активы (продолжение)

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 и выбытие активов 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 и выбытие активов, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2012 года были в интервале от 1,9% до 5% и от 4,94% до 7,9% соответственно (в 2011 году от 1,96% до 5,0% и от 6,6% до 7,9%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в *Примечании 22*.

Магистральные нефте-газопроводы

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2012 года, Группа имеет юридическое обязательство по ликвидации магистрального трубопровода (нефтепровода) после окончания эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель. Это возможно в случае, если полностью истощены запасы нефти недропользователей, транспортирующих нефть по трубопроводам Группы.

Резерв под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель оценивается на основе рассчитанной Группой стоимости проведения работ по демонтажу и рекультивации в соответствии с действующими в Республике Казахстан техническими правилами и нормами (сумма затрат по демонтажу трубопровода за 1 км составляет 2.891 тысяча тенге). Сумма резервов была определена на конец отчетного периода с применением прогнозируемой ставки инфляции за ожидаемый срок исполнения обязательства (17 лет), и ставки дисконта на конец отчетного периода, представленных ниже.

В процентном выражении:	2012 г.
Ставка дисконтирования на 31 декабря	6,01%
Коэффициент инфляции на 31 декабря	5,60%

Расчет ставки дисконтирования основывается на безрисковых ставках по государственным облигациям Республики Казахстан.

По состоянию на 31 декабря 2012 года балансовая стоимость резерва под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель составила 15.531.037 тысяч тенге (на 31 декабря 2011 года: ноль тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Магистральные нефте-газопроводы (продолжение)

Оценки затрат по устранению ущерба подвержены потенциальным изменениям в природоохранных требованиях и интерпретациях законодательства. Кроме того, неопределенности в оценках таких затрат включают потенциальные изменения в альтернативах, методах ликвидации, восстановления нарушенных земель, уровней дисконта и ставки инфляции и периода, в течение которого данное обязательство наступит.

В отношении обязательств АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА»), дочерняя организация Группы, руководство считает, что вышеуказанный закон не применяется, так как ИЦА не является владельцем магистрального газопровода, а осуществляет свою деятельность на основе Договора между ИЦА и Правительством и не имеет обязательств по ликвидации газопровода.

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 существующих казахстанской и европейской нормативных баз. Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет 2013 года. 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 22*.

Вознаграждения работникам

Стоимость долгосрочных вознаграждений работникам до и после выхода на пенсию и приведенная стоимость обязательств устанавливается с использованием актуарного метода. Актуарный метод подразумевает использование различных допущений, которые могут отличаться от фактических результатов в будущем. Актуарный метод включает допущения о ставках дисконтирования, росте заработной платы в будущем, уровне смертности и росте вознаграждений работникам в будущем.

Ввиду сложности оценки основных допущений и долгосрочного характера обязательств по вознаграждениям работникам по окончании трудовой деятельности подобные обязательства высокочувствительны к изменениям этих допущений. Все допущения пересматриваются на каждую отчетную дату.

Налогообложение

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 22*, 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*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Налогообложение (продолжение)

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2012 года. Отложенные КРН и НСП считаются на основе временных разниц по активам и обязательствам, распределенным по контрактам на недропользование с применением ожидаемых ставок, установленных налоговыми органами на 31 декабря 2012 года.

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 2012 года составляла 34.167.348 тысяч тенге (в 2011 году: 10.605.619 тысяч тенге). Более подробная информация содержится в *Примечании 32*.

Обесценение нефинансовых активов

Обесценение имеет место, если балансовая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, превышает его возмещаемую стоимость, которая является наибольшей из следующих величин: справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу и ценность от использования. Расчет справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу основан на имеющейся информации по имеющим обязательную силу коммерческим сделкам продажи аналогичных активов или на наблюдаемых рыночных ценах за вычетом дополнительных затрат, понесенных в связи с выбытием актива. Расчет ценности от использования основан на модели дисконтированных денежных потоков. Денежные потоки извлекаются из бюджета на следующие пять-десять лет и не включают в себя деятельность по реструктуризации, по проведению которой у Группы еще не имеется обязательств, или существенные инвестиции в будущем, которые улучшат результаты активов проверяемого на предмет обесценения подразделения, генерирующего денежные потоки. Возмещаемая стоимость наиболее чувствительна к ставке дисконтирования, используемой в модели дисконтированных денежных потоков, а также к ожидаемым притокам денежных средств и темпам роста, использованным в целях экстраполяции.

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. Детали раскрыты в *Примечании 34*.

Обязательства по операционной аренде – компания в качестве арендатора

Группа заключила договор аренды на сеть магистральных газопроводов («Договор по аренде газораспределительных сетей»); 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».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Срок полезной службы основных средств (продолжение)

Группа оперирует сетью магистральных трубопроводов в соответствии с договором концессии. Этот договор является концессионным соглашением, который был выведен из сферы рассмотрения Интерпретации 12 «Соглашения сервисных концессий» (так как цедент не контролирует цену, по которой Группа заключает договора с основными покупателями). Последующие дополнения или усовершенствования по данным активам, находящимся в управлении по данному договору, капитализируются и амортизируются в течение оцененного срока оставшейся службы вне зависимости от периода действия данного договора, так как Правительство обязано приобрести эти активы по остаточной стоимости в случае, если данный 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.

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ

Приобретение доли участия в Карачаганакском Проектном Консорциуме

28 июня 2012 года Группа приобрела 10%-ную долю в Карачаганакском Проектном Консорциуме («Карачаганак»), который действует на месторождении Карачаганак в Республике Казахстан в соответствии с Соглашением о Разделе Продукции (СРП), датированном 18 ноября 1997 года с внесенными поправками 2012 года.

Справедливая стоимость 10%-ной доли в Карачаганаке составила 301.206.898 тысяч тенге на дату совершения сделки.

5%-ная доля в Карачаганаке была внесена Материнской Компанией. В обмен на это Компания выпустила уставной капитал на общую сумму 150.035.141 тысяча тенге. Справедливая стоимость вклада составила 151.171.757 тысяч тенге. Разница в сумме 1.136.616 тысяч тенге была признана как дополнительно оплаченный капитал.

Оставшаяся 5%-ная доля в Карачаганаке была приобретена у Материнской Компании за 150.035.141 тысячу тенге на средства, полученные по договору займа от участников Карачаганака, на общую сумму 1 миллиард долларов США (149.420.000 тысяч тенге по состоянию на 30 июня 2012 года) (Примечание 20).

Доля в активах и обязательствах Карачаганака на дату приобретения представлена ниже:

<i>В тысячах тенге</i>	Стоимость приобретенных активов и обязательств
Основные средства	294.642.852
Нематериальные активы	1.130.800
Торговая дебиторская задолженность	10.917.748
Товарно-материальные запасы	4.299.379
Прочие текущие активы	373
	310.991.152
Резервы	7.500.461
Торговая кредиторская задолженность	2.283.793
	9.784.254
Чистые активы	301.206.898

Приобретение доли участия в АО «Аркагаз» («Аркагаз»)

В 2012 году Материнская компания передала 100%-ную долю участия в Аркагазе. В обмен на это Компания выпустила уставной капитал на сумму 4.109.246 тысяч тенге. Аркагаз является газораспределительной компанией, находящейся в Восточно-Казахстанской области и обеспечивающей регион газом.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Приобретение доли участия в АО «Аркагаз» («Аркагаз») (продолжение)

Приобретение 100%-ной доли участия в Аркагазе было учтено как приобретение дочерних компаний у сторон, находящихся под общим контролем, и, соответственно, было учтено по методу объединения долей. В результате сравнительный консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2011 года был пересчитан соответствующим образом (*Примечание 8*).

Приобретение доли участия в Ural Group Limited BVI («UGL»)

15 апреля 2011 года АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ) приобрел у Exploration Venture Ltd. 50%-ную долю простых акций UGL. UGL является собственником 100%-ной доли участия в ТОО «Ural Oil and Gas» («UOG»), обладающего правом на проведение разведки углеводородов на Федоровском блоке в Западно-казахстанской области. В мае 2010 года лицензия на разведку была продлена до конца мая 2014 года.

50%-ная доля в UGL была приобретена за денежные средства в размере 164.497 тысяч долларов США (23.906.835 тысяч тенге по курсу на дату сделки). Сумма в размере 46.687 тысяч долларов США (6.784.037 тысяч тенге по курсу на дату сделки), включенная в общую стоимость приобретения, была отнесена на займы к получению от совместного предприятия, которые были первоначально признаны по справедливой стоимости и в дальнейшем оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

Инвестиции в UGL признаются как инвестиции в совместное предприятие в консолидированной финансовой отчетности Группы.

Доля Группы в активах и обязательствах совместного предприятия на дату приобретения представлена далее:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Денежные средства	231.727
Текущие активы	103.896
Долгосрочные активы	28.535.909
	28.871.532
Текущие обязательства	284.658
Долгосрочные обязательства	11.464.076
	11.748.734
Чистые активы	17.122.798

Справедливая стоимость долгосрочных активов включает в себя справедливую стоимость лицензии на разведку UOG в размере 17.459.900 тысяч тенге.

Приобретение АО «Карповский Северный» («КС»)

23 декабря 2011 года РД КМГ приобрел 100%-ную долю в АО «Карповский Северный» («КС»). КС является нефтегазовой компанией, у которой есть лицензия на разведку газоконденсатного месторождения Карповский Северный, расположенного в Западно-Казахстанской области. Доля в КС была приобретена за денежное вознаграждение в размере 8.485.846 тысяч тенге. Лицензия на разведку, после выполнения определённых условий в конце 2011 года, была продлена с декабря 2012 года до декабря 2014 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Приобретение АО «Карповский Северный» («КС») (продолжение)

Активы и обязательства КС на основании распределения стоимости приобретения на справедливую стоимость идентифицируемых чистых активов на 31 декабря 2011 года, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Денежные средства	16
Текущие активы	56.820
Долгосрочные активы	10.049.257
	10.106.093
Текущие обязательства	240.519
Обязательство по отсроченному налогу	1.321.112
Долгосрочные обязательства	58.616
	1.620.247
Чистые активы	8.485.846

Справедливая стоимость долгосрочных активов включает лицензию на разведку КС в размере 6.898.641 тысяча тенге и прочие активы по разведке и оценке в размере 3.150.615 тысяч тенге.

Результаты деятельности КС за период с момента приобретения были включены в консолидированную финансовую отчетность Группы за 2011 год. Если бы приобретение имело место 1 января 2011 года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль Группы за 2011 год.

Приобретение ТОО «АктауНефтеСервис» («АНС»)

10 июня 2011 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в ТОО «АктауНефтеСервис» («АНС») за денежные средства в размере 334 миллиона долларов США (48.590.320 тысяч тенге по курсу на дату сделки). Основной деятельностью АНС, имеющей пять дочерних организаций, является оказание услуг (бурение, ремонт, транспортировка и прочие) нефтедобывающим компаниям в Западном Казахстане. Основным клиентом АНС является АО «Мангистаумунайгаз», совместное предприятие Группы с 50%-ной долей владения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Приобретение ТОО «АқтауНефтеСервис» («АНС») (продолжение)

Справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств АНС на 10 июня 2011 года представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Основные средства	33.438.833
Нематериальные активы	16.766
Товарно-материальные запасы	9.988.366
Торговая дебиторская задолженность	3.648.929
Прочие текущие активы	5.198.293
Денежные средства и их эквиваленты	1.660.363
Итого активы	53.951.550
Займы	7.000.061
Обязательство по отсроченному налогу	3.812.710
Прочие долгосрочные обязательства	1.746
Торговая кредиторская задолженность	645.931
Прочие налоги к уплате	303.035
Прочие текущие обязательства	5.519.939
Итого обязательства	17.283.422
Чистые активы	36.668.128
Гудвилл, возникающий при приобретении (Примечание 11)	11.922.192
Вознаграждение, выплаченное денежными средствами	48.590.320
Уплаченная сумма денежных средств	(48.590.320)
Чистая сумма денежных средств, приобретенная с дочерней организацией	1.660.363
Чистый отток денежных средств	(46.929.957)

Результаты деятельности АНС за период с момента приобретения были включены в консолидированную финансовую отчетность Группы за 2011 год и составили чистый убыток в размере 1.026.005 тысяч тенге. Если бы приобретение имело место 1 января 2011 года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль Группы за 2011 год.

Гудвилл в размере 11.922.192 тысячи тенге относится к ценности от ожидаемой синергии, возникающей при приобретении, так как АНС оказывает значительную часть своих услуг АО «Мангистаумунайгаз», дочерней организации совместного предприятия Группы – «Мангистау Инвестментс Б.В.» («МИБВ»). Гудвилл включен в «Прочие единицы, генерирующие денежные потоки» (Примечание 11) и тестируется на обесценение совместно с инвестициями Группы в МИБВ.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

6. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

«Aysir Turizm ve Inshaat A.S»

В 2012 году Группа приняла решение о продаже 75%-ной доли участия в компании «Aysir Turizm ve Inshaat A.S» («Айсир»).

Выбытие Айсира ожидается в 2013 году, и по состоянию на 31 декабря 2012 года сделка купли-продажи находилась на стадии переговоров. По состоянию на 31 декабря 2012 года Айсир был классифицирован как выбытие группы, предназначенной для продажи и прекращенная деятельность.

Результаты деятельности Айсира за годы, закончившиеся на 31 декабря 2012 и 2011 годов, представлены далее:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	2.607.719	2.561.651
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	(2.712.880)	(2.371.767)
Валовый (убыток) / прибыль	(105.161)	189.884
Общие и административные расходы	(150.539)	(236.831)
Прочий операционный доход	171.748	12.327
Прочий операционный убыток	-	(1.472)
Убыток от операционной деятельности	(83.952)	(36.092)
Положительная / (отрицательная) курсовая разница	767.973	(1.227.058)
Финансовый доход	8.621	15.957
Финансовые затраты	(81.481)	(122.937)
Прибыль / (убыток) до налогообложения от прекращенной деятельности	611.161	(1.370.130)
Экономия по подоходному налогу	16.944	16.944
Прибыль / (убыток) за период от прекращенной деятельности	628.105	(1.353.186)

Основные активы и обязательства Айсира, классифицированные как предназначенные для продажи на 31 декабря представлены далее:

<i>В тысячах тенге</i>	2012
Активы	
Основные средства	5.585.278
Нематериальные активы	3.559.560
Товарно-материальные запасы	73.687
Торговая дебиторская задолженность	122.081
НДС к возмещению	143.580
Прочие текущие активы	94.849
Денежные средства и их эквиваленты	539.668
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	10.118.703
Обязательства	
Займы	1.404.942
Обязательства по отсроченному налогу	540.540
Торговая кредиторская задолженность	261.951
Прочие долгосрочные обязательства	1.413.922
Прочие текущие обязательства	161.200
Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	3.782.555
Чистые активы, относящиеся к группе, предназначенной для продажи	6.336.148

Чистые денежные потоки Айсира были представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Операционные	459.484	412.651
Инвестиционные	(108.576)	(125.905)
Финансовые	(383.507)	43.942
Чистые денежные (оттоки) / притоки	(32.599)	330.688

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ИЗМЕНЕНИЕ ДОЛИ ВЛАДЕНИЯ

16 ноября 2012 года РД КМГ завершил реализацию 49% из имеющейся 100%-ной доли в KS EP Investments BV («KS EP Investments») компании Karpinvest Oil and Gas Ltd. («Karpinvest»), дочерней организации MOL Hungarian Oil and Gas Plc. KS EP Investments владеет 100% долей в ТОО «Карповский Северный» («ТОО КС»), которое является недропользователем по контракту на разведку нефти, газа и конденсата на контрактной территории Карповский Северный в западном Казахстане. В соответствии с условиями соглашения акционеров, был установлен совместный контроль над деятельностью KS EP Investments, и ни один акционер не имеет полномочий единолично контролировать деятельность компании, что делает ее совместно контролируемым предприятием для обоих акционеров.

На дату потери контроля, чистые активы KS EP Investments представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Чистые активы на дату выбытия
Денежные средства и их эквиваленты	1.884.000
Текущие активы	100.000
Долгосрочные активы	8.360.000
	10.344.000
Текущие обязательства	111.000
Долгосрочные обязательства	3.821.000
	3.932.000
Чистые активы	6.412.000

Возмещение, полученное от Karpinvest от реализации 49%-ной доли участия в KS EP Investments, составило 36.455.170 долларов США (5.485.000 тысяч тенге). Итоговая прибыль от выбытия инвестиций составила 4.782.345 тысяч тенге. В результате данной операции РД КМГ прекратил признание активов и обязательств дочерней компании, контроль над которой потерял, и признал 51%-ную долю участия в KS EP Investments методом долевого участия со справедливой стоимостью 5.709.000 тысяч тенге.

Справедливая стоимость сохраненной доли РД КМГ в активах и обязательствах ТОО КС, распределенная по состоянию на 15 ноября 2012 года, и соответствующая доля балансовой стоимости активов и обязательств, включенная в инвестицию по состоянию на 31 декабря 2012 года, были следующими:

	Справедливая стоимость на 15 ноября 2012 года	Активы и обязательства на 31 декабря 2012 года
Денежные средства и их эквиваленты	961.000	82.000
Текущие активы	51.000	373.000
Долгосрочные активы	7.313.000	7.583.000
	8.325.000	8.038.000
Текущие обязательства	58.000	553.000
Долгосрочные обязательства	2.558.000	2.586.000
	2.616.000	3.139.000
Чистые активы	5.709.000	4.899.000

Операционная деятельность ТОО КС зависит от дальнейшего финансирования акционерами в виде займов для обеспечения возможности ТОО КС отвечать по своим текущим обязательствам и продолжать свою деятельность. Для этого РД КМГ в 2012 году предоставил дополнительный займ KS EP Investments в сумме 11.828 тысяч долларов США (1.763 миллионов тенге). Справедливая стоимость предоставленного займа с процентной ставкой 6,5%, определяется путем дисконтирования будущих денежных потоков по кредитам с использованием ставки дисконтирования 15%.

В апреле 2012 года РД КМГ реализовал 51% долю участия в дочернем предприятии, ТОО Казахстан Петрокемикал Индастриз («ТОО КПИ»), ТОО United Chemical Company, компании под общим контролем, за 4.860.396 тысяч тенге. Инвестиции в ТОО КПИ были списаны в предыдущих периодах, соответственно, балансовая стоимость инвестиций на дату выбытия равнялась нулю.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. ПЕРЕСЧЕТЫ

В 2012 году Группа провела пересчет консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2011 года и консолидированного отчета о совокупном доходе за год по указанную дату вследствие признания Айсира как прекращенной деятельности, как описано в *Примечании 6*, и вследствие вклада доли в Аркагаз Материнской Компанией, учтенного по методу объединения долей, что описано ниже.

В 2012 году Материнская Компания передала 100% долю участия в Аркагаз в обмен на выпущенные акции с номинальной стоимостью 4.109.246 тысяч тенге (*Примечание 5*). Данное объединение бизнеса под общим контролем учтено с применением метода объединения долей.

Соответственно, сравнительный консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2011 года и консолидированный отчет о совокупном доходе за год по указанную дату были пересчитаны в соответствии с требованиями МСБУ 1.

Эффект на сравнительные данные приводится ниже:

Влияние на финансовое положение на 31 декабря:	2011 года
Увеличение основных средств	3.746.534
Увеличение в долгосрочных активах	3.746.534
Увеличение товарно-материальных запасов	18.763
Увеличение НДС к возмещению	4.473
Увеличение предоплаты по подоходному налогу	616
Увеличение торговой дебиторской задолженности	34.848
Увеличение прочих текущих активов	27.797
Увеличение денежных средств и их эквивалентов	40.718
Увеличение в текущих активах	127.215
Увеличение торговой кредиторской задолженности	1.004
Увеличение прочих текущих обязательств	12.922
Увеличение в текущих обязательствах	13.926
Увеличение в чистых активах	3.859.823
Приходится на:	
Акционера материнской компании	3.859.823
Неконтрольную долю участия	—
	3.859.823

Чистые активы Аркагаз по состоянию на 1 января 2011 года составляли 2.600.843 тысячи тенге.

В 2011 году Аркагаз признал увеличение уставного капитала на сумму 1.335.366 тысяч тенге, которое было признано как увеличение в дополнительно оплаченном капитале Группы в 2011 году.

Эффект пересчета вследствие применения метода объединения долей на финансовые результаты Группы за год по 31 декабря 2011 года приведен ниже:

Влияние на результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2011 года	2011 года
Увеличение в выручке от реализованной продукции и оказанных услуг	755.709
Увеличение в себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг	(714.217)
Увеличение в общих и административных расходах	(110.828)
Увеличение в расходах по транспортировке и реализации	(6.270)
Увеличение в прочих операционных доходах	1.133
Увеличение в прочих операционных убытках	(1.913)
Уменьшение в прибыли за период	(76.386)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтега- зовые активы	Трубо- проводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудо- вание	Транспорт	Прочие	Незавершен- ное строитель- ство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	1.336.640.559	215.523.404	445.153.318	185.153.194	194.819.247	57.678.632	29.465.836	86.940.949	2.551.375.139
Пересчёт валюты отчетности	14.407.453	–	1.860.191	(561.143)	(866.244)	1.071.065	84.676	111.050	16.107.048
Поступления	154.631.069	5.613.863	4.530.676	4.946.860	5.707.510	22.563.168	6.225.303	224.509.234	428.727.683
Приобретения посредством объединения предприятий	998.433	–	–	12.687.196	8.103.275	11.385.148	188.991	75.790	33.438.833
Выбытия	(19.569.485)	(553.325)	(1.539.831)	(4.024.682)	(3.842.472)	(3.480.548)	(2.623.897)	(3.844.174)	(39.478.414)
Расходы по износу	(35.099.010)	(10.387.366)	(38.677.358)	(14.089.761)	(25.522.937)	(8.103.613)	(7.748.920)	–	(139.628.965)
Накопленный износ по выбытиям	8.595.453	518.388	754.761	958.200	2.698.591	2.310.059	1.838.763	–	17.674.215
Резерв на обесценение	(9.948.186)	(150.497)	(2.722.980)	(9.235.574)	(4.222.873)	(16.524)	(144.335)	(5.274.467)	(31.715.436)
Перевод из активов по разведке и оценке	1.407.070	–	–	–	–	–	–	–	1.407.070
Переводы в нематериальные активы	–	–	–	–	(40.798)	–	(3.773)	(496.837)	(541.408)
Переводы и реклассификации	72.331.126	11.932.983	22.148.218	15.697.764	12.714.371	1.453.597	2.730.312	(139.008.371)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	1.524.394.482	222.497.450	431.506.995	191.532.054	189.547.670	84.860.984	30.012.956	163.013.174	2.837.365.765
Пересчёт валюты отчетности	40.839.045	–	4.891.706	1.649.202	376.373	363.581	57.699	(737.432)	47.440.174
Поступления	143.071.562	53.988.108	4.949.890	2.436.759	7.381.641	10.203.637	4.358.717	280.774.482	507.164.796
Приобретение доли участия в «Карачаганак» (Примечание 5)	294.642.852	–	–	–	–	–	–	–	294.642.852
Выбытия	(12.084.435)	(228.602)	(2.082.281)	(4.561.680)	(2.409.089)	(2.266.836)	(2.755.402)	(4.248.355)	(30.636.680)
Расходы по износу	(48.809.051)	(12.040.104)	(37.285.130)	(13.641.808)	(26.664.372)	(10.534.751)	(8.854.482)	–	(157.829.698)
Накопленный износ по выбытиям (Резерв на обесценение) / сторнирование резерва на обесценение	6.155.392	85.382	1.457.243	2.567.499	1.990.092	2.035.433	2.381.435	537.714	17.210.190
Прекращенная деятельность (Примечание 6)	(68.524.815)	–	186.238	(3.370.888)	(1.427.416)	(3.203.201)	(655.428)	(5.394.229)	(82.389.739)
Перевод из активов по разведке и оценке	2.770.340	–	–	–	–	–	–	–	2.770.340
Переводы в нематериальные активы	(769.679)	–	–	–	(45.877)	–	(58.431)	(3.369.302)	(4.243.289)
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(81.181)	–	(287.613)	–	(250.083)	(42.986)	(280.599)	(1.710.576)	(2.653.038)
Переводы и реклассификации	78.424.504	28.483.953	57.160.326	27.676.963	21.077.084	7.597.893	2.757.611	(223.178.334)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	1.960.029.016	292.786.187	460.497.374	198.985.648	189.576.023	89.013.754	26.964.076	205.404.317	3.423.256.395

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость	2.287.091.863	361.850.426	625.876.778	291.210.707	324.938.523	135.270.824	56.607.869	216.886.899	4.299.733.889
Накопленный износ и обесценение	(327.062.847)	(69.064.239)	(165.379.404)	(92.225.059)	(135.362.500)	(46.257.070)	(29.643.793)	(11.482.582)	(876.477.494)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	1.960.029.016	292.786.187	460.497.374	198.985.648	189.576.023	89.013.754	26.964.076	205.404.317	3.423.256.395
Первоначальная стоимость	1.739.895.397	279.478.404	560.244.737	271.395.201	298.671.010	119.874.312	60.216.493	171.486.124	3.501.261.678
Накопленный износ и обесценение	(215.500.915)	(56.980.954)	(128.737.742)	(79.863.147)	(109.123.340)	(35.013.328)	(30.203.537)	(8.472.950)	(663.895.913)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	1.524.394.482	222.497.450	431.506.995	191.532.054	189.547.670	84.860.984	30.012.956	163.013.174	2.837.365.765

В 2012 году Группа капитализировала затраты по займам, по средней ставке капитализации в 8,47% на сумму 6.790.893 тысячи тенге, относящиеся к строительству новых активов (в 2011 году: 5.796.730 тысяч тенге, по средней ставке капитализации в 5,81%).

На 31 декабря 2012 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 1.029.828.785 тысяч тенге (в 2011 году: 946.839.813 тысяч тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам и обязательствам Группы (*Примечания 20 и 21*).

В 2012 году Группа получила от своей материнской компании газопроводы высокого, среднего и низкого давления и сопутствующие сооружения, расположенные в Мангистауском, Кызыл-Ординском и Южно-Казахстанском регионах на общую сумму 30.222.376 тысяч тенге (*Примечание 19*).

Обесценение основных средств

В 2012 году Группа признала убыток по обесценению в размере 82.389.739 тысяч тенге, который, в основном, приходится на обесценение основных средств «РД КМГ» на сумму 76.343.779 тысяч тенге, АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг» (далее по тексту «КМГ ПМ») на сумму 1.258.361 тысячу тенге и ТОО «Наукоград» (далее по тексту «Наукоград») в сумме 2.326.137 тысяч тенге, за минусом сторнирования резерва на обесценение ТОО «КазМунайГаз-Сервис» (далее по тексту «КМГ-Сервис») на сумму 1.216.670 тысяч тенге. Для подробного обсуждения «РД КМГ» смотрите *Примечание 4*.

В 2011 году Группа признала чистый убыток по обесценению в размере 31.715.436 тысяч тенге, который приходится, в основном, на обесценение основных средств АО «КазТрансОйл» (далее по тексту «КТО») на сумму 13.469.618 тысяч тенге, «Ромпетрол групп» (далее по тексту «TRG») на сумму 10.344.398 тысяч тенге и «КМГ-Сервис» на сумму 5.220.193 тысячи тенге.

В 2011 году «КТО» признал убыток от обесценения в размере 13.469.618 тысяч тенге по активам «Нефтеналивного Терминала Батуми» и «Морского Порта Батуми». Возмещаемые суммы генерирующих единиц этих активов были определены на основе ценности от использования с применением ожидаемых денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на десятилетний период. Денежные потоки после десятилетнего периода были экстраполированы с применением 1,77% нормы роста. Группа использовала ставку средневзвешенной стоимости капитала 16,19% для дисконтирования денежных потоков.

В 2011 году «TRG» признала убыток от обесценения в размере 10.576.355 тысяч тенге по незавершенному строительству и складам в связи с приостановлением планов по строительству и отсутствием рынка для таких активов. Руководство считает, что эти активы не будут возмещены посредством их использования в обычной операционной деятельности или продажи.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Материальные	Нематериаль- ные	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2010 года	134.851.474	15.947.679	150.799.153
Пересчет валюты отчетности	609.659	–	609.659
Поступления	19.888.368	6.878.749	26.767.117
Приобретение дочерних организаций (Примечание 5)	–	10.049.257	10.049.257
Резерв на обесценение	(15.155.014)	(5.703.535)	(20.858.549)
Перемещение в основные средства	(1.407.070)	–	(1.407.070)
Выбытия	(5.307.717)	(339.381)	(5.647.098)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	133.479.700	26.832.769	160.312.469
Пересчет валюты отчетности	–	(135.909)	(135.909)
Поступления	327.581	36.077.558	36.405.139
Перемещение в основные средства	(2.770.340)	–	(2.770.340)
Потеря контроля над дочерней компанией	(7.097.643)	(1.092.660)	(8.190.303)
Выбытия	–	(336.888)	(336.888)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	123.939.298	61.344.870	185.284.168

В 2011 году Группа признала убытки от обесценения активов по разведке и оценке по Курмангазы, Тюб-Караган и другим месторождениям в размере 13.021.094 тысячи тенге, 7.435.589 тысяч тенге и 401.866 тысячи тенге, соответственно, которые были уменьшены на сумму списанного займа в размере 7.760.703 тысячи тенге, относящегося к финансированию деятельности по разведке и оценке месторождения Тюб-Караган (2012: ноль).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

11. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Гудвилл	Нематериальные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	125.234.695	26.832.079	11.042.249	21.612.269	184.721.292
Пересчёт валюты отчетности	276.199	192.651	267.462	(231.701)	504.611
Поступления	–	–	6.954.794	4.312.228	11.267.022
Приобретения посредством объединения предприятий (<i>Примечание 5</i>)	11.922.192	–	14.420	2.346	11.938.958
Выбытия	–	(2.107)	(476.997)	(458.171)	(937.275)
Расходы по амортизации	–	(18.411)	(3.703.099)	(4.010.320)	(7.731.830)
Накопленная амортизация по выбытиям	–	–	410.565	252.547	663.112
Резерв на обесценение	(2.371.431)	–	(307)	(642.770)	(3.014.508)
Переводы из незавершенного строительства	–	–	541.408	–	541.408
Переводы и корректировки	–	–	125.386	(125.386)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	135.061.655	27.004.212	15.175.881	20.711.042	197.952.790
Пересчёт валюты отчетности	(35.421)	429.865	58.570	286.846	739.860
Поступления	–	–	4.564.214	2.914.932	7.479.146
Приобретение доли участия в «Карачаганак» (<i>Примечание 5</i>)	–	–	–	1.130.800	1.130.800
Выбытия	–	–	(308.035)	(487.889)	(795.924)
Расходы по амортизации	–	–	(4.136.340)	(2.296.277)	(6.432.617)
Накопленная амортизация по выбытиям	–	–	208.516	238.654	447.170
Прекращенная деятельность (<i>Примечание 6</i>)	–	–	–	(3.559.560)	(3.559.560)
Переводы из незавершенного строительства	–	–	742.581	3.500.708	4.243.289
Перевод из товарно-материальных запасов	–	–	2.031	941	2.972
Переводы	–	–	3.837.665	(3.837.665)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	135.026.234	27.434.077	20.145.083	18.602.532	201.207.926
Первоначальная стоимость	165.747.928	28.014.773	38.937.207	32.893.451	265.593.359
Накопленная амортизация и обесценение	(30.721.694)	(580.696)	(18.792.124)	(14.290.919)	(64.385.433)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	135.026.234	27.434.077	20.145.083	18.602.532	201.207.926
Первоначальная стоимость	165.446.556	27.562.193	29.706.453	33.075.410	255.790.612
Накопленная амортизация и обесценение	(30.384.901)	(557.981)	(14.530.572)	(12.364.368)	(57.837.822)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	135.061.655	27.004.212	15.175.881	20.711.042	197.952.790

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

11. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Текущая стоимость гудвилла относимая на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2012	2011
«Нефтепереработка»	11.091.084	14.683.550
«Downstream Romania»	6.680.222	6.231.168
«Dyneff»	5.198.138	5.178.122
Прочее	8.508.738	5.420.763
Единицы, генерирующие денежные потоки Rompetrol group N.V.	31.478.182	31.513.603
Группа единиц, генерирующих денежные потоки в ТОО Refinery Company RT	88.553.296	88.553.296
Прочие	14.994.756	14.994.756
Итого гудвилл	135.026.234	135.061.655

«Нефтепереработка», «Downstream Romania» и «Dyneff»

В 2012 и 2011 годах, не было признано убытков по обесценению «Нефтепереработки», «Downstream Romania», «Dyneff» и прочим единицам генерирующие денежные потоки «TRG».

Возмещаемая стоимость подразделений «Нефтепереработка» и «Downstream Romania» была определена на основании ценности от использования с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применимая к прогнозу денежных потоков в 2012 году, равна 10,1% (в 2011 году: 10,4%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста (в 2011 году: 1,5%), что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 8,6% (в 2011 году: 8,9%).

Возмещаемая стоимость подразделения Dyneff была определена на основании ценности от использования с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применимая к прогнозу движения денежных потоков в 2012 году, равна 6,6% (в 2011 году: 6,7%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста (в 2011 году: 1,5%), что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости в 2012 году составляет 5,1% (в 2011 году: 5,2%).

Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию «Нефтепереработка», «Downstream Romania» и «Dyneff»

Основные допущения, применявшиеся при расчете ценности от использования за вычетом расходов на реализацию, представлены следующим образом:

- Операционная прибыль;
- Ставки дисконтирования;
- Темпы роста, использованные для экстраполяции денежных потоков за пределами планового периода.

Операционная прибыль – операционная прибыль, которая основывается на чистых доходах единиц, генерирующих денежные средства.

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 отрасли. 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.

Оценка темпа роста – нормы, которые основаны на опубликованных исследованиях по данной отрасли.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

11. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

«Нефтепереработка», «Downstream Romania» и «Dyneff» (продолжение)

Чувствительность к изменениям в допущениях «Нефтепереработка», «Downstream Romania», и «Dyneff»

По мнению руководства, в отношении оценки ценности от использования для единиц, генерирующих денежные потоки, никакое приемлемое изменение в любом из указанных выше основных допущений не вызовет значительного превышения текущей стоимости единицы над ее возмещаемой стоимостью, кроме случаев раскрытых в следующем абзаце.

На 31 декабря 2012 года порог рентабельности для текущей модели достигается при уменьшении операционных доходов на 67% для подразделения «Нефтепереработка», 80% для подразделения «Downstream Romania» и 23,6% для подразделения «Dyneff».

ТОО «Refinery Company RT» (далее по тексту «Refinery»), 100% дочерняя организация «КМГ ПМ»

Возмещаемая стоимость Refinery была определена на основании ценности от использования с применением дисконтированных денежных потоков, основанных на финансовых планах, утвержденных руководством на пятилетний срок. Ставка дисконтирования, применяемая к прогнозируемым денежным потокам, составила 11,8% (в 2011 году: 12,8%), а денежные потоки за пределами пятилетнего срока были экстраполированы с учетом темпа роста, равного 3,67% (в 2011 году: 3,3%). Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 8,1% (в 2011 году: 9,5%).

На основании проведенного тестирования не было признано обесценение в 2012 и 2011 годах.

Основные допущения, применявшиеся при расчете ценности от использования

- Валовая прибыль;
- Запланированное значение EBITDA;
- Капитальные затраты в 2013-2017 годах;
- Ставки дисконтирования

Объем выработки нефтепродуктов – являются прогнозами Группы по выходу нефтепродуктов при переработке 1 тонны сырой нефти до и после модернизации АО «Павлодарский Нефтехимический Завод» (далее по тексту «ПНХЗ»).

Запланированное значение EBITDA – является запланированным значением EBITDA, определенным на основе прошлого опыта, которое скорректировано с учетом того, что выручка от реализации нефтепродуктов возрастет вследствие введения в действие модернизированных производственных мощностей «ПНХЗ» в 2016 и 2017 годах.

Капитальные затраты – капитальные затраты представляют собой затраты: а) по реконструкции и модернизации «ПНХЗ»; б) затраты, необходимые для поддержания текущего состояния актива.

Ставки дисконтирования – ставки дисконтирования, которые отражают текущие рыночные оценки рисков, характерных для каждой единицы, генерирующей денежные средства. Ставка дисконтирования была вычислена на основании расчета средневзвешенной стоимости капитала в отрасли. В дальнейшем, данная ставка была откорректирована для отражения оценки рынка на какой-либо конкретный риск, относящийся к единице, генерирующей денежные потоки, для которой будущие оценочные денежные потоки не были откорректированы.

Чувствительность к изменениям в допущениях

Результаты оценки возмещаемой стоимости гудвилла Refinery являются чувствительными к изменению основных допущений, в частности, допущений, связанных с изменением ставки дисконтирования WACC, а также запланированного значения EBITDA в терминальном периоде.

Повышения ставки дисконтирования на 1% с 11,8% до 12,8%, приведет к тому, что балансовая стоимость гудвилла превысит возмещаемую стоимость на 21.708 миллионов тенге.

Понижение запланированного, в терминальном периоде, значения EBITDA на 3% с 14,8% до 11,8% приведет к тому, что балансовая стоимость гудвилла превысит возмещаемую стоимость на 107.810 миллионов тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ДОЛГОСРОЧНЫЕ БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Выраженные в долларах США	215.391	186.255
Выраженные в тенге	2.272.124	9.680.853
Выраженные в евро	-	41.860
	2.487.515	9.908.968

На 31 декабря 2012 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 2,75% в долларах США и 2,20% в тенге (в 2011 году: 5,0% в долларах США, 3,01% в тенге и 4,00% в Евро).

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Срок погашения от 1 до 2 лет	153.261	7.917.541
Срок погашения свыше 2 лет	2.334.254	1.991.427
	2.487.515	9.908.968

На 31 декабря 2012 года долгосрочные банковские депозиты включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 1.141.416 тысяч тенге (в 2011 году: 1.662.649 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2012		2011	
	Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
Совместные предприятия:				
ТОО «Тенгизшевройл»	264.698.959	20,00%	236.733.082	20,00%
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	176.949.392	50,00%	112.313.687	50,00%
ТОО «Казахойл-Актобе»	72.085.480	50,00%	60.765.521	50,00%
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	71.959.310	50,00%	70.348.225	50,00%
ТОО «КазРосГаз»	63.423.836	50,00%	164.437.515	50,00%
ТОО «КазГерМунай»	55.315.780	50,00%	83.827.856	50,00%
Ural Group Limited BVI («UGL»)	19.066.237	50,00%	17.703.117	50,00%
«Валсера Холдингс Б.В.»	18.511.433	50,00%	17.654.144	50,00%
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	12.011.596	50,00%	3.431.884	50,00%
АО «МунайТас»	7.505.315	51,00%	6.121.357	51,00%
ТОО СП «Каспий Битум»	–	50,00%	3.305.185	50,00%
Прочие	28.368.047		20.081.464	
Ассоциированные компании:				
«ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»)	80.909.217	33,00%	99.671.202	33,00%
«Каспийский Трубопроводный Консорциум»	17.274.707	20,75%	16.810.919	20,75%
Прочие	6.017.730		5.950.277	
	894.097.039		919.155.435	

На 31 декабря 2012 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 30.912.569 тысяч тенге (в 2011 году: 61.147.432 тысячи тенге).

На 31 декабря 2012 года Группа признала обесценение инвестиций в ТОО СП «Каспий Битум» в сумме 2.944.216 тысяч тенге.

Группа владеет 50%-й долей в «CITIC Canada Energy Limited» («CCEL» совместная организация). 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 14).

На 31 декабря 2012 года дивиденды к получению от ПКИ составили 34.820.940 тысяч тенге (в 2011 году: 29.383.200 тысяч тенге).

В таблице ниже представлено движение в инвестициях за 2012 и 2011 года:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Сальдо на 1 января	919.155.435	696.881.032
Дополнительные вклады	8.793.659	91.689.870
Доля в прибыли	471.086.475	534.622.865
Дивиденды полученные	(504.177.416)	(401.000.520)
Изменение в дивидендах к получению	(5.437.740)	(9.926.400)
Обесценение инвестиций	(2.955.515)	(51.796)
Пересчет валюты отчетности	7.632.141	6.940.384
Сальдо на 31 декабря	894.097.039	919.155.435

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

В таблице ниже представлены дивиденды, полученные от ассоциированных и совместных предприятий в 2012 и 2011 годах:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
<u>Совместные предприятия:</u>		
ТОО «Тенгизшевройл»	243.858.102	303.606.034
ТОО «КазРосГаз»	142.995.621	7.058.943
ТОО «КазГерМунай»	67.170.000	36.627.000
Прочие	2.143	379.730
<u>Ассоциированные компании:</u>		
«ПетроКазахстан Инк.»	55.238.136	63.093.995
Прочие	351.154	161.218
Итого	509.615.156	410.926.920

В таблицах ниже обобщенно представлена финансовая информация о совместных предприятиях и ассоциированных компаниях (пропорциональная доля Группы):

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Суммарные активы и обязательства в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях на 31 декабря		
Текущие активы	371.050.032	429.111.574
Долгосрочные активы	1.751.008.602	1.184.289.847
Текущие обязательства	(280.200.185)	(220.564.891)
Долгосрочные обязательства	(947.761.410)	(473.681.095)
Чистые активы	894.097.039	919.155.435

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Суммарная выручка и чистая прибыль в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях за год		
Выручка	1.558.147.264	1.649.236.679
Чистая прибыль	471.086.475	534.622.865
Курсовые разницы от перевода валюты признанные непосредственно в прочем совокупном доходе	7.632.141	6.940.384

14. ВЕКСЕЛЬ К ПОЛУЧЕНИЮ ОТ УЧАСТНИКА 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 «РД КМГ» приняла на себя обязательство выплачивать «CITIC» любые дивиденды полученные от «CCEL», в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 572,3 миллиона долларов США (86.273.195 тысяч тенге) на 31 декабря 2012 года (в 2011 году: 627,3 миллионов долларов США или 93.084.216 тысяч тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли «РД КМГ» в первоначальной цене приобретения, профинансированной «CITIC» плюс начисленное вознаграждение. «РД КМГ» не имеет обязательства уплачивать суммы «CITIC» до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от «CCEL». Соответственно, «РД КМГ» признает в своем отчете 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. Текущая стоимость этой дебиторской задолженности составила 119,7 миллионов долларов США (18.221.759 тысяч тенге) на 31 декабря 2012 года (в 2011 году: 129,2 миллионов долларов США или 19.499.294 тысячи тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ВЕКСЕЛЬ К ПОЛУЧЕНИЮ ОТ УЧАСТНИКА СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ (продолжение)

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%, за минусом совокупной суммы полученных гарантированных платежей.

17 ноября 2008 года гарантированный платеж был увеличен с 26,2 миллионов долларов США (3.147.406 тысяч тенге) до 26,9 миллионов долларов США (3.231.497 тысяч тенге), 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.

Доля Группы в активах и обязательствах совместно-контролируемого предприятия представлена следующим образом:

	2012	2011
Текущие активы	26.616.427	25.967.227
Долгосрочные активы	104.772.444	112.996.459
	131.388.871	138.963.686
Текущие обязательства	40.191.266	42.148.678
Долгосрочные обязательства	91.197.605	96.815.008
	131.388.871	138.963.686
Чистые активы	-	-

Чистые активы равны нулю, так как «CCEL» обязан распределять весь доход своим участникам и, соответственно, классифицирует весь распределяемый доход в качестве обязательства.

15. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Материалы и запасы	86.918.791	83.425.807
Нефтепродукты	64.654.236	69.241.137
Сырая нефть	50.716.508	42.219.938
Продукты переработки газа	12.865.282	18.515.321
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	(11.873.544)	(10.549.728)
	203.281.273	202.852.475

16. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Предоплата и расходы будущих периодов	35.401.526	49.129.572
Налоги к возмещению	19.805.144	3.911.728
Прочие текущие активы	91.817.051	141.679.279
Минус: резерв по сомнительным долгам	(11.997.533)	(6.297.883)
Итого прочих текущих активов	135.026.188	188.422.696
Торговая дебиторская задолженность	238.061.651	197.124.732
Минус: резерв по сомнительным долгам	(18.774.866)	(11.489.938)
Торговая дебиторская задолженность	219.286.785	185.634.794

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов по этим активам проценты не начислялись.

По состоянию на 31 декабря 2012 года торговая дебиторская задолженность в размере 91.444.763 тысячи тенге находилась в качестве залогового обеспечения по обязательствам Группы (в 2011 году: 26.832.204 тысяч тенге) (Примечание 20).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

16. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ (продолжение)

Изменения в резерве на обесценение торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активов представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
На 31 декабря 2010 года	15.709.357
Начисления за год	4.216.948
Списано	(1.058.403)
Перевод в активы, удерживаемые для продажи	(217.269)
Пересчет валюты отчетности	(229.106)
Восстановлено	(633.706)
На 31 декабря 2011 года	17.787.821
Начисления за год	13.539.891
Списано	(225.708)
Перевод в активы, удерживаемые для продажи	(771.845)
Пересчет валюты отчетности	569.919
Восстановлено за счет списания	565.244
Восстановлено	(692.923)
На 31 декабря 2012 года	30.772.399

На 31 декабря анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>		Не просроченная, не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			<30 дней	30 – 60 дней	60 – 90 дней	90 – 120 дней	>120 дней
2012	219.286.785	187.087.190	13.282.923	11.243.696	1.700.070	1.319.490	4.653.416
2011	185.634.794	83.246.067	63.771.204	27.222.029	1.578.724	1.052.590	8.764.180

17. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Краткосрочные банковские вклады	633.122.581	446.515.495
Займы связанным сторонам	32.262.570	62.849.289
Минус: резерв по сомнительным займам связанным сторонам	(5.807.343)	(5.808.693)
	659.577.808	503.556.091

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Краткосрочные финансовые активы в долларах США	413.047.217	321.111.501
Краткосрочные финансовые активы в тенге	246.339.253	176.171.505
Краткосрочные финансовые активы в других валютах	191.338	6.273.085
	659.577.808	503.556.091

На 31 декабря 2012 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 2,21% в долларах США, 4,06% в тенге и 4,00% в других валютах (в 2011 году: 4,09% в долларах США, 3,29% в тенге и 0,86% в других валютах).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

17. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Займы связанным сторонам учитываются по амортизированной стоимости.

Изменения в резерве на обесценение займов связанным сторонам представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
На 31 декабря 2010 года	5.794.542
Отчисления за год	14.151
На 31 декабря 2011 года	5.808.693
Восстановление списания	(1.350)
На 31 декабря 2012 года	5.807.343

18. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Срочные вклады в банках – тенге	120.933.758	117.011.743
Текущие счета в банках – тенге	90.815.360	114.081.847
Срочные вклады в банках – доллары США	93.134.773	222.109.017
Текущие счета в банках – доллары США	86.329.779	105.188.711
Текущие счета в банках – другие валюты	12.058.545	12.031.208
Срочные вклады в банках – другие валюты	7.982.589	7.991.776
Кассовая наличность	3.830.647	3.538.551
	415.085.451	581.952.853

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 2012 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 0,7% в долларах США и 1,95% в тенге (в 2011 году: 1,33% в долларах США и 1,17% в тенге).

На 31 декабря 2012 года денежные средства и их эквиваленты в размере 33.714 тысяч тенге и 84.666 тысяч тенге были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Гемирбанк», соответственно (в 2011 году: 189.318 тысяч тенге и 2.024 тысячи тенге, соответственно) (Примечание 33).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. КАПИТАЛ

Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных включает:

	На 31 декабря 2010 года	Выпущено в 2011 году	На 31 декабря 2011 года	Выпущено в 2012 году	На 31 декабря 2012 года
Количество выпущенных акций	388.974.019	26.513.508	415.487.527	102.670.272	518.157.799
Номинальной стоимостью 500 тенге	359.274.019	26.513.506	385.787.525	72.663.241	458.450.766
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	29.700.000	–	29.700.000	30.007.029	59.707.029
Номинальной стоимостью 838 тенге	–	1	1	–	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	–	1	1	–	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	–	–	–	1	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	–	–	–	1	1
Количество оплаченных акций	385.571.721	29.915.806	415.487.527	102.670.272	518.157.799
Номинальной стоимостью 500 тенге	355.871.721	29.915.804	385.787.525	72.663.241	458.450.766
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	29.700.000	–	29.700.000	30.007.029	59.707.029
Номинальной стоимостью 838 тенге	–	1	1	–	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	–	1	1	–	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	–	–	–	1	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	–	–	–	1	1
Уставный капитал (тысяч тенге)	326.435.861	14.957.903	341.393.764	186.366.767	527.760.531
Номинальной стоимостью 500 тенге	177.935.861	14.957.901	192.893.762	36.331.620	229.225.382
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	148.500.000	–	148.500.000	150.035.145	298.535.145
Номинальной стоимостью 838 тенге	–	1	1	–	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	–	1	1	–	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	–	–	–	1	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	–	–	–	1	1

На 1 января 2011 года 3.402.298 простых акций не были оплачены. В 2011 году Компания объявила и выпустила 26.513.508 простых акций, в том числе 26.513.506 простых акций по цене размещения 500 тенге за одну простую акцию, одну акцию по цене размещения 838 тенге и одну простую акцию по цене размещения 858 тенге. В 2011 году Материнская Компания оплатила 29.915.806 простых акций следующим образом: 12.135.394 тысячи тенге денежными средствами и передачей газопроводов на общую сумму 2.822.509 тысяч тенге. На 31 декабря 2011 года все объявленные и выпущенные акции были оплачены.

В 2012 году Компания объявила о выпуске 106.663.243 простых акций, из них выпущено и оплачено 102.670.272, в том числе 72.663.241 простых акций по цене размещения 500 тенге за одну акцию, одну простую акцию по цене размещения 704 тенге за одну акцию и одну простую акцию по цене размещения 592 тенге за одну акцию, 30.007.029 простых акций по цене размещения 5.000 тенге за одну акцию на общую сумму 186.366.767 тысяч тенге. Дополнительно, 3.992.971 простых акций были объявлены, но не выпущены. В 2012 году Материнская Компания оплатила 102.670.272 простые акции следующим образом: Компания получила газопроводы высокого, среднего и низкого давления и сопутствующие сооружения, расположенные в Мангистауском, Кызыл-Ординском и Южно-Казахстанском регионах на общую сумму 30.222.376 тысяч тенге, 2.000.004 тысячи тенге денежными средствами, 100%-ную долю участия в Аркагаз на общую сумму 4.109.246 тысяч тенге и 50%-ную долю участия в ТОО «КУДОСРП» на общую сумму 150.035.141 тысяч тенге.

На 31 декабря 2012 года количество объявленных, но не выпущенных простых акций составило 3.992.971 штук.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. КАПИТАЛ (продолжение)

Операции с Материнской Компанией

В 2011 году Компания признала дополнительный оплаченный капитал в сумме 10.971.414 тысяч тенге, представляющий собой разницу между номинальной и справедливой стоимостью займа, полученного от Материнской Компании (*Примечание 33*).

В 2012 году Группа признала дополнительно оплаченный капитал в сумме 4.688.102 тысячи тенге, который представляет собой справедливую стоимость газопровода, переданного Материнской Компанией в обмен на 5,615% долю в АО «Самрук-Энерго», оставшаяся доля в 94,385% принадлежит Материнской Компании. В предыдущих периодах доля участия была полностью обесценена Группой, соответственно на дату приобретения балансовая стоимость доли равна нулю.

Как указано в Примечании 5, 5%-ная доля участия в Карачаганаке внесена Материнской Компанией, в обмен которой Компания выпустила уставной капитал в сумме 150.035.141 тысяч тенге. Справедливая стоимость вклада составила 151.171.757 тысяч тенге. Разница в размере 1.136.616 тысяч тенге была признана как дополнительно оплаченный капитал.

Выплаты Акционеру

В 2011 году по распоряжению Правительства Республики Казахстан Группа провела финансирование мероприятий по восстановлению жилья, инженерной и социальной инфраструктуры, разрушенных вследствие весенних паводков 2011 года. Общая сумма финансирования составила 3.900.000 тысячи тенге и была отражена как распределение Акционеру. Кроме того, в 2011 году Группа создала резерв в сумме 3.959.439 тысяч тенге на реконструкцию Выставочного Центра в Москве и увеличила резерв на строительство Музея Истории на сумму 1.070.562 тысячи тенге. Оба резерва были отражены Группой на основании Постановления Правительства Республики Казахстан, как распределение акционеру (*Примечание 4*).

В 2012 году Группа увеличила резерв на реконструкцию Выставочного Центра на 2.451.225 тысяч тенге и резерв в отношении затрат, которые будут понесены на строительство Исторического Музея в сумме 5.179.475 тысяч тенге, и соответственно, отразила их как распределение акционеру. Кроме того, в 2012 году Группа создала обязательства по передаче Северо-Каспийской экологической базы реагирования на разливы нефти (СКЭБР) в ведение Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан в сумме 13.537.062 тысячи тенге и отразила его как распределение Акционеру.

Уменьшение в нераспределенной прибыли на 637.832 тысячи тенге представляют собой прочие распределения Акционеру.

Прочие движения в нераспределенной прибыли, связанные с приобретением неконтрольной доли участия раскрыты в *Примечании 5*.

Дивиденды

В 2012 году Компания начислила и выплатила дивиденды своему Акционеру в размере 293,35 тенге за акцию на общую сумму 143.201.087 тысяч тенге (в 2011 году: 117,68 тенге за акцию на общую сумму 45.796.384 тысячи тенге).

В 2012 году Группа выплатила дивиденды держателям неконтрольной доли участия в РД КМГ в размере 34.224.235 тысяч тенге (в 2011 году: 22.167.123 тысячи тенге).

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)

19. КАПИТАЛ (продолжение)

Неконтрольная доля участия

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	492.114.355	502.935.028
Дочерние организации Cooperative KazMunaiGaz U.A.	59.322.890	78.251.099
АО «КазТрансОйл»	29.178.181	–
Дочерние организации АО «Переработка и Маркетинг «КазМунайГаз»	288.568	277.074
Прочие	243.325	194.403
	581.147.319	581.657.604

В 2012 году РД КМГ увеличило количество изъятых акций из обращения в результате выкупа собственных акций (2.205.813 привилегированных акций) на сумму 36.202.658 тысяч тенге (в 2011 году: 938.479 привилегированных акций на сумму 15.762.657 тысяч тенге). Текущая стоимость выкупленной неконтрольной доли составила 42.511.899 тысяч тенге на 31 декабря 2012 года (в 2011 году: 14.895.474 тысяч тенге). Разница между уплаченной суммой и текущей стоимостью выкупленной неконтрольной доли в размере 6.309.241 тысячи тенге была признана в нераспределенной прибыли (в 2011 году: 867.183 тысяч тенге).

Как часть программы Народного IPO, 25 декабря 2012 года на Казахстанской Фондовой Бирже было продано 38.463.559 простых акций КТО по 725 тенге за акцию на сумму 27.886.080 тысяч тенге, и понесены консалтинговые расходы в связи с выпуском акций, в размере 565.717 тысяч тенге. Балансовая стоимость доли меньшинства признана в результате операции на сумму 29.178.181 тысяч тенге. Разница между поступлениями от выпуска и увеличением доли меньшинства, в сумме 1.857.818 тысяч тенге, отнесена на нераспределенную прибыль.

20. ЗАЙМЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	1.560.512.307	1.363.436.347
Средневзвешенные ставки вознаграждения	8,01%	8,13%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	503.135.858	554.348.567
Средневзвешенные ставки вознаграждения	4,89%	8,92%
	2.063.648.165	1.917.784.914

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Займы, выраженные в долларах США	1.760.318.824	1.631.878.747
Займы, выраженные в тенге	265.733.278	250.491.821
Займы, выраженные в евро	36.642.633	35.263.082
Займы, выраженные в других валютах	953.430	151.264
	2.063.648.165	1.917.784.914

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Текущая часть	469.943.861	282.941.427
Долгосрочная часть	1.593.704.304	1.634.843.487
	2.063.648.165	1.917.784.914

Ниже рассмотрены основные изменения в займах:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

20. ЗАЙМЫ (продолжение)

В июне 2012 года в целях приобретения 5%-ной доли в Карачаганакском проекте (Примечание 5), посредством приобретения 50% в ТОО «КУДОСРП», был заключен Договор займа между Компанией, Аджип Карачаганак Б.В., БиДжи Карачаганак Лимитед, Шеврон Интернэшнл Петролеум Компани, Лукойл Оверсиз Карачаганак Б.В. (далее – Консорциум) и ТОО «КУДОСРП» на сумму 1 миллиард долларов США с годовой ставкой вознаграждения 1.25 ставки ЛИБОР плюс 3%, погашение которого производится равными платежами ежемесячно в течение трех лет за счет поступления денежных средств от Проекта. По данному Договору Группа приняла на себя обязательство предоставить обеспечение по займу посредством залога 5%-ной доли в Проекте в пользу Консорциума. Также Самрук-Казына выдал гарантию по данному займу. По состоянию на 31 декабря 2012 года сумма задолженности Консорциуму составила 130.193.957 тысяч тенге.

В 2010 году дочерняя организация КМГ ПМ, ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» («АНПЗ»), заключило соглашение о предоставлении кредитной линии на сумму 1.063.660 тысяч долларов США с АО «Банк Развития Казахстана» («БРК»). Данная кредитная линия используется для финансирования строительства комплекса по производству ароматических углеводородов. В течение 2012 года АНПЗ получил 217.957 тысяч долларов США (эквивалент 32.689.859 тысяч тенге) (в 2011 году: 50.944.583 тысяч тенге). В 2012 году АНПЗ выплатил начисленное вознаграждение в размере 3.746.956 тысяч тенге (в 2011 году: 3.254.138 тысяч тенге). На 31 декабря 2012 года задолженность АНПЗ по основному долгу и начисленным процентам в рамках данной кредитной линии составила 82.704.877 тысяч тенге и 1.552.783 тысячи тенге, соответственно (в 2011 году: 50.226.083 и 1.230.341 тысяч тенге, соответственно). Выплаты основного долга начнутся в 2014 году.

В 2012 году для финансирования строительства комплекса глубокой переработки нефти АНПЗ заключил кредитное соглашение о предоставлении займа с БРК на сумму 251.982 тысячи долларов США (эквивалент 37.936.173 тысячи тенге). На 31 декабря 2012 года задолженность по основному долгу и начисленным процентам этой кредитной линии составила 37.636.020 тысяч тенге и 63.307 тысяч тенге, соответственно. В декабре 2012 года АНПЗ выплатил комиссию за предоставление займа в размере 347.284 тысячи тенге.

На 31 декабря 2012 года общая сумма задолженности по основному долгу и начисленным процентам по займам БРК составила 120.340.897 тысяч тенге и 1.616.090, соответственно (2011 год: 50.226.083 тысяч тенге и 1.230.341 тысячи тенге).

В течение 2012 года в рамках соглашения о кредитной линии с фиксированной ставкой вознаграждения, заключенного в 2011 году между КМГ ПМ и АО «Народный Банк Казахстана», дочерняя организация КМГ ПМ, ТОО «Eurasia Munai Imprex» («ЕМИ»), получила заемные средства на сумму 493.000 тысяч долларов США (эквивалент 73.511.230 тысяч тенге). На 31 декабря 2012 года вся сумма задолженности была погашена (на 31 декабря 2011 года: 170.000 тысяч долларов США или 25.228.000 тысяч тенге).

В 2012 году в рамках соглашения о кредитной линии с АО «Народный Банк Казахстана», АО «Павлодарский Нефтехимический Завод» («ПНХЗ»), дочерняя организация КМГ ПМ, получила заемные средства на сумму 40.461.570 тысяч тенге. По состоянию на 31 декабря 2012 года задолженность КМГ ПМ по основному долгу и начисленному вознаграждению составила 32.100.108 тысяч тенге (на 31 декабря 2011 года: ноль).

В течение 2012 года the Rompetrol Group («Ромпетрол») заключил кредитное соглашение с четырьмя банками (JP Morgan, Citibank, Unicredit and RBS) на общую сумму 250.000 тысяч долларов США (эквивалент 37.277.500 тысяч тенге). На 31 декабря 2012 года основной долг и начисленное вознаграждение по данному займу составляли 38.040.409 тысяч тенге (на 31 декабря 2011 года: ноль).

21. К УПЛАТЕ ЗА ПРИОБРЕТЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОЛИ В «СЕВЕРО-КАСПИЙСКОМ ПРОЕКТЕ» («СКП»)

31 октября 2008 года все участники проекта СКП подписали соглашение, согласно которому все участники проекта, за исключением «КМГ Кашаган Б.В.» (100% дочерняя компания Группы), 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. Цена приобретения включает сумму в размере 1,78 миллиардов долларов США и годовое вознаграждение в размере LIBOR плюс 3%. Данная задолженность обеспечена дополнительной приобретенной долей в размере 8,48%. По состоянию на 31 декабря 2012 года амортизированная стоимость этой задолженности составляла 339.549.990 тысяч тенге (2011: 320.926.724 тысяч тенге). По состоянию на 31 декабря 2012 года текущая стоимость заложенных активов (основные средства и активы по разведке и оценке) составляла 694.500.483 тысячи тенге (в 2011 году: 622.925.027 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

22. РЕЗЕРВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Обязатель- ство за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
Резерв на 31 декабря 2010 года	28.007.852	28.677.421	24.933.398	41.292.954	122.911.625
Пересчет валюты отчетности	58.928	(70.543)	218.394	1.588	208.367
Изменение в оценке	(2.598.212)	–	–	18.443	(2.579.769)
Увеличение на сумму дисконта	1.949.720	–	–	23.003	1.972.723
Резерв за год	697.363	564.441	15.314.652	15.279.338	31.855.794
Сторнирование неиспользованных сумм	(8.952)	(555.177)	(11.717.967)	–	(12.282.096)
Поступление при объединении предприятий	–	–	–	579.546	579.546
Использование резерва	(770.534)	(1.283.936)	(5.812.373)	(11.883.065)	(19.749.908)
Резерв на 31 декабря 2011 года	27.336.165	27.332.206	22.936.104	45.311.807	122.916.282
Пересчет валюты отчетности	784.107	257.302	2.975	(436.904)	607.480
Изменение в оценке	5.801.030	(1.342.439)	–	(315.899)	4.142.692
Увеличение на сумму дисконта	1.957.837	1.669	–	20.767	1.980.273
Резерв за год	16.726.631	8.144.907	2.929.446	27.924.048	55.725.032
Приобретение в доли КПО	7.500.461	–	–	–	7.500.461
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(298.376)	(17.095.822)	(2.426.159)	(19.820.357)
Использование резерва	(662.862)	(452.470)	(68.896)	(22.150.855)	(23.335.083)
Резерв на 31 декабря 2012 года	59.443.369	33.642.799	8.703.807	47.926.805	149.716.780

На 31 декабря 2012 года прочие резервы включали резерв на строительство Музея Истории в размере 6.349.501 тысяча тенге (в 2011 году: 19.786.849 тысяча тенге), резерв по обязательствам по выплатам работникам в размере 18.423.207 тысяча тенге (в 2011 году: 15.497.387 тысяча тенге), резерв на реконструкцию Выставочного Центра в размере 6.191.005 тысяча тенге (в 2011 году: 3.799.020 тысяча тенге).

Суммы по увеличению резерва по обязательствам по выбытию активов капитализируются в состав основных средств как приобретения соответствующих отчетных периодов.

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2012 года, КТО имеет юридическое обязательство по ликвидации магистрального трубопровода (нефтепровода) после окончания эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель.

В течение 2012 года КТО начислил резерв под обязательства по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель на сумму 15.084.384 тысячи тенге. Амортизация дисконта составила 446.653 тысячи тенге. По состоянию на 31 декабря 2012 года балансовая стоимость резерва под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель составила 15.531.037 тысяча тенге (на 31 декабря 2011 года: ноль тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

22. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Обязатель- ства за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
На 31 декабря 2012 года					
Текущая часть	971.466	3.489.231	8.703.807	21.434.458	34.598.962
Долгосрочная часть	58.471.903	30.153.568	–	26.492.347	115.117.818
Резерв на 31 декабря 2012 года	59.443.369	33.642.799	8.703.807	47.926.805	149.716.780
На 31 декабря 2011 года					
Текущая часть	748.184	1.966.747	22.344.507	27.547.472	52.606.910
Долгосрочная часть	26.587.981	25.365.459	591.597	17.764.335	70.309.372
Резерв на 31 декабря 2011 года	27.336.165	27.332.206	22.936.104	45.311.807	122.916.282

Описание данных резервов, включая существенные оценки и допущения, включено в *Примечании 4*.

23. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Авансы полученные	31.214.807	82.909.494
Задолженность перед сотрудниками	25.917.030	19.740.194
Прочие	60.609.020	37.147.205
Итого прочих текущих обязательств	117.740.857	139.796.893
Торговая кредиторская задолженность	227.115.792	242.636.901

Торговая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах на 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
В тенге	95.226.067	81.993.003
В долларах США	86.573.645	122.703.890
В евро	19.473.742	10.408.567
В иной валюте	25.842.338	27.531.441
Итого	227.115.792	242.636.901

На 31 декабря 2012 и 2011 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

24. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Рентный налог на экспорт сырой нефти	38.775.752	34.583.219
НДС	24.421.260	9.605.120
Налог на добычу полезных ископаемых	11.644.041	16.330.085
Акцизный налог	10.563.717	14.056.049
Специальный фонд на нефтепродукты	1.237.425	8.950.228
Прочие	22.792.812	15.372.983
Итого	109.435.007	98.897.684

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

25. ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Реализация нефтепродуктов	1.984.033.304	1.873.607.319
Реализация сырой нефти	597.598.338	470.620.218
Оплата за транспортировку	221.792.093	223.979.824
Реализация газа и продуктов переработки газа	210.190.734	192.157.149
Прочий доход	187.872.097	155.856.829
Минус: налоги с продаж и коммерческие скидки	(241.068.075)	(290.965.584)
	2.960.418.491	2.625.255.755

Доход поступает от основной деятельности Группы, который преимущественно представляет собой добычу, продажу и транспортировку нефти и газа на территории Казахстана, и реализацию нефтегазовой продукции.

26. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Материалы и запасы	1.511.873.610	1.334.285.089
Расходы по заработной плате	190.843.087	157.294.367
Износ, истощение и амортизация	137.048.479	118.666.714
Налог на добычу полезных ископаемых	71.894.037	78.693.473
Ремонт и обслуживание	31.455.163	46.321.275
Электроэнергия	40.672.562	35.579.646
Прочие налоги	16.120.832	10.024.276
Прочее	90.910.343	55.196.284
	2.090.818.113	1.836.061.124

27. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Расходы по заработной плате	55.001.378	54.043.585
Благотворительность	15.108.428	17.260.813
Износ и амортизация	13.793.293	16.170.284
Начисленные штрафы и пени	8.926.661	13.180.365
Прочие налоги	11.854.281	11.893.158
Консультационные услуги	10.344.516	11.807.457
Резервы по обесценению финансовых активов (Примечания 16 и 17)	12.845.618	3.596.943
Прочее	35.177.297	36.959.696
	163.051.472	164.912.301

28. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Рентный налог на экспорт сырой нефти	159.821.524	149.771.267
Транспортировка	110.787.751	101.523.300
Таможенная пошлина	43.676.023	51.652.884
Расходы по заработной плате	14.542.102	17.107.169
Износ и амортизация	12.791.280	11.595.903
Прочее	19.078.146	19.056.183
	360.696.826	350.706.706

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

29. ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Процентный доход по вкладам в банках и облигациям	22.746.233	31.095.167
Процентный доход по займам выданным	4.818.384	8.239.335
Прочие	1.459.823	6.249.034
	29.024.440	45.583.536

30. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	142.870.980	153.741.549
Убыток по производным инструментам	7.569.210	6.552.302
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов	1.957.837	1.949.720
Прочие	16.785.779	8.946.642
	169.183.806	171.190.213

31. ДОЛЯ В ДОХОДАХ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, НЕТТО

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
ТОО «Тенгизшевройл»	267.829.086	303.405.253
Мангистау Инвестмент БВ	64.635.705	80.859.234
«ПетроКазахстан Инк.»	34.564.355	48.591.409
ТОО «КазГерМунай»	38.357.881	40.117.425
ТОО «КазРосГаз»	40.891.107	39.395.621
ТОО «Казахойл-Актобе»	11.319.959	15.519.315
Доли в прибыли прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	13.488.382	6.734.608
	471.086.475	534.622.865

32. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2012 года в сумме 42.555.972 тысячи тенге (в 2011 году: 30.735.678 тысячи тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог.

Обязательства по подоходному налогу на 31 декабря 2012 года в сумме 48.103.198 тысячи тенге (в 2011 году: 2.246.665 тысячи тенге) представляет собой в основном корпоративный подоходный налог.

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Текущий подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	123.816.147	85.916.496
Налог на сверхприбыль	31.138.908	20.829.413
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	40.164.384	46.973.636
Отсроченный подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	(18.397.961)	(988.895)
Налог на сверхприбыль	(3.785.659)	207.498
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	4.194.881	209.004
Расходы по подоходному налогу	177.130.700	153.147.152

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

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, совместных предприятий и ассоциированных компаний, зарегистрированных в Республике Казахстан, которые были признаны в прошлые годы. Однако, в течении 2007-2012 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 смогла убедить ТОО «Тенгизшевройл» и налоговые органы в том, что налог не должен удерживаться. 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.

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2012 и 2011 годах) к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Прибыль до учета подоходного налога	589.925.754	633.214.279
Прибыль / (убыток) до учета подоходного налога от прекращенной деятельности	611.161	(1.370.130)
Ставка подоходного налога	20%	20%
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	118.107.383	126.368.830
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(54.042.932)	(61.383.668)
Прочие необлагаемые доходы и расходы, не идущие на вычет	42.600.944	39.940.284
Прочие эффекты		
Налог на сверхприбыль	31.138.908	20.829.413
Налог у источника выплаты по вознаграждению	(9.979)	1.432.731
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	13.693.093	1.393.840
Эффект изменения ставок подоходного налога	-	(785.418)
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	25.626.339	25.334.196
	177.113.756	153.130.208
Расходы по подоходному налогу, представленные в консолидированном отчете о совокупном доходе	177.130.700	153.147.152
Экономия по подоходному налогу, относящаяся к прекращенной деятельности	(16.944)	(16.944)
	177.113.756	153.130.208

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**32. 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:

<i>В тысячах тенге</i>	2012 год Корпоративный подходный налог	2012 год Налог на сверхприбыль	2012 год Налог у источника	2012 год Итого	2011 год Корпоративный подходный налог	2011 год Налог на сверхприбыль	2011 год Налог у источника	2011 год Итого
Активы по отсроченному налогу								
Основные средства	15.159.014	2.419.596	–	17.578.610	(392.652)	–	–	(392.652)
Перенесенные налоговые убытки	78.811.700	–	–	78.811.700	55.938.591	–	–	55.938.591
Начисленные обязательства в отношении работников	3.325.422	364.807	–	3.690.229	2.456.732	646.147	–	3.102.879
Обесценение финансовых активов	–	–	–	–	1.044.406	–	–	1.044.406
Обязательство за загрязнение окружающей среды	70.739	–	–	70.739	3.927	–	–	3.927
Прочие	23.986.837	3.884.607	–	27.871.444	21.971.068	3.033.791	–	25.004.859
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(80.012.140)	–	–	(80.012.140)	(54.385.801)	–	–	(54.385.801)
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(12.623.623)	(1.219.611)	–	(13.843.234)	(17.887.525)	(1.823.065)	–	(19.710.590)
Активы по отсроченному налогу	28.717.949	5.449.399	–	34.167.348	8.748.746	1.856.873	–	10.605.619
Обязательства по отсроченному налогу								
Основные средства	124.034.386	3.033.683	–	127.068.069	124.995.267	1.823.065	–	126.818.332
Нераспределенная прибыль совместного предприятия	–	–	39.704.843	39.704.843	–	–	35.509.962	35.509.962
Прочее	1.616.751	–	–	1.616.751	4.965.143	2.007.205	–	6.972.348
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(12.623.623)	(1.219.611)	–	(13.843.234)	(17.887.525)	(1.823.065)	–	(19.710.590)
Обязательства по отсроченному налогу	113.027.514	1.814.072	39.704.843	154.546.429	112.072.885	2.007.205	35.509.962	149.590.052
Чистые обязательства / (активы) по отсроченному налогу	84.309.565	(3.635.327)	39.704.843	120.379.081	103.324.139	150.332	35.509.962	138.984.433

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**32. 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 2012 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 80.012.140 тысяч тенге (в 2011 году: 54.385.801 тысяча тенге).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2012 года истекают в течении десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения. Следовательно, основная часть перенесенных налоговых убытков Группы по состоянию на 31 декабря 2012 года истекает в 2022 году для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах / (активах) по отсроченному налогу представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2012 год Корпоратив- ный подоходный налог	2012 год Налог на сверхпри- быль	2012 год Налог у источника	2012 год Итого	2011 год Корпоративный подоходный налог	2011 год Налог на сверхприбыль	2011 год Налог у источника	2011 год Итого
Сальдо на 1 января	103.324.139	150.332	35.509.962	138.984.433	99.282.016	(57.166)	35.079.339	134.304.189
Пересчет валюты отчетности	(76.073)	–	–	(76.073)	454.680	–	221.619	676.299
Прекращенная деятельность (<i>Примечание 6</i>)	(540.540)	–	–	(540.540)	(557.484)	–	–	(557.484)
Приобретение дочерних организаций (<i>Примечание 5</i>)	–	–	–	–	5.133.822	–	–	5.133.822
Отражено в консолидированном отчете о совокупном доходе	(18.397.961)	(3.785.659)	4.194.881	(17.988.739)	(988.895)	207.498	209.004	(572.393)
Сальдо на 31 декабря	84.309.565	(3.635.327)	39.704.843	120.379.081	103.324.139	150.332	35.509.962	138.984.433

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 по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов:

<i>В тысячах тенге</i>		Задолжен- ность связанным сторонам	Задолжен- ность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон (Примечания 17 и 18)	Задолжен- ность по займам связанным сторонам (Примечание 20)
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	2012	47.594.452	784.243	15.322.862	259.891.388
	2011	149.674.570	1.343.514	364.818.457	260.618.595
Ассоциированные компании	2012	55.542.866	1.321.554	–	–
	2011	48.829.707	1.077	2.000.000	–
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2012	53.889.492	38.836.399	–	–
	2011	16.088.718	62.507.607	–	–

Задолженность связанных сторон

По состоянию на 31 декабря 2012 года Группа имела облигации, выданные акционеру, учтенные по амортизированной стоимости 36.725.575 тысяч тенге (в 2011 году: 36.551.537 тысяч тенге). Облигации к получению с годовой ставкой 4% подлежат к оплате в 2044 году. Эффективная процентная ставка по этим облигациям составила 12,5% годовых. Кроме того, на 31 декабря 2011 года Группа имела займ к получению от «Самрук-Казына» на общую сумму 108.102.483 тысячи тенге, который был полностью погашен в 2012 году и был включен в текущие и долгосрочные займы от связанных сторон в отчете о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2011 года.

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов задолженность ассоциированных компаний в основном включает дивиденды к получению от ассоциированной компании – ПКИ.

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов задолженность совместных предприятий в основном включает торговую дебиторскую задолженность от обычной деятельности.

В дополнение, по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов задолженность ассоциированных компаний и совместных предприятий включает займы к получению, представленные в составе долгосрочных и краткосрочных займов к получению в отчете о финансовом положении.

Задолженность связанным сторонам

По состоянию на 31 декабря 2011 года, задолженность совместным предприятиям включала авансы, полученные в сумме 34.873.488 тысяч тенге от ТОО «КазРосГаз» за поставку природного газа в 2012 году. На 31 декабря 2012 года задолженность совместным предприятиям включала задолженность перед ТОО «Азиатский Газопровод» на общую сумму 18.649.497 тысяч тенге.

Деньги и депозиты на счетах связанных сторон

АО «Альянс Банк», АО «БТА Банк» и АО «Темирбанк» контролируются «Самрук-Казына». Средства Группы, размещенные в этих банках включают денежные средства и их эквиваленты на текущих счетах, срочные вклады и вклады до востребования, как это раскрыто в *Примечаниях 12, 17 и 18*.

АО «Народный Банк» с 6 января 2012 года не рассматривается как связанная сторона, так как окончательная контролирующая сторона АО «Народный Банк» покинула позицию ключевого управленческого персонала внутри Группы.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Задолженность по займам связанным сторонам

По состоянию на 31 декабря 2012 года, займы полученные от связанных сторон включали облигации полученные от АО «Банк Развития Казахстана», дочернего предприятия «Самрук-Казына», по амортизированной стоимости 103.208.006 тысяч тенге с процентной ставкой 6-месячного LIBOR плюс 8,35% годовых и сроком погашения в 2019 году (в 2011 году: 124.873.644 тысячи тенге).

По состоянию на 31 декабря 2012 года, займы полученные от связанных сторон включали займы, полученные от АО «Банк Развития Казахстана» по амортизированной стоимости 122.598.187 тысяч тенге с процентной ставкой LIBOR плюс 4,5% до 9% годовых (в 2011 году: 51.456.424 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2011 года, займы полученные от связанных сторон включали займы полученные от АО «Народный Банк» по амортизированной стоимости 25.531.380 тысяч тенге с процентной ставкой 5% годовых и сроком погашения в 2012 году. По состоянию на 31 декабря 2011 года займы, полученные от АО «Народный Банк» также включали дисконтированные облигации, выданные в 2010 году, по амортизированной стоимости 27.440.207 тысяч тенге с эффективной процентной ставкой 7% и сроком погашения в 2017 году.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами в течении 2012 и 2011 годов:

<i>В тысячах тенге</i>		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Вознаграждение от связанных сторон	Вознаграждение связанным сторонам
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	2012	46.727.806	26.164.521	9.162.905	12.193.687
	2011	26.998.656	20.898.778	23.364.278	21.368.299
Ассоциированные компании	2012	63.947.312	66	405.902	529.342
	2011	428.019	10.431	12.667	–
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2012	315.394.718	176.344.402	3.182.110	1,412,361
	2011	121.980.624	172.652.631	114.480	–

Операции с компаниями (приобретения от предприятий), входящими в «Самрук-Казына», с прочими предприятиями, контролируемые государством, и с совместными предприятиями представлены в основном операциями Группы с АО «НК Казахстан Темир Жолы» (железнодорожные перевозки), АО «НК Казахтелеком» (услуги связи), АО «НК Казатомпром» (энергия), АО «КЕГОК» (электричество), АО «Казпочта» (почтовые услуги) и АО «Самрук-Энерго» (электричество). Также, Группа продает продукты нефти и газа, а также оказывает услуги транспортировки нефти и газа компаниям, входящим в «Самрук-Казына», ассоциированным компаниям и совместным предприятиям.

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

Общая сумма вознаграждения, выплаченная ключевому управленческому персоналу, включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 4.308.944 тысяч тенге и 4.347.745 тысяч тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 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.

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.

Анализ чувствительности в следующих разделах приведен по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов.

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. Примерно 72% дохода Группы выражено в долларах США, в то время как 47% 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 незначительности для консолидированных результатов деятельности Группы.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налого- обложения
2012	+1,57%	(26.203.450)
	-1,57%	26.203.450
2011	+10,72%	(66.229.801)
	-10,72%	66.229.801

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.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Рыночный риск (продолжение)

Риск изменения процентных ставок (продолжение)

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.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого- обложения
2012 год		
ЛИБОР	+0,05	(548.928)
	-0,05	548.928
2011 год		
ЛИБОР	+15,00	(768.652)
	-15,00	768.652

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 текущей стоимостью, как это раскрыто в *Примечании 18*. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, торговую дебиторскую задолженность, займы и векселя к получению и прочие финансовые активы, риск Группы связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен текущей 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 12, 17 и 18) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's» и «Fitch».

Банки	Местонахождение	Рейтинг ¹		2012	2011
		2012	2011		
		BB-			
Народный Банк	Казахстан	(стабильный)	BB (стабильный)	328.749.165	361.833.295
Казкоммерцбанк	Казахстан	B+ (стабильный)	B+ (стабильный)	168.238.877	96.353.973
		A+	AA-		
BNP Paribas	Великобритания	(отрицательный)	(отрицательный)	79.531.603	42.464.110
		AA-	AA-		
HSBC	Великобритания	(стабильный)	(стабильный)	75.062.011	81.842.866
		A+	A+		
Дойче Банк	Нидерланды	(отрицательный)	(отрицательный)	72.117.709	21.843.144
		BBB	BBB		
АТФ Банк ²	Казахстан	(отрицательный)	(негативный)	49.001.255	97.014.896
ING Bank	Нидерланды	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	48.701.109	6.887.287
		A	A		
Ситибанк	Казахстан	(отрицательный)	(отрицательный)	34.758.912	20.994.756
		A	A		
Ситибанк	Великобритания	(отрицательный)	(отрицательный)	21.992.597	73.605.146
RBS Казахстан	Казахстан	A (стабильный)	A (стабильный)	14.754.244	35.300.912
	Британские	A	A+		
Credit Suisse	Виргинские острова	(отрицательный)	(отрицательный)	12.366.246	5.749.514
		BBB	BBB		
HSBC	Казахстан	(стабильный)	(стабильный)	9.245.191	15.485.614
Банк Центр Кредит	Казахстан	B+ (стабильный)	B (стабильный)	7.141.721	6.673.171
		B-	B-		
КазИнвестБанк	Казахстан	(отрицательный)	(отрицательный)	4.907.507	2.041.537
		BBB-	BBB-		
Сбербанк России	Казахстан	(стабильный)	(стабильный)	3.654.524	19.654.445
		Saa2	C		
БТА Банк	Казахстан	(отрицательный)	(отрицательный)	33.713	246.023
		A+	A+		
Дойче Банк	Германия	(отрицательный)	(отрицательный)	–	19.523.872
Каспийский Банк	Казахстан	B- (стабильный)	B- (стабильный)	31.278	–
Прочие банки				119.848.161	129.946.259
Наличные денежные средства				559.724	916.496
				1.050.695.547	1.038.377.316

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

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.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

<i>В тысячах тенге</i>	До востребо- вания	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 2012 года						
Займы	33.343.532	97.572.373	559.409.024	988.871.761	986.711.844	2.665.908.534
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и к уплате за приобретение дочерней организации	–	760.031	123.506.558	244.051.979	–	368.318.568
Торговая кредиторская задолженность	52.964.583	68.988.334	105.162.875	–	–	227.115.792
Прочие обязательства	6.998.254	5.848.291	37.354.065	–	3.660.199	53.860.809
	93.306.369	173.169.029	825.432.522	1.232.923.740	990.372.043	3.315.203.703
На 31 декабря 2011 года						
Займы	17.325.772	94.910.844	193.683.060	831.995.502	1.123.863.833	2.261.779.011
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и к уплате за приобретение дочерней организации	–	–	–	354.823.260	–	354.823.260
Торговая кредиторская задолженность	51.235.052	43.284.662	148.117.187	–	–	242.636.901
Прочие обязательства	2.562.047	14.746.572	30.630.623	2.747.520	99.302.602	149.989.364
	71.122.871	152.942.078	372.430.870	1.189.566.282	1.223.166.435	3.009.228.536

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 20*, и капитала, включающего выпущенный капитал, дополнительный оплаченный капитал, прочие резервы и нераспределенную прибыль, как это раскрыто в *Примечании 19*.

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:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011* (пересчитано)
Займы	2.063.648.165	1.917.784.914
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и к уплате за приобретение дочерней организации	339.549.990	327.310.197
Прочие обязательства, составляющие чистую задолженность	1.872.717	2.507.349
Задолженность	2.405.070.872	2.247.602.460
Минус: денежные средства и их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты	1.048.208.032	1.028.468.348
Чистая задолженность	1.356.862.840	1.219.134.112
Чистая капитализация	4.369.251.289	3.801.494.607
Соотношение чистой задолженности к чистой капитализации	31%	32%

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Далее представлено сравнение по категориям текущей стоимости и справедливой стоимости всех финансовых инструментов Группы:

<i>В тысячах тенге</i>	Текущая стоимость		Справедливая стоимость	
	2012	2011	2012	2011
Финансовые активы				
Денежные средства и их эквиваленты	415.085.451	581.952.583	415.085.451	581.952.583
Краткосрочные финансовые активы	659.577.808	503.556.091	659.577.808	503.556.091
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	34.820.940	29.383.200	34.820.940	29.383.200
Торговая дебиторская задолженность	219.286.785	185.634.794	219.286.785	185.634.794
Вексель к получению от участника совместного предприятия (краткосрочная и долгосрочная части)	18.221.759	19.499.294	18.221.759	19.499.294
Вексель к получению от ассоциированной компании	20.721.926	19.220.620	20.721.926	19.220.620
Облигации к получению	36.725.575	36.551.537	55.288.271	54.961.922
Долгосрочный заем связанной стороне	16.637.532	67.121.199	16.637.532	67.121.199
Долгосрочные банковские вклады	2.487.515	9.908.968	2.487.515	9.908.968
Финансовые обязательства				
Займы	2.063.648.165	1.917.784.914	2.264.397.146	2.095.975.945
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	339.549.990	320.926.724	339.549.990	320.926.724
К уплате за приобретение дочернего предприятия	–	6.383.473	–	6.383.473
Торговая кредиторская задолженность	227.115.792	242.639.901	227.115.792	242.639.901
Прочие краткосрочные и долгосрочные обязательства (за минусом авансов полученных)	112.700.906	69.559.486	112.700.906	69.559.486

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:

Существенные организации	Доля владения	
	2012	2011
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и дочерние организации	61,30%	61,30%
АО «КазТрансГаз» («КТГ») и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «КазТрансОйл» и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «КазМунайГаз» переработка и маркетинг» и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «КазМунайТениз» («КМТ») и дочерние организации	100,00%	100,00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	100,00%	100,00%
«КМГ Кашаган Б.В.» («Кашаган»)	100,00%	100,00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	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%	100,00%
ТОО «Компания по управлению долей в окончательном соглашении о разделе продукции»	100,00 %	–
АО «КазМорТрансФлот»	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 22*), 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.

Риск изменения цен на товары

Большая часть доходов Группы генерируется от продажи товаров, в основном, сырой нефти и нефтепродуктов. Исторически, цены на данные продукты были непостоянными и значительно менялись в ответ на изменения в предложении и спрос, рыночную неопределенность, деятельность мировой и региональной экономики и цикличности в индустриях.

Цены также подвержены влиянию действий правительства, включая наложение тарифов и импортных пошлин, биржевой спекуляции, увеличению в возможности или избыточного снабжения продуктов Группы на основные рынки. Эти внешние факторы и изменения на рынках осложняют оценку будущих цен.

Существенное или затянувшееся снижение в ценах на товары могут значительно или отрицательно повлиять на деятельность Группы, финансовые результаты и денежные потоки от операций. Группа не хеджирует значительно свою подверженность риску изменения цен на товары.

Вопросы страхования

Страховая отрасль в Республике Казахстан находится на стадии развития, и многие формы страховой защиты, распространенные в других регионах мира, еще не являются доступными в целом. Группа не имеет покрытия по своим промышленным объектам, страхования на случай остановки транспортировки или страхования ответственности перед третьими лицами в отношении ущерба имуществу или окружающей среде, возникшего в результате аварий на объектах Группы или относящихся к ее деятельности. До тех пор, пока Группа не будет иметь достаточного страхового покрытия, существует риск того, что убыток или разрушение определенных активов могут оказать существенное отрицательное влияние на деятельность Группы и её финансовое состояние.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах налоговые проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределенности, 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 2012 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2012 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.

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 2012 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2012 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

Налоговая проверка КМГ ПМ

5 июня 2012 года Налоговый комитет Министерства Финансов Республики Казахстан завершил комплексную налоговую проверку КМГ ПМ за период с 2006 по 2010 годы. По результатам налоговой проверки КМГ ПМ были начислены дополнительные налоги: а) КППН в размере 2.980.118 тысяч тенге и пеня за несвоевременную уплату налоговых обязательств в размере 1.599.317 тысяч тенге; б) НДС в размере 693.464 тысячи тенге и пеня за несвоевременную уплату налоговых обязательств в размере 332.106 тысяч тенге. В дополнение к этому, возможно дополнительное начисление административного штрафа в размере 1.490.059 тысяч тенге по КППН и 346.732 тысячи тенге по НДС. Начисление дополнительных налоговых обязательств по КППН и НДС было рассчитано на основании статьи 82 Налогового кодекса Республики Казахстан от 1 января 2008 года и относится к расчету дохода от выбытия KazMunaiGaz PKOP Investment B.V. и KazMunaiGaz PKOP Finance B.V. 17 июля 2012 года КМГ ПМ подал официальную жалобу в Налоговый комитет Министерства Финансов Республики Казахстан на результаты налоговой проверки. В ноябре 2012 года КМГ ПМ был подан иск в Специализированный Межрайонный Экономический Суд (далее «СМЭС») г. Астана об обжаловании результатов комплексной налоговой проверки. 28 января 2013 года СМЭС вынес предварительное решение отклонить иск. 20 февраля 2013 года КМГ ПМ обжаловал решение суда в апелляционной судебной коллегии суда г. Астаны.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Налоговая проверка КМГ ПМ (продолжение)

Руководство считает, что налоговое обязательство и пеня за несвоевременную уплату были наложены в результате неправильного толкования законов, действовавших на тот период, и нет вероятного риска того, что потребуются отток ресурсов для урегулирования обязательства. Таким образом, в данной консолидированной финансовой отчетности не был сформирован резерв по налоговому обязательству.

Налоговая проверка РД КМГ

12 июля 2012 года Налоговый комитет Министерства Финансов Республики Казахстан завершил налоговую проверку РД КМГ за 2006-2008 годы. По результатам налоговой проверки, начатой в октябре 2011 года, налоговым органом было произведено доначисление в размере 16.938 миллионов тенге, из которых сумма налога составила 5.800 миллионов тенге, административный штраф составил 7.160 миллионов тенге и пеня за несвоевременную уплату составила 3.978 миллионов тенге. Сумма налоговых доначислений относится, в основном, к перераспределению определенных доходов и расходов по контрактам на недропользование, перераспределению расходов по демереджу по периодам, и корректировке доходов по нормам трансфертного ценообразования.

РД КМГ не согласен с вышеперечисленными суммами доначислений и обратился в Министерство Финансов с обжалованием. Руководство РД КМГ считает, что их интерпретация налогового обязательства была корректной. Однако, так как руководство РД КМГ полагает, что исход обжалования является неопределенным и РД КМГ не может быть полностью уверен в успешном исходе обжалования, ввиду двусмысленности различных интерпретаций налогового законодательства и непоследовательности позиций уполномоченных и судебных органов, руководство РД КМГ приняло решение начислить резерв на определенные суммы налоговых доначислений. По состоянию на 31 декабря 2012 года существующий резерв по налогам был увеличен на 9.619 миллионов тенге, в том числе налог в размере 4.158 миллионов тенге, штраф 2.307 миллионов тенге и пеня за несвоевременную уплату 3.154 миллиона тенге. Руководство РД КМГ полагает, что сможет успешно обжаловать оставшуюся сумму доначислений налога, штрафа и пени.

В дополнение, РД КМГ пересмотрел ранее установленные резервы по налогам за 2006-2008 годы, чтобы привести их в соответствие с фактической проверкой, проведенной налоговыми органами. В результате резерв по налогам был снижен на сумму 8.801 миллион тенге.

Налоговые обязательства предприятий в Грузии (КТО)

В соответствии с налоговым кодексом Грузии («НКГ»), налоговые органы имеют право принять решение об использовании рыночных цен для целей налогообложения в случае, если сделка осуществляется между связанными сторонами. Хотя НКГ содержит определенное руководство по определению рыночных цен товаров и услуг, сам механизм определения недостаточно разработан и в Грузии отсутствует отдельное законодательство по трансфертному ценообразованию. Наличие подобной неясности создаёт неопределённости в части позиции, которую могут занять налоговые органы при рассмотрении налогообложения сделок между связанными сторонами.

Грузинские дочерние организации Группы имеют существенный объём сделок с иностранными дочерними организациями Группы, а также между собой. Эти сделки попадают под определение сделок между связанными сторонами и могут быть оспорены налоговыми органами Грузии. Руководство считает, что у него имеются существенные аргументы для обоснования того, что ценообразования в сделках между организациями Группы осуществляется на рыночных условиях, однако, вследствие отсутствия законодательной базы по определению рыночных цен, налоговые органы могут занять в этом вопросе позицию, которая отличается от позиции, занятой Группой.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Правительство 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 внутреннем 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.

В 2012 году в соответствии со своими обязательствами Группа поставила 2.936.917 тонн сырой нефти (в 2011 году: 2.811.271 тонну) на внутренний рынок.

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

По состоянию на 31 декабря 2012 года Группа имела следующие обязательства в отношении исполнения программ минимальных работ в соответствии с условиями лицензий, соглашений о разделе продукции и контрактов на недропользование, заключенных с Правительством:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2013	193.001.466	11.443.754
2014	153.777.707	4.357.627
2015	2.511.000	3.234.848
2016	61.309	3.276.886
2017-2024	–	12.620.780
Итого	349.351.482	34.933.895

Прочие контрактные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2012 года у Группы имелись договорные обязательства по приобретению и строительству основных средств на общую сумму 153 миллиарда тенге (2011: 214 миллиардов тенге).

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)**Проверки возмещаемости затрат (Кашаган)**

В соответствии с основными принципами Северо-Каспийского Соглашения о Разделе Продукции («СКСРП») государство передало подрядчикам эксклюзивные права на проведение деятельности в районе недропользования, но не передавало права на данный район недропользования ни в собственность, ни в аренду. Вследствие этого, все объемы извлеченной и переработанной продукции (т.е. готовой продукции) являются собственностью государства. Работы осуществляются на основе компенсирования, при этом государство осуществляет выплаты подрядчикам не в денежной форме, а в виде части готовой продукции, тем самым позволяя подрядчикам возместить свои затраты и заработать доходы. Это, так называемое, разделение продукции, т.е. разделение результатов работы, проведенной инвестором.

В соответствии с СКСРП, не все затраты, понесенные подрядчиками, могут быть возмещены. Определенные затраты на возмещение должны утверждаться Управляющим Комитетом («УправКом»).

Группа считает, что все возмещаемые затраты в отчете о возмещаемых расходах классифицированы в соответствии с СКСРП, и расходы, определенные как возмещаемые, правомерно подлежат возмещению на 31 декабря 2012 года.

Тем не менее, определенные затраты не были утверждены УправКомом в соответствии с разделами 13 и 14 СКСРП. Такие расходы считаются невозмещаемыми расходами для Кашагана до утверждения УправКомом. Продолжаются переговоры с Уполномоченным органом для разрешения этих вопросов.

В результате проверок возмещения затрат за период с 2001 по 2008 годы, расходы на сумму 7.974.680 тысяч долларов США (1.202.103 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2012 года) считались невозмещаемыми. Доля Кашагана в этих затратах составляла 1.340.336 тысяч долларов США (202.042 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2012 года). В результате длительных переговоров между подрядчиками и устранения большинства указанных замечаний, 28 ноября 2011 года Полномочным органом (ТОО «PSA») и подрядчиками была подписана резолюция, согласно которой сумма невозмещаемых затрат была снижена до 2.958.634 тысячи долларов США (445.984 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2012 года), с долей Группы в этих расходах, составляющей 497.249 тысяч долларов США (74.955 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2012 года).

В рамках Соглашения об урегулировании подписанного 17 мая 2012 года были проведены дополнительные переговоры, в результате которых сумма невозмещаемых затрат была снижена до 229.900 тысяч долларов США (34.655 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2012 года) с долей Группы 38.639 тысяч долларов США (5.824 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2012 года).

Проверка возмещаемости затрат за 2009 год была завершена в 2012 году. В результате проведенной проверки затраты в размере 875.000 тысяч долларов США (131.898 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2012 года) были классифицированы как невозмещаемые. Доля Группы в данных затратах составляет 147.060 тысяч долларов США (22.168 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2012 года). Переговоры для решения вопроса в пользу подрядчиков продолжаются.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Конвертируемый долговой инструмент и связанные с ним судебные разбирательства (TRG)

На 31 декабря 2009 года у Группы имелось непогашенное сальдо в 3.353.168 тысяч тенге конвертируемого долгового инструмента, выпущенного крупной дочерней организацией TRG – Rompetrol Rafinare S.A. в пользу Румынии. Номинальная стоимость обязательств составляет 570,3 миллионов евро. Срок обращения инструмента составлял 7 лет и истек 30 сентября 2010 года. Справедливая стоимость компонента обязательства на момент первоначального признания была определена как дисконтированные будущие денежные договорные платежи по инструменту. В соответствии с долей владения акциями на 31 декабря 2009 года, Группа потеряла бы контроль над Rompetrol Rafinare S.A., если бы весь долговой инструмент 30 сентября 2010 года был оплачен выпуском новых акций в пользу Румынии, без последующих действий со стороны TRG и/или Rompetrol Rafinare S.A.

В течение первого полугодия 2010 года, в целях увеличения своей доли в Rompetrol Rafinare S.A. Группа осуществила открытое предложение по приобретению долей у всех акционеров. В августе 2010 года Rompetrol Rafinare S.A. увеличила свой уставный капитал путем выпуска новых акций на сумму 329.4 миллионов румынских леев (эквивалентно 78 миллионов евро на дату подписки на акции). TRG подписало на выпуск новых акций и полностью оплатила данный выпуск, таким образом, увеличив свою долю в Rompetrol Rafinare S.A. В течение августа 2010 года, Rompetrol Rafinare S.A., используя средства, полученные от выпуска акций, погасило 54 миллиона евро (эквивалентно 10.463.778 тысяч тенге) от общей суммы задолженности в 570,3 миллионов евро по конвертируемому долговому инструменту в пользу Румынии. В сентябре 2010 года Rompetrol Rafinare S.A. выплатило последний купон в размере 17 миллионов евро (эквивалентно 3.314.915 тысячам тенге), что привело к нулевому сальдо задолженности долгового компонента по конвертируемому долговому инструменту.

30 сентября 2010 года внеочередное общее собрание акционеров Rompetrol Rafinare S.A. утвердило решение о конвертации непогашенной части конвертируемого долгового инструмента в акции, а также соответствующие увеличение уставного капитала и точное количество акций, причитающихся Румынии по конвертируемому долгу, рассчитанных на основании, обменного курса, действующего на дату конвертации, а также эмиссионный доход, рассчитанный как разница между обменными курсами действительными на 30 сентября 2010 года и на дату выпуска конвертируемого долгового инструмента - 30 сентября 2003 года. В результате, неконтрольная доля участия Румынии составила 44,6959%.

В результате данных операций нераспределенная прибыль уменьшилась на 113,467,108 тысяч тенге, а неконтрольная доля участия увеличилась на 103,003,330 тысяч тенге в 2010 году.

В 2010 году Румынское Правительство, в лице Министерства финансов Румынии инициировала судебный иск против решения Rompetrol Rafinare S.A. об увеличении уставного капитала и решения о погашении конвертируемого долгового инструмента частично деньгами, частично выпуском акций.

Трибунал Констанцы отклонил просьбу Румынского Правительства: (а) ввиду некоторых из причин аннулирования, учитывая, что Румынское Правительство не имеет возможности предстать перед судом, утверждая, что не имеет возможности акционера, когда такие акты были приняты, (б) ввиду некоторых из причин аннулирования, учитывая, что они были не обоснованы.

Более того, 17 ноября 2010 года Министерство финансов Румынии издало указ на сумму 2.205.592.436 румынских леев (для целей представления 516,3 миллионов евро, в тенге по курсу на 31 декабря 2010 года - 100.797.249 тысяч тенге), как результат несогласия Румынских властей с решением Группы о частичном погашении инструмента выпуском акций. Rompetrol Rafinare S.A. подало жалобу с прошением об отмене данного указа. В июне 2012 года слушание дела было приостановлено и может быть возобновлено в течении одного года до 6 июня 2013 года.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Конвертируемый долговой инструмент и связанные с ним судебные разбирательства (продолжение)

Также, 10 сентября 2010 года Румынские власти, в лице Министерства финансов Румынии и ANAF издали указ о предупредительном наложении ареста на все доли участия Rompetrol Rafinare S.A. в зависимых организациях, а также о наложении ареста на движимое и недвижимое имущество Rompetrol Rafinare S.A., за исключением товарно-материальных запасов. Данный указ находится в действии, и Группа пытается оспорить правомерность данного указа. На дату финансовой отчетности арест имущества Rompetrol Rafinare S.A. не был осуществлен, так как Румыния не инициировала принудительных процедур по взысканию. Руководство считает, что исполнение указа о наложении ареста Румынскими властями не является осуществимым.

15 февраля 2013 года Rompetrol Rafinare S.A. и Агентство Государственной Собственности и Приватизации (АГСП), представляющее интересы румынского государства, подписали меморандум о взаимопонимании «Меморандум», в котором стороны договорились о прекращении разбирательств по вопросу конвертируемых долговых инструментов, в том числе:

- АГСП реализует, а Rompetrol Rafinare SA приобретет акции Rompetrol Rafinare SA в размере 26,6959%, принадлежащие АГСП, за денежное вознаграждение в размере 200 миллионов долларов США;
- Ромпетрол берет на себя обязательства по инвестированию 1 миллиарда долларов США в энергетический проект, связанные с его основной деятельностью в течении 7 лет;
- Министерство финансов Румынии обязуется отозвать все иски в отношении решения общего собрания акционеров Rompetrol Rafinare S.A., касающихся конвертируемых долговых инструментов и отменит указ о предупредительном наложении ареста на все доли участия Rompetrol Rafinare S.A.

Соглашение подлежит процедуре согласования каждой из сторон.

Стороны договорились о приостановлении судебного разбирательства с тем, чтобы дать время для реализации Меморандума, который был подтвержден судом 18 февраля 2013 года.

Изменения в Договоре концессии (ИЦА)

31 мая 2012 года АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА», дочерняя организация Группы), получила письмо от Комитета государственного имущества и приватизации («Комитет») о досрочном прекращении Договора между ИЦА и Правительством по управлению магистральной газотранспортной системой Республики Казахстан («Договор») с предложением подписать договор доверительного управления до 1 января 2013 года. Досрочное прекращение Договора инициировано Комитетом с будущим намерением передать в собственность ИЦА активы по Договору в 2012 через Материнскую Компанию.

30 июля 2012 года Комитетом и ИЦА подписано Дополнительное соглашение к Договору, отражающее договоренности, достигнутые по дополнительным расходам по Договору за 2011 год в сумме 3.058.651 тысяча тенге, подлежащих выплате в 2012 году и дополнительные расходы по Договору за 2012 год, подлежащих выплате в 2013 году, в размере разницы между 25% чистой прибыли ИЦА за год, закончившийся 2012 год и фиксированной суммой в размере 2.082.287 тысяч тенге, установленной ранее. Дополнительные расходы по Договору за 2011 год в сумме 3.058.651 тысяча тенге и за 2012 год в сумме 1.242.266 тысяч тенге были признаны в отчете о совокупном доходе в себестоимости оказанных услуг за 2012 год. Дополнительные расходы за 2012 год были не выплачены по состоянию на 31 декабря 2012 года.

До декабря 2005 года ИЦА платила Правительству 10% от чистой прибыли в соответствии с Договором. 31 марта 2006 года Республика Казахстан, в лице Министерства финансов, и ИЦА подписали дополнение к Договору («Дополнение»). В соответствии с Дополнением за периоды 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, ИЦА будет платить 2.082.287 тысяч тенге в год.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Инвестиционные и прочие обязательства по Договору концессии (ИЦА)

Инвестиции на улучшение газотранспортных активов

По условиям Договора Группа имеет обязательство ежегодно инвестировать 30 миллионов долларов США (4.522.200 тысяч тенге по курсу 150,74 тенге за 1 доллар США на 31 декабря 2012 года) на улучшение и ремонт переданных газотранспортных активов и на инвестиции в новые газотранспортные активы. По состоянию на 31 декабря 2012 года Группа имела контрактные обязательства, относящиеся к данному инвестиционному обязательству, на сумму приблизительно 52.329.902 тысячи тенге (в 2011 году: 34.101.866 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, Группа имеет право обратиться в Правительство Республики Казахстан для рассмотрения корректировки внутреннего тарифа или корректировки уровня её обязательств. По состоянию на 31 декабря 2012 года Группа соответствовала данным требованиям.

Роялти (ИЦА)

С 17 июля 1997 года ИЦА должно выплачивать роялти Республике Казахстан в размере, примерно, 2% от объема газа, транспортированного по Западной системе. Однако в соответствии с Договором этот платеж подлежит оплате по Западной системе только после издания постановления Правительством или приказа Министерством Финансов, уведомляющего клиентов Западной системы об их обязательстве оплатить роялти. На 31 декабря 2012 года такое постановление не было опубликовано. Вследствие неопределенности, связанной с реализацией условий выплаты роялти, ИЦА до настоящего времени не начисляла роялти своим клиентам.

Кроме того, Группа не получила никаких указаний от Правительства Республики Казахстан касательно того, что Группа должна была начислить или должна начислять роялти, ни того что Группа несет ответственность за суммы роялти прошлых лет.

Руководство ведет работу, чтобы прояснить этот вопрос с правительством Республики Казахстан и считает, что суммы прошлых лет, и роялти в будущем не будут выплачиваться Группой или ее клиентами.

Кыргызский обвод (ИЦА)

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 концессии, 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 Республике Кыргызстан. Однако новые внутренние тарифы, которые по условиям договора концессии являются неременным условием начала строительства кыргызского обвода, еще не опубликованы по состоянию на 31 декабря 2012 года.

Правительство ежегодно осуществляет проверку выполнения Группы своих обязательств по Договору, включая выполнение инвестиционных обязательств. Проверка выполнения обязательств по Договору за 2012 год будет проведена в 2013 году. Руководство считает, что Группа выполняет требования по инвестиционным обязательствам по состоянию на 31 декабря 2012 года.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)**Займы газа (КТГ)**

В течении 2012 и 2011 годов КТГ осуществляло операции по займу газа от «PetroChina International Company Limited» для обеспечения газом г. Алматы в зимний период. В соответствии с условиями соглашения, в случае невыполнения обязательств по возврату газа, Группа должна возместить задолженность деньгами из расчета 340 долларов США за тысячу кубических метров газа, что составляет 30.401.257 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2012 года.

Судебные разбирательства, связанные с TRG

На 31 декабря 2012 года TRG была вовлечена в судебные разбирательства с Советом по защите Конкуренции Европейского Союза и SC Biomogmoil SRL на сумму 7,6 миллиардов тенге и 4,7 миллиарда тенге, соответственно. По представлению, полученному от юристов TRG, Руководство считает, что Группа имеет серьезные основания выиграть указанные судебные процессы и оценивает риски, связанные с этими вопросами, как возможные.

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 четыре основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, транспортировка газа, переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как прочие ввиду их незначительности.

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2012 год:

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	10.593.111	138.943.626	261.558.865	2.461.476.519	87.846.370	–	2.960.418.491
Доход от реализации другим сегментам	843.063.187	24.935.333	592.093	213.428.454	20.702.838	(1.102.721.905)	–
Итого доходов	853.656.298	163.878.959	262.150.958	2.674.904.973	108.549.208	(1.102.721.905)	2.960.418.491
Валовая прибыль	585.926.556	54.118.708	64.093.675	183.770.518	16.964.201	(35.273.280)	869.600.378
Финансовый доход	19.660.979	3.353.061	1.293.251	3.119.888	26.342.220	(24.744.959)	29.024.440
Финансовые затраты	(23.296.069)	(2.184.025)	(6.682.834)	(19.103.688)	(142.015.341)	24.098.151	(169.183.806)
Износ, истощение и амортизация	(53.839.524)	(21.085.450)	(21.020.822)	(57.398.673)	(10.288.583)	–	(163.633.052)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвилл	(77.011.651)	(902.560)	(220.876)	(1.169.860)	(6.040.307)	–	(85.345.254)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	418.544.189	10.086.921	41.584.577	507.328	363.460	–	471.086.475
Расходы по подоходному налогу	(114.756.549)	(10.358.296)	(11.372.051)	(2.010.959)	(38.632.845)	–	(177.130.700)
Чистая прибыль за год	300.561.882	41.750.563	(73.728.633)	(23.156.593)	169.610.616	(1.614.676)	413.423.159
Прочая сегментная информация							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	680.488.873	36.791.618	137.288.807	29.018.388	10.509.353	–	894.097.039
Капитальные затраты	546.613.842	41.206.879	97.280.228	95.645.704	59.846.126	(2.379.992)	838.212.787
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(3.994.547)	(689.908)	(3.361.481)	(39.800.288)	(607.061)	–	(48.453.285)
Активы сегмента	3.988.886.267	461.461.754	661.797.622	1.955.948.005	312.408.275	(546.780.500)	6.833.721.423
Обязательства сегмента	756.643.626	113.117.992	209.237.824	654.257.515	2.047.865.873	(540.937.175)	3.240.185.655

Элиминации представляют собой исключения внутригрупповых оборотов.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**37. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)**

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 2011 год:

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	10.914.737	135.211.776	251.507.308	2.175.650.269	51.971.665	–	2.625.255.755
Доход от реализации другим сегментам	710.279.432	25.056.829	192.277	26.159.084	26.866.816	(788.554.438)	–
Итого доходов	721.194.169	160.268.605	251.699.585	2.201.809.353	78.838.481	(788.554.438)	2.625.255.755
Валовая прибыль	486.028.968	56.672.275	79.647.611	186.274.953	16.971.609	(36.400.785)	789.194.631
Финансовый доход	28.970.818	4.850.728	4.127.194	2.216.493	105.171.824	(99.753.521)	45.583.536
Финансовые затраты	(20.480.195)	(1.666.925)	(9.583.796)	(33.744.854)	(137.673.168)	31.958.725	(171.190.213)
Износ, истощение и амортизация	(38.975.229)	(19.630.391)	(19.617.405)	(62.385.062)	(5.824.814)	–	(146.432.901)
Обесценение основных средств и активов по разведке и оценке	(16.952.845)	(13.767.563)	(459.060)	(8.056.708)	(6.220.183)	–	(45.456.359)
Обесценение гудвилла	–	(2.371.431)	–	–	–	–	(2.371.431)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	489.361.780	4.483.839	38.873.028	1.017.330	886.888	–	534.622.865
Расходы по подоходному налогу	(66.413.144)	(10.389.252)	(10.182.453)	(7.250.904)	(58.911.399)	–	(153.147.152)
Чистая прибыль за год	284.173.194	29.231.829	71.483.360	(35.674.775)	201.957.877	(72.457.544)	478.713.941
Прочая сегментная информация							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	621.036.398	26.364.160	235.244.311	29.447.815	7.062.751	–	919.155.435
Капитальные затраты	272.684.005	52.639.477	51.719.208	74.254.840	51.494.776	(3.809.416)	498.982.890
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(2.689.979)	(171.044)	(3.307.169)	(20.503.481)	(7.474.569)	–	(34.146.242)
Активы сегмента	2.333.593.180	347.222.289	590.770.320	683.722.253	3.064.680.311	(841.939.579)	6.178.048.774
Обязательства сегмента	715.553.134	91.552.256	201.875.969	793.461.468	1.925.768.971	(714.181.123)	3.014.030.675

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)

38. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

По состоянию на 31 декабря 2012 года Vector Energy AG совместно с TH KMG AG (в качестве созаемщиков) по кредитной линии от BNP Paribas (Suisse) SA на сумму 865 миллионов долларов США, не выполнили соответствующие условия по финансовым ковенантам. В феврале 2013 года Rompetrol Group N.V. предоставила гибридный займ Vector Energy AG в сумме 19,5 миллионов долларов США, тем самым сократив сумму по неисполнению финансового ковенанта, действующему с 1 января 2013 года. 6 марта 2013 года BNP Paribas (Suisse) SA направило уведомление Vector Energy AG и TH KMG AG с запросом решить вопрос с оставшейся суммой, равной 5,2 миллиона долларов США, до 6 апреля 2013 года (один месяц с даты уведомления), тем самым привести соблюдение финансового ковенанта в соответствие с требуемыми условиями. Руководство Группы предпринимает все необходимые действия для решения данного вопроса.

**АО «Национальная Компания
«КазМунайГаз»**

Консолидированная финансовая отчётность

*За год, закончившийся 31 декабря 2011 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	5-7
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале	8-9
Примечания к консолидированной финансовой отчётности.....	10-76

ОТЧЁТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Акционеру Акционерное Общество «Национальная Компания «КазМунайГаз»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» и его дочерних организаций, которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2011 года и 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 другую пояснительную информацию.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчётности

Руководство несёт ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчётности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки консолидированной финансовой отчётности, не содержащей существенных искажений вследствие мошенничества или ошибки.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о достоверности 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 консолидированной финансовой отчётности вследствие мошенничества или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления консолидированной финансовой отчётности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля предприятия. Аудит включает оценку уместности выбранной учётной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления консолидированной финансовой отчётности в целом.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения.

Заключение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает консолидированное финансовое положение АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» на 31 декабря 2010 года, а также её консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.

Ernst & Young LLP

Гульмира Турмагамбетова
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№ 0000374 от 21 февраля 1998 года

26 марта 2012 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

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

		На 31 декабря	
<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2011 года	2010 года
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	6	2.833.619.231	2.548.764.464
Активы по разведке и оценке	7	160.312.469	150.799.153
Нематериальные активы	8	197.952.790	184.721.292
Долгосрочные банковские вклады	9	9.908.968	4.521.195
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	10	919.155.435	696.881.032
Актив по отсроченному налогу	29	10.605.619	10.605.467
НДС к возмещению		49.328.641	34.806.222
Авансы за долгосрочные активы		76.785.170	68.442.089
Облигации к получению от связанной стороны	30	36.551.537	36.397.864
Вексель к получению от участника совместного предприятия	11	18.138.239	19.153.089
Вексель к получению от ассоциированной компании		19.220.620	17.987.259
Займы связанным сторонам	30	67.121.199	115.043.574
Прочие долгосрочные активы		11.738.636	10.071.096
		4.410.438.554	3.898.193.796
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	12	202.833.712	185.104.413
НДС к возмещению		39.821.912	34.731.601
Предоплата по подоходному налогу	29	30.735.062	21.498.642
Торговая дебиторская задолженность	13	185.599.946	164.733.410
Краткосрочные финансовые активы	14	503.556.091	626.365.151
Вексель к получению от участника совместного предприятия	11	1.361.055	1.203.834
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	10	29.383.200	19.456.800
Прочие текущие активы	13	188.394.899	161.827.377
Денежные средства и их эквиваленты	15	581.912.135	637.917.383
		1.763.598.012	1.852.838.611
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи		138.459	1.366.686
		1.763.736.471	1.854.205.297
ИТОГО АКТИВОВ		6.174.175.025	5.752.399.093

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

		На 31 декабря	
<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2011 года	2010 года
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал			
Уставный капитал	16	341.393.764	326.435.861
Дополнительный оплаченный капитал	16	13.237.994	2.266.580
Прочий капитал		1.966.059	5.176.205
Резерв от пересчета валюты отчетности	16	188.573.100	173.330.751
Нераспределённая прибыль		2.033.329.755	1.664.778.234
Относящийся к акционеру материнской компании		2.578.500.672	2.171.987.631
Неконтрольная доля участия	16	581.657.604	559.364.977
Итого капитала		3.160.158.276	2.731.352.608
Долгосрочные обязательства			
Займы	17	1.634.843.487	1.478.428.399
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	18	320.926.724	314.566.180
К уплате за приобретение дочерней организации		6.383.473	9.136.704
Резервы	19	70.309.372	66.321.563
Обязательство по отсроченному налогу	29	149.590.052	144.909.656
Прочие долгосрочные обязательства		12.672.087	13.756.075
		2.194.725.195	2.027.118.577
Текущие обязательства			
Текущая часть займов	17	282.941.427	479.138.938
Резервы	19	52.606.910	56.590.062
Подходный налог к уплате	29	2.246.665	2.402.176
Торговая кредиторская задолженность	20	242.635.897	255.592.177
Прочие налоги к уплате	21	98.897.684	87.642.996
Производные финансовые инструменты		179.000	764.054
Прочие текущие обязательства	20	139.783.971	111.797.505
		819.291.554	993.927.908
Итого обязательств		3.014.016.749	3.021.046.485
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		6.174.175.025	5.752.399.093

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 76 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Финансовый директор

Сыргабекова А.Н.

Главный бухгалтер

Валентинова Н.С.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

В тысячах тенге	За годы, закончившиеся 31 декабря		
	Прим.	2011 года	2010 года
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	22	2.627.061.697	2.098.942.624
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	23	(1.837.718.674)	(1.409.001.419)
Валовая прибыль		789.343.023	689.941.205
Общие и административные расходы	24	(165.038.304)	(139.146.723)
Расходы по транспортировке и реализации	25	(350.700.436)	(238.738.340)
Обесценение гудвилла	8	(2.371.431)	–
Обесценение основных средств и прочих долгосрочных активов	6,7,9,10	(45.456.359)	(10.823.657)
Доход / (убыток) от выбытия основных средств, нетто		3.276.958	(3.272.491)
Прочий операционный доход		15.381.340	4.209.941
Прочий операционный убыток		(11.437.512)	(15.989.074)
Прибыль от операционной деятельности		232.997.279	286.180.861
Отрицательная курсовая разница, нетто		(9.985.952)	(5.740.393)
Финансовый доход	26	45.599.493	58.671.374
Финансовые затраты	27	(171.313.150)	(152.577.480)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	28	534.622.865	343.175.752
Прибыль до учёта подоходного налога		631.920.535	529.710.114
Расходы по подоходному налогу	29	(153.130.208)	(132.675.259)
Прибыль за год		478.790.327	397.034.855
Приходится на:			
Акционера материнской компании		422.497.983	305.309.217
Неконтрольную долю участия		56.292.344	91.725.638
		478.790.327	397.034.855

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ
ДОХОДЕ (продолжение)**

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2011 года	2010 года
Прочий совокупный доход / (убыток)			
Курсовая разница от пересчета отчетности зарубежных подразделений		16.410.130	(10.512.953)
Прочий совокупный доход за период, за вычетом подоходного налога		16.410.130	(10.512.953)
Итого совокупного дохода за период, за вычетом подоходного налога		495.200.457	386.521.902
Приходится на:			
Акционера Компании		437.740.331	295.277.534
Неконтрольную долю участия		57.460.126	91.244.368
		495.200.457	386.521.902

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 76 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Финансовый директор

Сыргабекова А.Н.

Главный бухгалтер

Валентинова Н.С.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2011 года	2010 года
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль до учёта подоходного налога		631.920.535	529.710.114
Корректировки на:			
	23, 24		
Износ, истощение и амортизацию	25	146.317.428	131.521.998
Долю в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний	28	(534.622.865)	(343.175.752)
Финансовые затраты	27	171.313.150	152.577.480
Финансовый доход	26	(45.599.493)	(58.671.374)
Обесценение основных средств и прочих долгосрочных активов	6, 7, 9, 10	45.456.359	10.823.657
Обесценение гудвилла	8	2.371.431	–
Нереализованный убыток от операций хеджирования нефти (Доход) / убыток от выбытия основных средств, нетто		9.349.769	664.547
		(3.276.958)	3.272.491
Резервы	19	9.946.022	8.623.031
Резервы по сомнительной задолженности	24	3.650.396	13.135.998
Резервы по товарно-материальным запасам	24	4.729.414	(801.961)
Признание расходов по опционной программе		541.100	376.245
Изъятие долевых инструментов		(23.794)	(49.809)
Нереализованную (положительную) / отрицательную курсовую разницу		(5.096.270)	493.276
Прибыль от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале		436.976.224	448.499.941
Изменение в товарно-материальных запасах		(12.792.296)	(22.408.215)
Изменение в НДС к возмещению		(19.612.730)	(24.227.828)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(19.905.373)	(25.615.945)
Изменение в прочих текущих активах		(21.866.605)	(95.186.773)
Изменение в прочих налогах к уплате		5.139.280	(1.394.939)
Изменение в торговой кредиторской задолженности		(20.760.491)	93.644.332
Изменение в прочих обязательствах		(8.493.848)	(2.814.877)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		338.684.161	370.495.696
Уплаченный подоходный налог		(164.692.655)	(163.043.395)
Вознаграждение полученное		31.634.651	48.827.538
Вознаграждение уплаченное		(121.523.451)	(124.952.358)
Платежи по операциям хеджирования нефти, нетто		(10.439.549)	(783.033)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		73.663.157	130.544.448

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2011 года	2010 года
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Размещение вкладов в банках, нетто		145.811.373	129.308.418
Приобретение дочерних организаций, за вычетом полученных денежных средств	5	(55.006.373)	(8.614.935)
Приобретение основных средств и нематериальных активов		(458.763.308)	(474.987.934)
Поступления денежных средств от продажи основных средств и нематериальных активов		30.328.039	11.599.300
Выплаты, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	10, 11	405.604.974	289.585.072
Приобретение и взнос в совместные предприятия	5, 10	(98.473.907)	(3.750.000)
Погашение займов выданных Акционеру		41.381.049	–
Поступление от реализации активов, предназначенных для продажи		–	378.378
Погашение займа, выданного связанной стороне		309.554	–
Выплата займа по приобретению КПВ		(3.532.756)	–
Займы, выданные связанной стороне	30	(4.641.899)	(69.571.436)
Чистое движение денежных средств, полученных от / (использованных в) инвестиционной деятельности		3.016.746	(126.053.137)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Поступления по займам		284.669.372	1.291.592.905
Погашение займов		(341.456.691)	(1.290.534.781)
Приобретение неконтрольной доли участия		(185.247)	(18.032.903)
Дивиденды выплаченные акционерам неконтрольной доли		(22.167.123)	(20.589.632)
Дивиденды выплаченные Акционеру	16	(45.796.384)	(18.565.388)
Выпуск акций	16	12.135.394	160.500.000
Выкуп собственных акций дочерней организацией		(15.762.657)	(24.531.975)
Погашение конвертируемого долгового инструмента	17	–	(10.463.778)
Прочие выплаты Акционеру		(8.863.662)	–
Чистое (использование) / поступление денежных средств от финансовой деятельности		(137.426.998)	69.374.448
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты		4.741.847	(189.561)
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах		(56.005.248)	73.676.198
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	15	637.917.383	564.241.185
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	15	581.912.135	637.917.383

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

Неденежные операции, включая следующее, были исключены из консолидированного отчета о движении денежных средств:

- В 2011 году Группа прекратила признание займа в размере 7.812.499 тысяч тенге, связанного с финансированием операций по разведке и оценке на одном из месторождений (*Примечание 4*). Доход от списания займа был зачтен с убытком от обесценения (2010: ноль).
- В течение 2011 года, выбытия основных средств включают 1.900.537 тысяч тенге, которые относятся к изменению в резервах (*Примечание 19*) (2010: поступления в размере 2.289.823 тысячи тенге).
- В течении 2011 года, Группа капитализировала финансовые затраты в размере 5.796.730 тысяч тенге (2010: 2.719.046 тысяч тенге) как часть основных средств (*Примечание 6*).
- В 2010 и 2011 годах, Материнская Компания передала трубопроводы в качестве взноса в уставной капитал (*Примечание 16*).
- На 31 декабря 2011 года, кредиторская задолженность за приобретенные основные средства увеличилась на 6.492.797 тысяч тенге (в 2010 году: 14.970.451 тысяч тенге).

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 76 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Финансовый директор

Сыргабекова А.Н.

Главный бухгалтер

Валентинова Н.С.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

В тысячах тенге	Приходится на акционера Компании						Неконтроль- ная доля участия	Итого
	Уставный капитал	Дополни- тельный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспреде- лённая прибыль	Итого		
Прим.	16	16		16			16	
На 31 декабря 2009 года	159.647.488	2.248.079	4.910.393	183.362.434	1.530.243.896	1.880.412.290	476.802.220	2.357.214.510
Прибыль за год	–	–	–	–	305.309.217	305.309.217	91.725.638	397.034.855
Прочий совокупный доход	–	–	–	(10.031.683)	–	(10.031.683)	(481.270)	(10.512.953)
Общая сумма совокупного дохода за год	–	–	–	(10.031.683)	305.309.217	295.277.534	91.244.368	386.521.902
Взнос в уставный капитал (Примечание 16)	166.788.373	18.501	–	–	–	166.806.874	–	166.806.874
Дивиденды (Примечание 16)	–	–	–	–	(16.940.104)	(16.940.104)	(20.589.632)	(37.529.736)
Распределения Акционеру Компании (Примечания 16)	–	–	–	–	(85.241.402)	(85.241.402)	–	(85.241.402)
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	–	–	309.987	–	54.899	364.886	11.359	376.245
Изъятие долевых инструментов в дочерних организациях	–	–	(49.809)	–	–	(49.809)	–	(49.809)
Исполнение выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	–	–	5.634	–	–	5.634	–	5.634
Выкуп собственных акций с рынка дочерней организацией (Примечание 16)	–	–	–	–	(3.997.157)	(3.997.157)	(20.534.818)	(24.531.975)
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение неконтрольной доли участия	–	–	–	–	1.513.990	1.513.990	(5.236.944)	(3.722.954)
Конвертация конвертируемого долгового инструмента Rompetrol Rafinare S.A. (Примечание 17)	–	–	–	–	(113.467.108)	(113.467.108)	103.003.330	(10.463.778)
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение неконтрольной доли участия в дочерних организациях Rompetrol Group N.V. (Примечание 5)	–	–	–	–	47.302.003	47.302.003	(65.334.906)	(18.032.903)
На 31 декабря 2010 года	326.435.861	2.266.580	5.176.205	173.330.751	1.664.778.234	2.171.987.631	559.364.977	2.731.352.608

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

В тысячах тенге	Приходится на акционера Компании					Итого	Неконтроль- ная доля участия	Итого
	Уставный капитал	Дополни- тельный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспреде- лённая прибыль			
На 31 декабря 2010 года	326.435.861	2.266.580	5.176.205	173.330.751	1.664.778.234	2.171.987.631	559.364.977	2.731.352.608
Прибыль за год	-	-	-	-	422.497.982	422.497.982	56.292.345	478.790.327
Прочий совокупный доход	-	-	-	15.242.349	-	15.242.349	1.167.781	16.410.130
Общая сумма совокупного дохода за год	-	-	-	15.242.349	422.497.982	437.740.331	57.460.126	495.200.457
Взнос в уставный капитал (Примечание 16)	14.957.903	-	-	-	-	14.957.903	-	14.957.903
Дивиденды (Примечание 16)	-	-	-	-	(45.796.384)	(45.796.384)	(22.167.123)	(67.963.507)
Дисконтирование беспроцентного займа Акционера (Примечания 16)	-	10.971.414	-	-	-	10.971.414	-	10.971.414
Распределения Акционеру Компании (Примечания 16)	-	-	-	-	(8.930.001)	(8.930.001)	-	(8.930.001)
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	-	-	249.952	-	-	249.952	291.148	541.100
Изъятие долевых инструментов в дочерних организациях	-	-	(23.794)	-	-	(23.794)	-	(23.794)
Выкуп собственных акций с рынка дочерней организацией (Примечание 16)	-	-	-	-	(867.183)	(867.183)	(14.895.474)	(15.762.657)
Перевод переоценки основных средств	-	-	(3.436.304)	-	3.436.304	-	-	-
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение неконтрольной доли участия	-	-	-	-	68.887	68.887	(174.457)	(105.570)
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение неконтрольной доли участия в дочерних организациях Rompetrol Group N.V. (Примечание 5)	-	-	-	-	(1.858.084)	(1.858.084)	1.778.407	(79.677)
На 31 декабря 2011 года	341.393.764	13.237.994	1.966.059	188.573.100	2.033.329.755	2.578.500.672	581.657.604	3.160.158.276

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 76 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Финансовый директор

Сыргабекова А.Н.

Главный бухгалтер

Валентинова Н.С.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

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 АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее по тексту «Самрук-Казына» или «Материнская Компания»). Правительство является единственным акционером «Самрук-Казына».

Компания имеет доли участия в 35 операционных компаниях (в 2010 году: 35) (далее по тексту «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, город Астана, проспект Кабанбай батыра, 19.

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.

Консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (*Примечание 32*).

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была утверждена Заместителем Председателя Правления и Главным бухгалтером Компании 26 марта 2012 года.

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

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности («Совет по МСФО»).

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения 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*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Пересчёт иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчётности каждого из предприятий Группы, включённые в данную консолидированную финансовую отчётность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность («функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, который является валютой представления отчетности Группы.

Операции и сальдо счетов

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 отчетную дату, признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

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 отчетную дату;
- 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.

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 2011 года составлял 148,40 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2011 года (в 2010 году: 147,40 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 26 марта 2012 года составлял 147,75 тенге за 1 доллар США.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Принятая учётная политика соответствует учётной политике, применявшейся в предыдущем отчетном году, за исключением принятия приведенных ниже новых и пересмотренных Стандартов и Интерпретаций, вступивших в силу с 1 января 2011 года.

- Поправка к МСБУ 24 *«Раскрытие информации о связанных сторонах»*, вступившая в силу 1 января 2011 года;
- Поправка к МСБУ 32 *«Финансовые инструменты: представление информации»*, вступившая в силу 1 февраля 2010 года;
- Интерпретация 14 *«Предоплаты в отношении требований о минимальном финансировании»*, вступившая в силу 1 января 2011 года;
- Усовершенствования МСФО (май 2010 года).

Принятие стандартов или интерпретаций описано ниже:

Поправка к МСБУ 24 *«Раскрытие информации о связанных сторонах»*

Совет по МСФО опубликовал поправку к МСБУ 24, которая разъясняет определение связанной стороны. Новые определения уделяют особое внимание симметричности в части отношений связанных сторон. Поправка также разъясняет обстоятельства, в которых физическое лицо или ключевой управляющий персонал влияют на отношения компании со связанной стороной. Кроме того, поправка предусматривает исключение из требований по раскрытию информации для сделок с государством или компаниями, которые контролируются, совместно контролируются тем же государством, что и компания-составитель отчетности, или на которые это государство оказывает значительное влияние. Применение поправки не оказало влияния на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы.

Поправка к МСБУ 32 *«Финансовые инструменты: представление информации»*

Совет по МСФО опубликовал поправку, которая изменяет определение финансового обязательства в МСБУ 32, таким образом, чтобы дать возможность компаниям классифицировать определенные выпуски прав на акции, опционы и варранты в качестве долевого инструмента. Эта поправка применяется в случае, если такие права предоставляются на пропорциональной основе всем владельцам одного и того же класса непроизводных долевого инструмента компании с целью приобретения фиксированного количества собственных долевого инструмента компании за фиксированную сумму в любой валюте. Поправка не оказала влияния на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы, поскольку у Группы нет таких инструментов.

Поправка к Интерпретации 14 *«Предоплаты в отношении требований о минимальном финансировании»*

Поправка устраняет нежелательное последствие, когда в отношении компании применяются требования о минимальном финансировании и компания делает предоплату с целью выполнения этих требований. Поправка разрешает компании признавать предоплату в отношении стоимости будущих услуг в качестве пенсионного актива. Требования о минимальном финансировании не применяются в Республике Казахстан, поэтому поправка к интерпретации не оказала влияния на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы.

В мае 2010 году Совет по МСФО выпустил третий 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 учетной политики, но не оказало влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

- Поправка к МСФО 3 *«Объединение бизнеса»* внесла изменения в способы оценки неконтрольной доли участия. Компоненты неконтрольных долей участия, которые предоставляют своему владельцу право на пропорциональную долю в чистых активах компании в случае ликвидации, должны оцениваться либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Все прочие компоненты должны оцениваться по справедливой стоимости на дату приобретения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

- Поправка к МСФО 7 «*Финансовые инструменты: раскрытие информации*» была внесена с целью упрощения требований к раскрытию информации за счет уменьшения объема информации, раскрываемой об удерживаемом обеспечении, и усовершенствования раскрытия информации благодаря требованию об использовании количественной информации в контексте описаний.
- Поправка к МСБУ 1 «*Представление финансовой отчетности*» разъясняет, что компания может представлять анализ каждого компонента прочего совокупного дохода либо в отчете об изменениях в капитале, либо в примечаниях к финансовой отчетности.

Прочие поправки к нижеперечисленным стандартам, принятые в результате проекта «Усовершенствования МСФО», не оказали влияния на учетную политику, финансовое положение или результаты деятельности Группы:

- МСФО 3 «*Объединение бизнеса*» (Условное вознаграждение, обусловленное сделками по объединению бизнеса, совершенными до принятия МСФО 3 (в редакции 2008 года)).
- МСФО 3 «*Объединение бизнеса*» (Незамещенные и замещенные на добровольной основе вознаграждения с выплатами, основанными на акциях).
- МСБУ 27 «*Консолидированная и отдельная финансовая отчетность*».
- МСБУ 34 «*Промежуточная финансовая отчетность*».

Нижеперечисленные интерпретации и поправки к интерпретациям не оказали влияния на учетную политику, финансовое положение или результаты деятельности Группы:

- Интерпретация 13 «*Программы, направленные на поддержание лояльности клиентов*» (определение справедливой стоимости бонусных единиц).
- Интерпретация 19 «*Погашение финансовых обязательств посредством предоставления долевых инструментов*».

Основа консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчетности Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2011 года. Дочерние организации полностью консолидируются Группой с даты приобретения, представляющей собой дату получения Группой контроля над дочерней организацией, и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля. Финансовая отчетность дочерних организаций подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Все внутригрупповые остатки, операции, нереализованные доходы и расходы, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, и дивиденды полностью исключены.

Убытки дочерней организации относятся на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

Изменение доли участия в дочерней организации без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она:

- Прекращает признание активов и обязательства дочерней организации (в том числе относящегося к ней гудвилла);
- Прекращает признание текущей стоимости неконтрольной доли участия;
- Прекращает признание накопленных курсовых разниц, отраженных в капитале;
- Признает справедливую стоимость полученного вознаграждения;
- Признает справедливую стоимость оставшейся инвестиции;
- Признает образовавшийся в результате операции излишек или дефицит в качестве прибыли или убытка;
- Переклассифицирует долю материнской компании в компонентах, ранее признанных в составе прочего совокупного дохода, в состав прибыли или убытка или нераспределенной прибыли в соответствии с конкретными требованиями.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Объединение бизнеса и гудвилл

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса приобретающая сторона оценивает неконтрольную долю участия в приобретаемой компании либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов.

В случае поэтапного объединения бизнеса справедливая стоимость на дату приобретения ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой компании переоценивается по справедливой стоимости на дату приобретения через прибыль или убыток.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Последующие изменения справедливой стоимости условного вознаграждения, которое может быть активом или обязательством, должны признаваться согласно МСБУ 39 либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, оно не должно переоцениваться, и в последующем признается в капитале. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСБУ 39, оно оценивается согласно соответствующему МСФО.

Гудвилл изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если данное вознаграждение меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней организации, разница признается в составе прибыли или убытка.

Впоследствии гудвилл оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвилла, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвилл, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекают выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

Если гудвилл составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвилл, относящийся к выбывающей деятельности, включается в текущую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвилл оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

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 текущей стоимости передающей организации («Предшественник») на дату передачи. Соответствующий гудвилл, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественника, также отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей текущей стоимостью чистых активов, включая гудвилл Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка капитала.

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.

В 2010 и 2011 годах Группа не приобретала дочерних организаций от сторон под общим контролем.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Участие в совместной деятельности

Группа имеет доли в совместных предприятиях, которые представляют собой организации, находящиеся под совместным контролем. Совместное предприятие создается на основе договорных соглашений, в соответствии с которыми две или более стороны осуществляют экономическую деятельность, которая находится под общим контролем, а совместно контролируемая компания является совместным предприятием, подразумевающим создание отдельного предприятия, в котором каждому участнику принадлежит определенная доля. Соглашение требует единогласного согласия в финансовых и операционных соглашениях среди участников. Группа отражает свои доли в совместных предприятиях с использованием метода долевого участия. В соответствии с методом долевого участия, инвестиции в совместные предприятия учитываются в отчете о финансовом положении по стоимости плюс изменения после приобретения в доле Группы в чистых активах совместного предприятия. Тогда, когда имело место изменение, признанное непосредственно в капитале совместного предприятия, Группа признает свою долю в любых изменениях и когда это применимо, раскрывает это в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные доходы и убытки, возникающие по сделкам между Группой и совместными предприятиями, исключаются в пределах доли в совместном предприятии.

Доля в прибыли совместных предприятий показывается в консолидированном отчете о совокупном доходе. Это прибыль, которая относится на акционеров совместных предприятий, следовательно, она является прибылью после налогообложения.

Финансовая отчетность совместных предприятий готовится за тот же отчетный период, что и отчетность Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в ассоциированную компанию. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании и ее балансовой стоимостью, и признает эту сумму в консолидированном отчете о совокупном доходе по статье «Доля в прибыли ассоциированной компании».

В случае потери существенного влияния над ассоциированной компанией Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью ассоциированной компании на момент потери существенного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

Инвестиции в ассоциированную компанию

Ассоциированными компаниями являются все организации, на которые Группа имеет значительное влияние, но не осуществляет над ними контроль, как правило, это подразумевает владение от 20% до 50% от числа акций, имеющих право голоса. Инвестиции в ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия, как раскрыто в учетной политике для совместных предприятий.

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений

Затраты, понесенные 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, текущая 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, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов, в разрезе по месторождениям, объединяется с затратами по разведке и переносится в нефтегазовое имущество.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений (продолжение)

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

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 строительства является 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.

Основные средства, помимо нефтегазовых активов, в основном включают здания, машины и оборудование, которые амортизируются прямолинейным методом в течение следующих сроков полезной службы:

Активы НПЗ	4-10 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства (продолжение)

Текущая стоимость основных средств пересматривается на предмет обесценения в тех случаях, когда происходят какие-либо события или изменения в обстоятельствах, указывающие на то, что текущая 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 текущей стоимостью актива), включаются в прибыли 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 гудвилл. 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 гудвилла, амортизируются прямолинейным методом в течение 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.

Текущая стоимость нематериальных активов анализируется на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость не может быть возмещена.

Гудвилл тестируется на обесценение ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его текущая стоимость может быть обесценена.

Обесценение гудвилла определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвилл. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их текущей стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвилла не может быть восстановлен в будущих периодах.

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 – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (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 текущая стоимость актива или ПГДП превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости 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 учитываются недавние рыночные сделки, если таковые имели место. В отсутствие подобных сделок 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 отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в категории расходов в соответствии с функцией обесцененного актива.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов (продолжение)

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчетов, которые подготавливаются отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозных расчеты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Для активов, за исключением гудвилла, на каждую отчетную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в допущении, которое использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. В случае восстановления, текущая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также текущую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в отчете о совокупном доходе.

Обесценение активов по разведке и оценке

Группа проверяет активы по разведке и оценке на предмет обесценения, когда такие активы переводятся в состав материальных и нематериальных активов по разработке, или, когда имеются факты и обстоятельства, указывающие на обесценение активов.

Наличие одного или более из нижеследующих фактов и обстоятельств указывают на то, что Группа обязана проверить свои активы по разведке и оценке на предмет обесценения (перечень не является исчерпывающим):

- Период, в течение которого компания Группы имеет право на проведение разведке определенного участка, истек или истечет в ближайшем будущем, и не ожидается его продление;
- Значительные расходы на дальнейшую разведку и оценку минеральных ресурсов на определенном участке не включены в бюджет и не планируются;
- Разведка и оценка минеральных ресурсов на определенном участке не привела к обнаружению коммерчески выгодных объемов минеральных ресурсов, и Группа решила прекратить такую деятельность на определенном участке;
- Группа располагает достаточными данными о том, что, несмотря на вероятность разработки определенного участка, текущая стоимость актива по разведки и оценки, вероятно, не будет возмещена в полной мере в результате результативной разработки или реализации.

Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность

Активы и группы выбытия, классифицированные как удерживаемые для продажи, оцениваются по меньшему из двух значений – текущей стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Активы и группы выбытия классифицируются как удерживаемые для продажи, если их текущая стоимость подлежит возмещению, в основном, 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.

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 доходов и расходов от продолжающейся деятельности с понижением до уровня прибыли после налогообложения, даже если после продажи Группа сохраняет неконтрольную долю участия в дочерней организации. Результирующая прибыль или убыток (после вычета налогов) представляются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность (продолжение)

Основные средства и нематериальные активы после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

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:

- (а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;
- (б) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его текущую стоимость. Если снижение в резерве превышает текущую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в консолидированном отчете о совокупном доходе; и
- (в) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСБУ 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 срочные депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность, займы и прочие суммы к получению, котируемые и некотируемые финансовые инструменты, а также производные финансовые инструменты.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка финансовых активов

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании в категорию переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Данная категория включает производные инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования как они определены в МСБУ 39. Производные инструменты, включая отделенные встроенные производные инструменты, также классифицируются как предназначенные для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования. Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются в составе доходов от финансирования или затрат по финансированию в отчете о совокупном доходе.

Финансовые активы, учитываемые при первоначальном признании по справедливой стоимости через прибыль или убыток, признаются на дату первоначального признания и только в том случае, если это соответствует требованиям МСБУ 39.

У Группы отсутствуют финансовые активы, определенные ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Группа проанализировала финансовые активы, предназначенные для торговли, отличные от производных инструментов, на предмет уместности допущения о наличии намерения их продажи 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 таких активов в категории займов и дебиторской задолженности, инструментов, имеющих в наличии для продажи, или финансовых инструментов, удерживаемых до погашения, зависит от характера актива. Проведенный анализ не оказал влияния на финансовые активы, классифицированные как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, в силу использования компанией возможности учета по справедливой стоимости; это инвестиции не могут быть переклассифицированы после первоначального признания.

Производные инструменты, встроенные в основные договоры, учитываются как отдельные производные инструменты и отражаются по справедливой стоимости, если присущие им экономические характеристики и риски не являются тесно связанными с рисками и характеристиками основных договоров, и эти основные договоры не предназначены для торговли и не классифицируются как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Встроенные производные инструменты такого рода оцениваются по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости признаются в отчете о совокупном доходе. Пересмотр порядка учета происходит лишь в случае изменений в условиях договора, приводящих к существенному изменению денежных потоков, которые потребовались бы в противном случае.

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 отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в составе административных расходов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка финансовых активов (продолжение)

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 долевыми 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. Проценты полученные при удержании финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, признаются как финансовый доход на основе эффективной ставки процента.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Прекращение признания финансовых активов

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться в отчете о финансовом положении, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, и при этом не передала, но и не сохранила за собой, практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе.

В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признается по наименьшей из следующих величин: первоначальной текущей стоимости актива или максимальной суммой, выплата которой может быть потребована от Группы.

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 текущей 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Обесценение финансовых активов (продолжение)

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости (продолжение)

Текущая стоимость актива снижается посредством использования счета резерва, а сумма убытка признается как расходы периода. Начисление процентного дохода по сниженной текущей стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в 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 признается в составе затрат на финансирование.

Приведенная стоимость ожидаемых будущих денежных потоков дисконтируется с использованием первоначальной эффективной процентной ставки по финансовому активу. Если ставка по займу переменная, ставкой дисконтирования для определения убытка от обесценения является текущая эффективная процентная ставка.

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 текущей 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 нефти и нефтепродуктов основывается на предполагаемой цене реализации, за вычетом расходов, связанных с такой реализацией.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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 денежные средства в банках и в кассе, а также краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

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 гудвилла. 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 МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае кредитов и заимствований на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и заимствования, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка финансовых обязательств

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 МСБУ 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 (продолжение)

Последующая оценка финансовых обязательств (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 отчетной 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 финансовых обязательств

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 текущей стоимости признается в прибылях или убытках.

Взаимозачет финансовых инструментов

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачету, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчете о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет признанных сумм, а также намерение произвести расчет на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках на каждую отчетную дату, определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций), без вычета затрат по сделке.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и дополнительная информация о методах ее определения приводится в *Примечании 31*.

Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате прошлого события, есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуется отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть достоверно определена. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в отчете о совокупном доходе за вычетом возмещения. Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как затраты на финансирование.

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.

Признание расходов

Расходы учитываются в момент возникновения и отражаются в консолидированной финансовой отчетности в периоде, к которому они относятся, на основе метода начисления.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подходный налог

Подходный налог за год включает текущий подходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.

Активы и обязательства по текущему подходному налогу за текущий и предыдущие периоды оцениваются по сумме, которая, как полагается, будет возмещена налоговыми органами или уплачена им. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, – это ставки и законы, принятые или фактически принятые на отчетную дату.

Текущий корпоративный подходный налог («КПН»), относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подходный налог и образует часть расходов по подходному 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 подходного 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.

Отложенный налог определяется по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их текущей стоимостью для целей финансовой отчетности.

Отложенные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- Отложенное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвилла или актива или обязательства по операции, не возникшего вследствие объединения бизнеса и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток.

- В отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, если время восстановления временных разниц можно контролировать, либо существует значительная вероятность того, что временная разница не уменьшится в обозримом будущем.

Отложенные налоговые активы 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:

- Отложенные налоговые активы, относящиеся к вычитаемым временным разницам, возникают в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением бизнеса и которая на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;

- В отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей 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 существовать налогооблагаемая прибыль, достаточная для того, чтобы против нее могли быть использованы временные разницы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подоходный налог (продолжение)

Текущая стоимость отложенных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и уменьшается, если вероятность получения в будущем достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволила бы использовать все или часть отложенных налоговых активов, мала. Непризнанные отложенные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отложенные налоговые активы.

Отложенные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в отчетном году, когда актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату вступили в силу или фактически вступили в силу.

Отложенный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов против текущих налоговых обязательств и если отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и одному налоговому органу.

Капитал

Неконтрольная доля участия

Неконтрольные доли участия представлены в консолидированном отчете о финансовом положении в составе собственного капитала отдельно от капитала, относящегося к акционерам Компании. Убытки дочерней компании относятся на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

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.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Капитал (продолжение)

Платежи на основе долевых инструментов (продолжение)

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.

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчетности Группы. В список включены выпущенные стандарты и интерпретации, которые, с точки зрения Группы, окажут влияние на раскрытие информации, финансовое положение или финансовые результаты деятельности в случае применения в будущем. Группа намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

МСБУ 1 «*Финансовая отчетность: представление информации*» – «*Представление статей прочего совокупного дохода*»

Поправки к МСБУ 1 изменяют группировку статей, представляемых в составе прочего совокупного дохода. Статьи, которые могут быть переклассифицированы в состав прибыли или убытка в определенный момент в будущем (например, в случае прекращения признания или погашения), должны представляться отдельно от статей, которые никогда не будут переклассифицированы. Поправка оказывает влияние исключительно на представление и не затрагивает финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2012 года или после этой даты.

Поправки к МСБУ 19 «*Вознаграждения работникам*»

Совет по МСФО опубликовал несколько поправок к МСБУ 19. Они варьируются от фундаментальных изменений (например, исключение механизма коридора и понятия ожидаемой доходности активов плана) до простых разъяснений и изменений формулировки. Поправки вступают в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года.

МСБУ 12 «*Налог на прибыль*» — «*Возмещение активов, лежащих в основе отложенных налогов*»

В поправке разъясняется механизм определения отложенного налога в отношении инвестиционной недвижимости, переоцениваемой по справедливой стоимости. В рамках поправки вводится опровержимое допущение о том, что отложенный налог на инвестиционную недвижимость, для оценки которой используется модель справедливой стоимости согласно МСБУ 40, должен определяться на основании допущения о том, что ее балансовая стоимость будет возмещена посредством продажи. Кроме того, в поправке введено требование о необходимости расчета отложенного налога по неамортизируемым активам, оцениваемым согласно модели переоценки в МСБУ 16, только на основании допущения о продаже актива. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, которые начинаются 1 января 2012 года или после этой даты.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

МСБУ 27 «Отдельная финансовая отчетность» (в редакции 2011 года)

В результате публикации новых стандартов МСФО 10 и МСФО 12, МСБУ 27 в новой редакции ограничивается учетом дочерних, совместно контролируемых и ассоциированных компаний в отдельной финансовой отчетности. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

МСБУ 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия» (в редакции 2011 года)

В результате публикации новых стандартов МСФО 11 и МСФО 12, МСБУ 28 получил новое название МСБУ 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия» и описывает применение метода долевого участия не только в отношении инвестиций в ассоциированные компании, но также в отношении инвестиций в совместные предприятия. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года.

МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» — «Усовершенствованные требования в отношении раскрытия информации о прекращении признания»

Поправка требует раскрытия дополнительной информации о финансовых активах, которые были переданы, но признание которых не было прекращено, чтобы дать возможность пользователям финансовой отчетности Группы понять характер взаимосвязи тех активов, признание которых не было прекращено, и соответствующих обязательств. Кроме того, поправка требует раскрытия информации о продолжающемся участии в активах, признание которых было прекращено, чтобы дать пользователям финансовой отчетности возможность оценить характер продолжающегося участия компании в данных активах, признание которых было прекращено, и риски, связанные с этим. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, которые начинаются 1 июля 2011 года или после этой даты. Поправка касается только раскрытия информации и не оказывает влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

МСФО 9 «Финансовые инструменты: классификация и оценка»

МСФО 9, выпущенный по результатам первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСБУ 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСБУ 39. Стандарт вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты. В ходе последующих этапов Совет по МСФО рассмотрит учет хеджирования и обесценение финансовых активов. Применение первого этапа МСФО 9 окажет влияние на классификацию и оценку финансовых активов Группы, но не окажет влияния на классификацию и оценку финансовых обязательств. Для представления завершенной картины Группа оценит влияние этого стандарта на соответствующие суммы в финансовой отчетности в увязке с другими этапами проекта после их публикации.

МСФО 10 «Консолидированная финансовая отчетность»

МСФО 10 заменяет ту часть МСБУ 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность», в которой рассматривался учет в консолидированной финансовой отчетности. Стандарт также затрагивает вопросы, которые рассматривались в Интерпретации ПКИ-12 «Консолидация – компании специального назначения». МСФО 10 предусматривает единую модель контроля, которая применяется в отношении всех компаний, включая компании специального назначения. Изменения, вносимые стандартом МСФО 10, потребуют от руководства значительно большего объема суждений при определении того, какие из компаний контролируются и, следовательно, должны консолидироваться материнской компанией, чем при применении требований МСБУ 27. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

МСФО 11 «Соглашения о совместной деятельности»

МСФО 11 заменяет МСБУ 31 «Участие в совместной деятельности» и Интерпретацию ПКИ-13 «Совместно контролируемые компании – немонетарные вклады участников». МСФО 11 исключает возможность учета совместно контролируемых компаний методом пропорциональной консолидации. Вместо этого совместно контролируемые компании, удовлетворяющие определению совместных предприятий, учитываются по методу долевого участия. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

МСФО 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»

МСФО 12 содержит все требования к раскрытию информации, которые ранее предусматривались МСБУ 27 в части консолидированной финансовой отчетности, а также все требования к раскрытию информации, которые ранее предусматривались МСБУ 31 и МСБУ 28. Эти требования к раскрытию информации относятся к долям участия компании в дочерних компаниях, совместной деятельности, ассоциированных и структурированных компаниях. Введены также определенные новые требования к раскрытию информации. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

МСФО 13 «Оценка справедливой стоимости»

МСФО 13 объединяет в одном стандарте все указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО. МСФО (IFRS) 13 не вносит изменений в то, когда компании обязаны использовать справедливую стоимость, а предоставляет указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО, когда использование справедливой стоимости требуется или разрешается. В настоящее время Группа оценивает влияние применения данного стандарта на финансовое положение и результаты финансовой деятельности. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

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 текущей 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 объёмы, 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 текущей 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.

Резерв на строительство

Правительство устанавливает для Группы различного рода спонсорские и финансовые обязательства. Руководство Группы считает, что такого рода поручения Правительства представляют собой конструктивные обязательства Группы, которые требуют соответствующего признания. Кроме того, так как такого рода обязательства Группа несет по поручению Правительства, расходы связанные с их исполнением признаются в капитале в качестве распределения Акционеру.

На 31 декабря 2011 года прочие резервы включают резервы по строительству объекта «Музей истории Казахстана» (далее – Музей Истории) в г.Астана, Республика Казахстан и по строительству объекта «Всемирный выставочный центр» (далее – Выставочный Центр) в г. Москва, Российская Федерация. Сумма резерва на строительство Музея истории в 2010 году, на дату первоначального признания, составила 25.560.141 тысячу тенге. В 2011 году оценочные затраты увеличились на 1.070.562 тысячи тенге. Сумма оценочных затрат на строительство Выставочного Центра, признанных в 2011 году, при первоначальном признании, составила 3.959.439 тысяч тенге.

В 2011 году сумма авансовых платежей, выплаченных на строительство Музея истории составила 4.963.662 тысячи тенге (2010: 1.880.192 тысячи тенге).

Движения по резерву представлены в *Примечании 19*.

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, а также выводу из эксплуатации и обязательств по загрязнению окружающей среды и производственном участке. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств на месторождении по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономического 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫХ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

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 и выбытие активов 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 и выбытие активов, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2011 года были в интервале от 1,96% до 5,0% и от 6,6% до 7,9% соответственно (в 2010 году от 1,9% до 5,0% и от 7% до 7,9%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в *Примечании 19*.

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 и европейской нормативной базы. Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет 2012 года. 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 33*. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в *Примечании 19*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Налогообложение

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 19*, 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 33*.

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2011 года. Отложенные КПП и НСП считаются на основе временных разниц по активам и обязательствам, распределенным по контрактам на недропользование с применением ожидаемых ставок, установленных налоговыми органами на 31 декабря 2011 года.

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 2011 года составляла 10.605.619 тысяч тенге (в 2010 году: 10.605.467 тысяч тенге). Более подробная информация содержится в *Примечании 29*.

Обесценение нефинансовых активов

Обесценение имеет место, если балансовая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, превышает его возмещаемую стоимость, которая является наибольшей из следующих величин: справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу и ценность от использования. Расчет справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу основан на имеющейся информации по имеющим обязательную силу коммерческим сделкам продажи аналогичных активов или на наблюдаемых рыночных ценах за вычетом дополнительных затрат, понесенных в связи с выбытием актива. Расчет ценности от использования основан на модели дисконтированных денежных потоков. Денежные потоки извлекаются из бюджета на следующие пять-десять лет и не включают в себя деятельность по реструктуризации, по проведению которой у Группы еще не имеется обязательств, или существенные инвестиции в будущем, которые улучшат результаты активов проверяемого на предмет обесценения подразделения, генерирующего денежные потоки. Возмещаемая стоимость наиболее чувствительна к ставке дисконтирования, используемой в модели дисконтированных денежных потоков, а также к ожидаемым притокам денежных средств и темпам роста, использованным в целях экстраполяции.

В 2011 году Группа признала убыток от обесценения основных средств на сумму 31.715.436 тысяч тенге (в 2010 году: 9.892.340 тысяч тенге). В 2011 году Группа признала обесценение гудвила на сумму 2.371.431 тысяча тенге (в 2010 году: ноль) в консолидированном отчете о совокупном доходе (*Примечания 6 и 8*).

Обесценение активов по разведке и оценке

Активы по разведке и оценке тестируются на предмет наличия обесценения в момент перевода в материальные и нематериальные активы по переработке или при наличии индикаторов обесценения.

В связи с приостановлением деятельности по разведке и оценке Группой были обесценены некоторые активы по разведке и оценке на сумму 20.858.549 тысяч тенге на 31 декабря 2011 года (в 2010 году: 931.317 тысяч тенге) (*Примечание 7*).

Группа также списала заем в сумме 7.812.499 тысяч тенге, связанный с финансированием работ по разведке и оценке на одном из месторождений. В соответствии с соглашением о финансировании, в случае отсутствия коммерческого обнаружения, Группа освобождается от обязательств по возмещению своей доли в финансировании проекта.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

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».

Группа оперирует сетью магистральных трубопроводов в соответствии с договором концессии. Этот договор является концессионным соглашением, который был выведен из сферы рассмотрения Интерпретации 12 «Соглашения сервисных концессий» (так как цедент не контролирует цену, по которой Группа заключает договора с основными покупателями). Последующие дополнения или усовершенствования по данным активам, находящимся в управлении по данному договору, капитализируются и амортизируются в течение оцененного срока оставшейся службы вне зависимости от периода действия данного договора, так как Правительство обязано приобрести эти активы по остаточной стоимости в случае, если данный 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.

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ

Приобретение доли участия в Ural Group Limited BVI («UGL»)

15 апреля 2011 года РД КМГ приобрела у Exploration Venture Limited («EVL») 50%-ную долю простых акций UGL. UGL является собственником 100%-ной доли участия в ТОО «Ural Oil and Gas» («UOG»), обладающего правом на проведение разведки углеводородов на Федоровском блоке в Западно-казахстанской области. В мае 2010 года лицензия на разведку была продлена до конца мая 2014 года.

50%-ная доля в UGL была приобретена за денежные средства в размере 164.497 тысяч долларов США (23.906.835 тысяч тенге) в совокупности с подоходным налогом у источника выплаты. Сумма в размере 46.687 тысяч долларов США (6.784.037 тысяч тенге), включенная в стоимость приобретения, была отнесена к займам к получению от совместного предприятия, была первоначально признана по справедливой стоимости и в дальнейшем оценивается по методу эффективной процентной ставки.

Инвестиции в UGL признаются как инвестиции в совместное предприятие в консолидированной финансовой отчетности Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Приобретение доли участия в Ural Group Limited BVI («UGL») (продолжение)

Учет приобретения 50%-ной доли в UGL в консолидированной финансовой отчетности основан на предварительной оценке справедливой стоимости.

Доля Группы в активах и обязательствах UGL на дату приобретения представлена далее:

<i>В тысячах тенге</i>	Предварительная справедливая стоимость, признанная при приобретении
Денежные средства	231.727
Текущие активы	103.896
Долгосрочные активы	28.535.909
	28.871.532
Текущие обязательства	284.658
Долгосрочные обязательства	11.464.076
	11.748.734
Чистые активы	17.122.798

Справедливая стоимость долгосрочных активов включает в себя лицензии на разведку UOG в размере 17.459.900 тысяч тенге.

Приобретение АО «Карповский Северный» («КС»)

23 декабря 2011 года РД КМГ приобрела 100%-ную долю в «Карповский Северный» («КС»). КС является нефтегазовой компанией, у которой есть лицензия на разведку газоконденсатного месторождения Карповский Северный, расположенного в Западно-Казахстанской области. Доля в КС была приобретена за денежное вознаграждение в размере 8.485.846 тысяч тенге. РД КМГ уплатила 8.076.432 тысячи тенге и признала кредиторскую задолженность на сумму 409.414 тысяч тенге. Лицензия на разведку, после выполнения определенных условий в конце 2011 года, была продлена с декабря 2012 года до декабря 2014 года.

Активы и обязательства КС на основании распределения стоимости приобретения на справедливую стоимость идентифицируемых чистых активов на 31 декабря 2011 года, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Денежные средства	16
Текущие активы	56.821
Долгосрочные активы	10.049.256
	10.106.093
Текущие обязательства	240.519
Обязательство по отсроченному налогу	1.321.112
Долгосрочные обязательства	58.616
	1.620.247
Чистые активы	8.485.846

Справедливая стоимость долгосрочных активов включает лицензию на разведку КС в размере 6.898.641 тысяча тенге и прочие активы по разведке и оценке в размере 3.150.615 тысяч тенге.

Результаты деятельности КС за период с момента приобретения были включены в консолидированную финансовую отчетность Группы за 2011 год. Если бы приобретение имело место 1 января 2011 года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль Группы за 2011 год.

Приобретение ТОО «АктауНефтеСервис» («АНС»)

10 июня 2011 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в ТОО «АктауНефтеСервис» («АНС») за денежные средства в размере 334 миллиона долларов США (48.590.320 тысяч тенге по курсу на дату сделки). Основной деятельностью АНС, имеющей пять дочерних организаций, является оказание услуг (бурение, ремонт, транспортировка и прочие) нефтедобывающим компаниям в Западном Казахстане. Основным клиентом АНС является АО «Мангистаумунайгаз», совместное предприятие Группы с 50%-ной долей владения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Приобретение ТОО «АқтауНефтеСервис» («АНС») (продолжение)

Справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств АНС на 10 июня 2011 года представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Основные средства	33.438.833
Нематериальные активы	16.766
Товарно-материальные запасы	9.988.366
Торговая дебиторская задолженность	3.648.929
Прочие текущие активы	5.198.293
Денежные средства и их эквиваленты	1.660.363
Итого активы	53.951.550
Займы	7.000.061
Обязательство по отсроченному налогу	3.812.710
Прочие долгосрочные обязательства	1.746
Торговая кредиторская задолженность	645.931
Прочие налоги к уплате	303.035
Прочие текущие обязательства	5.519.939
Итого обязательства	17.283.422
Чистые активы	36.668.128
Гудвилл, возникающий при приобретении (Примечание 8)	11.922.192
Вознаграждение, выплаченное денежными средствами	48.590.320
Уплаченная сумма денежных средств	(48.590.320)
Чистая сумма денежных средств, приобретенная с дочерней организацией	1.660.363
Чистый отток денежных средств	(46.929.957)

Результаты деятельности АНС за период с момента приобретения были включены в консолидированную финансовую отчетность Группы за 2011 год и составили убыток в размере 1.026.005 тысяч тенге. Если бы приобретение имело место 1 января 2011 года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль Группы за 2011 год.

Гудвилл в размере 11.922.192 тысячи тенге относится к ожидаемой совместной деятельности от приобретения, так как АНС оказывает значительную часть своих услуг АО «Мангистаумунайгаз», дочерней организации совместного предприятия Группы – «Мангистау Инвестментс Б.В.» («МИБВ»). Гудвилл включен в «Прочий сегмент» (Примечание 8) и тестируется на обесценение совместно с инвестициями Группы в МИБВ.

Приобретение ТОО «НБК» («НБК»)

24 сентября 2010 года РД КМГ приобрела 100%-ую долю в НБК. НБК является нефтегазовой компанией, которая имеет лицензию на разведку и добычу нефти на месторождении Западное Новобогатинское, расположенном в Атырауской области Республики Казахстан. В настоящее время, приобретённая компания находится на стадии разведки и имеет право на реализацию углеводородов, полученных при пробной добыче на четырех успешных разведочных скважинах в течение периода разведки. Доля в НБК была приобретена за денежное вознаграждение в размере 35.000 тысяч долларов США (5.162.150 тысяч тенге по курсу на дату транзакции). РД КМГ уплатила 90% вознаграждения и оставшиеся 10%, подлежат уплате после завершения продавцом своих обязательств по контракту на это приобретение. После приобретения лицензия НБК на разведку была продлена с сентября 2010 года по сентябрь 2012 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Приобретение ТОО «НБК» («НБК») (продолжение)

Справедливая стоимость идентифицируемых чистых активов на 24 сентября 2010 года представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Денежные средства и их эквиваленты	212
Текущие активы	11.768
Долгосрочные активы	6.161.767
	<u>6.173.747</u>
Текущие обязательства	19.494
Долгосрочные обязательства	992.103
	<u>1.011.597</u>
Чистые активы	5.162.150
Общая стоимость приобретения	5.162.150
Минус: обязательства по отсроченному платежу	(516.215)
Чистый отток денежных средств	4.645.935

Результаты деятельности НБК за период с даты приобретения по конец года, были включены в консолидированную финансовую отчетность Группы и включают убыток в размере 544.919 тысяч тенге. Если бы приобретение имело место 1 января 2010 года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль Группы за 2010 год.

Приобретение ТОО «Сапа Барлау Сервис» («СБС»)

24 сентября 2010 года РД КМГ приобрела 100% долю в СБС. СБС является нефтегазовой компанией, которая имеет лицензию на разведку углеводородов на месторождении Восточный Жаркармыс I, расположенном в Актюбинской области Республики Казахстан. Доля в СБС была приобретена за денежное вознаграждение в размере 4.410.000 тысяч тенге. РД КМГ уплатила 90% вознаграждения и оставшиеся 10%, подлежат уплате после завершения продавцом своих обязательств по контракту на это приобретение. После приобретения лицензия СБС на разведку была продлена с ноября 2010 года по ноябрь 2012 года.

Справедливая стоимость идентифицируемых чистых активов на 24 сентября 2010 года представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Денежные средства и их эквиваленты	1.968
Текущие активы	2.502
Долгосрочные активы	5.474.983
	<u>5.479.453</u>
Текущие обязательства	194.401
Долгосрочные обязательства	875.052
	<u>1.069.453</u>
Чистые активы	4.410.000
Общая стоимость приобретения	4.410.000
Минус: обязательства по отсроченному платежу	(441.000)
Чистый отток денежных средств	3.969.000

Результаты деятельности СБС за период с момента приобретения по конец года, были включены в консолидированную финансовую отчетность Группы и включают убыток в размере 480.000 тысяч тенге. Если бы приобретение имело место 1 января 2010 года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль Группы за 2010 год.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Завершение предварительного учета приобретения АО «Мангистаумунайгаз» («ММГ»)

25 ноября 2009 года МИБВ, 50%-ное совместное предприятие Группы, приобрело 100% акций ММГ за 2.606.462 тысячи долларов США (эквивалентно 387.711.223 тысячам тенге по курсу на дату транзакции). ММГ занимается добычей сырой нефти в Западном Казахстане. Приобретение было полностью профинансировано на основании кредитного договора на 3 миллиарда долларов США (эквивалентно 446.250.000 тысячам тенге на дату приобретения), который был заключен между МИБВ и Экспортно – Импортным банком Китая. 100%-ный пакет акций ММГ является залогом по данному кредитному договору.

50%-ная доля в МИБВ учитывается по методу долевого участия в консолидированной финансовой отчетности Группы. Приобретение ММГ было учтено в консолидированной финансовой отчетности МИБВ по методу покупки.

Оценка активов, обязательств и условных обязательств ММГ была завершена в ноябре 2010 года.

Изменения в доле владения дочерних компаний TRG в 2011 году

В ноябре 2011 года TRG увеличил свою долю владения в Rompetrol Georgia на 1% доведя тем самым долю владения до 99%. В результате изменения доли владения, разница в сумме 1.858.084 тысячи тенге между текущей стоимостью чистых активов, относящихся на приобретенную долю в дочерней организации в размере 1.778.407 тысяч тенге и уплаченной суммой в размере 79.677 тысяч тенге, была признана в нераспределенной прибыли в 2011 году.

Приобретение неконтрольной доли участия в дочерних организациях TRG в 2010 году

В 2010 году, Группа приобрела дополнительные доли участия в Rompetrol Rafinare S.A., Rompetrol Well Services S.A., Rompetrol Bulgaria и Rompetrol Georgia. Детали значительных приобретений представлены ниже.

27 января 2010 года Группа инициировала обязательное открытое предложение по приобретению у неконтрольной доли акционеров 132,77 миллионов акций компании Rompetrol Well Services S.A., размещенных на фондовой бирже, по цене 0,43 румынских лей за одну акцию. 23 февраля 2010 года Группа приобрела дополнительную долю в 20,74% акционерного капитала Rompetrol Well Services S.A. на общую сумму 24,8 миллионов румынских лей (эквивалентно 1.211.843 тысячам тенге по средневзвешенному курсу за 2010 год). В результате проведения обязательного открытого предложения Группа контролирует 73,01% компании Rompetrol Well Services S.A.

8 февраля 2010 года Группа инициировала обязательное открытое предложение по приобретению у неконтрольной доли акционеров 5.062,17 миллионов акций компании Rompetrol Rafinare S.A., размещенных на фондовой бирже, по цене 0,0751 румынских лей за одну акцию. 26 марта 2010 года, после закрытия периода по обязательному открытому предложению, Группа приобрела дополнительно 22,6% акций Rompetrol Rafinare S.A. на общую сумму 358 миллионов румынских леев (эквивалентно 16.740.023 тысячам тенге по средневзвешенному за 2010 год).

В результате вышеперечисленных приобретений:

- Неконтрольная доля участия уменьшилась на 65.334.906 тысяч тенге; и
- 47.302.003 тысяч тенге, относящиеся к разнице между текущей стоимостью чистых активов на приобретенные доли в этих дочерних организациях и уплаченной суммой за эти увеличения, были отнесены на нераспределенную прибыль.

В результате проведения обязательного открытого предложения Группа контролировала 98,6% Rompetrol Rafinare S.A. 30 сентября 2010 года доля владения в Rompetrol Rafinare S.A. уменьшилась до 54,62% в результате конвертации конвертируемого долгового инструмента (*Примечание 17*).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтегазо- вые активы	Трубо- проводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудо- вание	Транспорт	Прочие	Незавершен- ное строитель- ство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	1.108.416.365	203.161.397	453.771.202	202.376.679	177.920.771	46.047.588	32.061.850	73.792.371	2.297.548.223
Пересчёт валюты отчетности	(8.102.924)	(67.234)	(1.975.619)	(1.594.480)	(313.629)	(190.275)	(129.674)	(214.737)	(12.588.572)
Поступления	178.152.846	1.549.058	3.858.260	2.785.987	3.510.447	7.256.652	7.729.050	207.582.340	412.424.640
Выбытия	(7.492.587)	(1.449.843)	(1.789.006)	(2.722.874)	(2.108.248)	(3.544.171)	(1.735.018)	(2.678.956)	(23.520.703)
Расходы по износу	(30.005.013)	(10.832.652)	(34.577.427)	(12.458.425)	(22.825.598)	(7.170.591)	(7.375.702)	–	(125.245.408)
Накопленный износ по выбытиям (Резерв на обесценение) / сторнирование резерва на обесценение	4.046.767 (364.183)	1.380.012 8	768.264 19.158	603.925 (3.485.266)	854.084 (4.054.803)	1.954.248 20.953	1.401.626 (520.210)	– (1.507.997)	11.008.926 (9.892.340)
Переводы в нематериальные активы	–	–	–	–	–	–	(299.698)	(670.604)	(970.302)
Переводы и реклассификации	91.989.288	19.251.490	25.078.486	(354.356)	41.824.041	13.241.849	(1.669.330)	(189.361.468)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	1.336.640.559	212.992.236	445.153.318	185.151.190	194.807.065	57.616.253	29.462.894	86.940.949	2.548.764.464
Пересчёт валюты отчетности	14.407.453	–	1.860.191	(561.143)	(866.244)	1.071.065	84.676	111.050	16.107.048
Поступления	154.631.069	4.386.118	4.530.676	4.946.860	5.705.900	22.563.168	6.225.099	224.509.234	427.498.124
Приобретения посредством объединения предприятий	998.433	–	–	12.687.196	8.103.275	11.385.148	188.991	75.790	33.438.833
Выбытия	(19.569.485)	(553.325)	(1.539.831)	(4.024.682)	(3.841.321)	(3.479.878)	(2.623.713)	(3.844.174)	(39.476.409)
Расходы по износу	(35.099.010)	(10.315.370)	(38.677.358)	(14.089.594)	(25.519.526)	(8.088.198)	(7.748.278)	–	(139.537.334)
Накопленный износ по выбытиям	8.595.453	518.388	754.761	958.200	2.698.591	2.310.108	1.838.778	–	17.674.279
Резерв на обесценение	(9.948.186)	(150.497)	(2.722.980)	(9.235.574)	(4.222.873)	(16.524)	(144.335)	(5.274.467)	(31.715.436)
Перевод из активов по разведке и оценке	1.407.070	–	–	–	–	–	–	–	1.407.070
Переводы в нематериальные активы	–	–	–	–	(40.798)	–	(3.773)	(496.837)	(541.408)
Переводы и реклассификации	72.331.126	11.932.983	22.148.218	15.697.764	12.714.371	1.453.597	2.730.312	(139.008.371)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	1.524.394.482	218.810.533	431.506.995	191.530.217	189.538.440	84.814.739	30.010.651	163.013.174	2.833.619.231

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтегазо- вые активы	Трубо- проводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудо- вание	Транспорт	Прочие	Незавершен- ное строитель- ство	Итого
Первоначальная стоимость	1.739.895.397	275.472.476	560.244.737	271.392.432	298.653.695	119.795.393	60.212.321	171.486.124	3.497.152.575
Накопленный износ и обесценение	(215.500.915)	(56.661.943)	(128.737.742)	(79.862.215)	(109.115.255)	(34.980.654)	(30.201.670)	(8.472.950)	(663.533.344)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	1.524.394.482	218.810.533	431.506.995	191.530.217	189.538.440	84.814.739	30.010.651	163.013.174	2.833.619.231
Первоначальная стоимость	1.514.280.997	259.485.550	585.994.559	258.459.330	291.083.484	81.585.712	62.385.647	90.141.350	3.143.416.629
Накопленный износ и обесценение	(177.640.438)	(46.493.314)	(140.841.241)	(73.308.140)	(96.276.419)	(23.969.459)	(32.922.753)	(3.200.401)	(594.652.165)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	1.336.640.559	212.992.236	445.153.318	185.151.190	194.807.065	57.616.253	29.462.894	86.940.949	2.548.764.464

В 2011 году Группа капитализировала затраты по займам, по средней ставке капитализации в 5,81% (в 2010 году: 4,68%) на сумму 5.796.730 тысяч тенге, относящиеся к строительству новых активов (в 2010 году: 2.719.046 тысяч тенге).

На 31 декабря 2011 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 946.839.813 тысяч тенге (в 2010 году: 554.427.519 тысяч тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам и обязательствам Группы (*Примечания 17 и 18*).

Обесценение основных средств

В 2011 году Группа признала чистый убыток по обесценению в размере 31.715.436 тысяч тенге, который приходится, в основном, на обесценение основных средств КТО на сумму 13.469.618 тысячи тенге, TRG на сумму 10.344.398 тысяч тенге и КМГ-Сервис на сумму 5.220.193 тысячи тенге (в 2010 году: 9.892.340 тысяч тенге в основном относящиеся к обесценению основных средств АО «Kazakhstan Petrochemical Industries» на сумму 7.689.868 тысяч тенге и КМГ ПМ на сумму 2.094.536 тысяч тенге).

В 2011 году КТО признал убыток от обесценения в размере 13.469.618 тысяч тенге по активам Нефтеналивного Терминала Батуми и Морского Порта Батуми. Возмещаемые суммы генерирующих единиц этих активов были определены на основе ценности в использовании с применением ожидаемых денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на десятилетний период. Денежные потоки после десятилетнего периода были экстраполированы с применением 1,77% нормы роста. Группа использовала ставку средневзвешенной стоимости капитала 16,19% для дисконтирования денежных потоков. Дополнительная информация представлена в *Примечании 8*.

В 2011 году TRG признала убыток от обесценения в размере 10.576.355 тысяч тенге по незавершенному строительству и складам в связи с приостановлением планов по строительству и отсутствием рынка для таких активов. Руководство считает, что эти активы не будут возмещены посредством их использования в обычной операционной деятельности или продажи.

На 31 декабря 2010 года АО «Kazakhstan Petrochemical Industries», 100%-ная дочерняя организация Группы, признало убыток от обесценения в размере 7.689.868 тысяч тенге по своим основным средствам. Данное обесценение было признано в связи с остановкой производства и отсутствием рынка для продажи таких активов. Руководство считает, что эти активы не будут возмещены посредством их использования в обычной операционной деятельности или продажи.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Материальные	Нематериальные	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2009 года	108.241.752	8.364.753	116.606.505
Пересчет валюты отчетности	(514.318)	–	(514.318)
Поступления	25.998.484	1.421.159	27.419.643
Приобретение дочерних организаций (Примечание 5)	5.474.983	6.161.767	11.636.750
Резерв на обесценение	(931.317)	–	(931.317)
Перемещение в активы для продажи	(1.261.185)	–	(1.261.185)
Выбытия	(2.156.925)	–	(2.156.925)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	134.851.474	15.947.679	150.799.153
Пересчет валюты отчетности	609.659	–	609.659
Поступления	19.888.368	6.878.749	26.767.117
Приобретение дочерних организаций (Примечание 5)	–	10.049.257	10.049.257
Резерв на обесценение	(15.155.014)	(5.703.535)	(20.858.549)
Перемещение в основные средства	(1.407.070)	–	(1.407.070)
Выбытия	(5.307.717)	(339.381)	(5.647.098)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	133.479.700	26.832.769	160.312.469

В 2011 году Группа признала убыток от обесценения активов по разведке и оценке по Курмангазы, Тюб-Караган и другим месторождениям в размере 13.021.094 тысячи тенге, 7.435.589 тысяч тенге и 401.866 тысяч тенге, соответственно, который был уменьшен на сумму списанного займа (Примечание 4).

8. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Гудвилл	Нематериальные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	125.501.777	27.208.272	10.213.363	23.027.827	185.951.239
Пересчет валюты отчетности	(267.082)	(184.066)	(120.709)	(236.048)	(807.905)
Поступления	–	–	3.278.586	1.808.749	5.087.335
Выбытия	–	–	(222.545)	(117.622)	(340.167)
Расходы по амортизации	–	(192.127)	(3.243.468)	(2.840.995)	(6.276.590)
Накопленная амортизация по выбытиям	–	–	136.996	82	137.078
Переводы из незавершенного строительства	–	–	766.206	204.096	970.302
Переводы и корректировки	–	–	233.820	(233.820)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	125.234.695	26.832.079	11.042.249	21.612.269	184.721.292
Пересчет валюты отчетности	276.199	192.651	267.462	(231.701)	504.611
Поступления	–	–	6.954.794	4.312.228	11.267.022
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 5)	11.922.192	–	14.420	2.346	11.938.958
Выбытия	–	(2.107)	(476.997)	(458.171)	(937.275)
Расходы по амортизации	–	(18.411)	(3.703.099)	(4.010.320)	(7.731.830)
Накопленная амортизация по выбытиям	–	–	410.565	252.547	663.112
Резерв на обесценение	(2.371.431)	–	(307)	(642.770)	(3.014.508)
Переводы из незавершенного строительства	–	–	541.408	–	541.408
Переводы	–	–	125.386	(125.386)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	135.061.655	27.004.212	15.175.881	20.711.042	197.952.790
Первоначальная стоимость	165.446.556	27.562.193	29.706.453	33.075.410	255.790.612
Накопленная амортизация и обесценение	(30.384.901)	(557.981)	(14.530.572)	(12.364.368)	(57.837.822)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	135.061.655	27.004.212	15.175.881	20.711.042	197.952.790
Первоначальная стоимость	153.167.908	27.703.099	23.707.164	30.452.747	235.030.918
Накопленная амортизация и обесценение	(27.933.213)	(871.020)	(12.664.915)	(8.840.478)	(50.309.626)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	125.234.695	26.832.079	11.042.249	21.612.269	184.721.292

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Текущая стоимость гудвилла по состоянию на 31 декабря, отнесенного на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2011	2010
Нефтепереработка	14.683.550	16.528.698
Downstream Romania	6.231.168	6.189.179
Dyneff	5.178.122	3.882.369
Прочее	5.420.763	4.980.793
Итого TRG	31.513.603	31.581.039
Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми	–	2.355.452
Казахстан Петрокемикал Индастрис	1.622.222	1.622.222
Группа единиц, генерирующих денежные потоки, приобретенная в Refinery	88.553.296	88.553.296
Прочие	13.372.534	1.122.686
Итого гудвилл	135.061.655	125.234.695

Нефтепереработка, Downstream Romania и Dyneff

Возмещаемая стоимость подразделений «Нефтепереработка» и «Downstream Romania» была определена на основании ценности в использовании с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применимая к прогнозу денежных потоков в 2011 году, равна 10,4% (в 2010 году: 10,5%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста (в 2010 году: 1,5%), что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 8,9% (в 2010 году: 9%).

Возмещаемая стоимость подразделения Dyneff была определена на основании ценности в использовании с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применимая к прогнозу движения денежных потоков в 2011 году, равна 6,7% (в 2010 году: 7,9%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста (в 2010 году: 1,5%), что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости в 2011 году составляет 5,2% (в 2010 году: 6,4%).

Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию Нефтепереработка, Downstream Romania и Dyneff

Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом расходов на реализацию, представлены следующим образом:

- Операционная прибыль;
- Ставки дисконтирования;
- Темпы роста, использованные для экстраполяции денежных потоков за пределами планового периода.

Операционная прибыль – операционная прибыль, которая основывается на чистых доходах единиц, генерирующих денежные средства.

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 отрасли. 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.

Оценка темпа роста – нормы, которые основаны на опубликованных исследованиях по данной отрасли.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Нефтепереработка, Downstream Romania и Dyneff (продолжение)

Чувствительность к изменениям в допущениях Нефтепереработка, Downstream Romania, и Dyneff

По мнению руководства, в отношении оценки справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию и ценности от использования для единиц, генерирующих денежные потоки, никакое приемлемое изменение в любом из указанных выше основных допущений не вызовет значительного превышения текущей стоимости единицы над ее возмещаемой стоимостью, кроме случаев раскрытых в следующем абзаце.

На 31 декабря 2011 года порог рентабельности для текущей модели достигается при уменьшении операционных доходов на 65% для подразделения Нефтепереработка, 82% для подразделения Downstream Romania и 65% для подразделения Dyneff.

Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми

В 2011 году руководство признало обесценение гудвилла по нефтеналивному терминалу Батуми и морскому порту Батуми на 2.371.431 тысячу тенге, при этом резерв по пересчету валют составил 15.979 тысяч тенге (в 2010 году: ноль). Возмещаемая стоимость была определена на основе расчета стоимости от использования с применением прогнозов денежных потоков, охватывающих десятилетний период. Денежные потоки после десятилетнего периода экстраполируются с применением 1,77% ставки роста. Ставка дисконта, использованная для прогнозов денежных потоков в 2011 году составляет 19,98% (в 2010 году: 19,11%).

Основные допущения, применявшиеся при расчете стоимости от использования

Расчет стоимости от использования для единиц, генерирующих денежные потоки является самым чувствительным для следующих допущений:

- Ставки дисконтирования;
- Тарифы;
- Объемы перевозок нефти и другого груза.

Ставки дисконтирования – ставки дисконтирования отражают текущие рыночные оценки рисков, характерных для каждой единицы, генерирующей денежные потоки. Ставка дисконтирования была вычислена на основании расчета средневзвешенной стоимости капитала.

Тарифы – морской порт Батуми и нефтеналивной терминал Батуми устанавливает тарифы для перевозки груза и нефти индивидуально для каждого клиента на основе объема перевозок, взаимоотношениях с клиентом и тенденций рынка на дату заключения контракта услуг перевозок.

Объемы перевозок нефти и груза – объемы перевозок, основанные на данных промышленного сектора.

Гудвилл при приобретении TOO Refinery Company RT (“Refinery”), 100% дочерней организации КМГ ПМ

Возмещаемая стоимость Refinery была определена на основании ценности от использования с применением дисконтированных денежных потоков, основанных на финансовых планах, утвержденных руководством на пятилетний срок. Ставка дисконтирования, применяемая к прогнозируемым денежным потокам, составила 12,8% (в 2010 году: 12,8%), а денежные потоки за пределами пятилетнего срока были экстраполированы с учетом темпа роста, равного 3,3% (в 2010 году: 3,3%). Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 9,5% (в 2010 году: 9,5%).

На основании проведенного тестирования не было признано обесценение в 2011 и 2010 годах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Гудвилл при приобретении TOO Refinery Company RT ("Refinery"), 100% дочерней организации КМГ ПМ (продолжение)

Основные допущения, применявшиеся при расчете ценности от использования

- Валовая прибыль;
- Ставки дисконтирования;
- Ставки роста;
- Капитальные затраты в 2012-2017 годах.

Валовая прибыль – валовая прибыль, которая основывается на уровне прогнозируемой доходности каждого вида нефтепродукта, заложенной на 2012 год.

Ставки дисконтирования – ставки дисконтирования, которые отражают текущие рыночные оценки рисков, характерных для каждой единицы, генерирующей денежные средства. Ставка дисконтирования была вычислена на основании расчета средневзвешенной стоимости капитала в отрасли. В дальнейшем, данная ставка была откорректирована для отражения оценки рынка на какой-либо конкретный риск, относящийся к единице, генерирующей денежные потоки, для которой будущие оценочные денежные потоки не были откорректированы.

Оценка темпа роста – нормы, которые основаны на опубликованных исследованиях по данной отрасли.

Капитальные затраты – капитальные затраты представляют собой затраты, необходимые для поддержания текущего состояния актива, модернизация или реструктуризация активов была не запланирована.

Чувствительность к изменениям в допущениях

В отношении ценности от использования единицы Refinery руководство предполагает, что никакие возможные изменения в раскрытых выше ключевых допущениях не могут привести к превышению балансовой стоимости подразделения над его возмещаемой стоимостью.

9. ДОЛГОСРОЧНЫЕ БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Выраженные в долларах США	186.255	261.221
Выраженные в тенге	9.680.853	4.259.974
Выраженные в Евро	41.860	–
	9.908.968	4.521.195

На 31 декабря 2011 года долгосрочные банковские депозиты в размере 2,751,811 тысяч тенге были размещены в АО «Народный Банк Казахстана» (в 2010 году: 2,556,622 тысячи тенге были размещены в АО «Народный Банк Казахстана») (Примечание 30).

На 31 декабря 2011 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 5,0% в долларах США, 3,01% в тенге и 4,00% в Евро (в 2010 году: 4,5% в долларах США и 4,6% в тенге).

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Срок погашения от 1 до 2 лет	7.917.541	2.440.352
Срок погашения свыше 2 лет	1.991.427	2.080.843
	9.908.968	4.521.195

На 31 декабря 2011 года долгосрочные банковские депозиты включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 1.662.649 тысяч тенге (в 2010 году: 1.044.583 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

В тысячах тенге	2011		2010	
	Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
Совместные предприятия:				
ТОО «ТенгизшеврОйл»	236.733.082	20,00%	235.339.724	20,00%
АО «КазРосГаз»	164.437.515	50,00%	130.733.347	50,00%
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	112.313.687	50,00%	31.454.453	50,00%
ТОО «КазГерМунай»	83.827.856	50,00%	79.997.895	50,00%
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	70.348.225	50,00%	–	–
ТОО «Казахойл-Актобе»	60.765.521	50,00%	45.246.206	50,00%
Ural Group Limited BVI («UGL») (Примечание 5)	17.703.117	50,00%	–	–
«Валсера Холдингс Б.В.»	17.654.144	50,00%	16.039.729	50,00%
АО «МунайТас»	6.121.357	51,00%	5.426.453	51,00%
ТОО СП «Каспий Битум»	3.305.185	50,00%	3.621.028	50,00%
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	3.431.884	50,00%	–	–
Прочие	20.081.464		14.376.130	
Ассоциированные компании:				
«ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»)	99.671.202	33,00%	112.605.531	33,00%
«Каспийский Трубопроводный Консорциум»	16.810.919	20,75%	16.279.500	20,75%
Прочие	5.950.277		5.761.036	
	919.155.435		696.881.032	

18 января 2011 года, согласно Соглашению между Правительством Республики Казахстан и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в строительстве и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай, создано совместное предприятие ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент», с 50% долей участия Группы. Группа произвела вклад в сумме 71.329.389 тысяч тенге в 2011 году.

В 2011 году Группа приобрела 50% простых акций UGL (Примечание 5) за 17.122.798 тысяч тенге.

На 31 декабря 2011 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 61.147.432 тысячи тенге (в 2010 году: 85.877.870 тысяч тенге).

Группа владеет 50%-й долей в «СITIC Canada Energy Limited» («ССЕЛ» совместная организация). Чистые активы ССЕЛ равны нулю, так как ССЕЛ обязан распределять весь доход своим участникам и, соответственно, классифицирует весь распределяемый доход в качестве обязательства в своей финансовой отчетности (Примечание 11).

33%-я доля в ПетроКазахстан Инк. («ПКИ») была заложена 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).

На 31 декабря 2011 года дивиденды к получению от ПКИ составили 29.383.200 тысяч тенге (в 2010 году: 19.456.800 тысяч тенге).

В таблице ниже представлено движение в инвестициях за 2011 год:

В тысячах тенге	2011
Сальдо на 1 января	696.881.032
Дополнительные вклады	91.689.870
Доля в прибыли	534.622.865
Дивиденды полученные	(401.000.520)
Изменение в дивидендах к получению	(9.926.400)
Обесценение инвестиций	(51.796)
Пересчёт валюты отчетности	6.940.384
Сальдо на 31 декабря	919.155.435

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

В таблице ниже представлены дивиденды, полученные от ассоциированных и совместных предприятий:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Совместные предприятия:		
ТОО «ТенгизшеврОйл»	303.606.034	183.703.560
ТОО «КазГерМунай»	36.627.000	47.782.250
АО «КазРосГаз»	7.058.943	6.668.671
Прочие	379.730	382.194
Ассоциированные компании:		
«ПетроКазахстан Инк.»	63.093.995	46.676.268
Прочие	161.218	24.440
Итого	410.926.920	285.237.383

В таблицах ниже обобщенно представлена финансовая информация о совместных предприятиях и ассоциированных компаниях (пропорциональная доля Группы):

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Суммарные активы и обязательства в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях на 31 декабря		
Текущие активы	429.111.574	348.221.546
Долгосрочные активы	1.184.289.847	1.004.365.645
Текущие обязательства	(220.564.891)	(200.143.281)
Долгосрочные обязательства	(473.681.095)	(455.562.878)
Чистые активы	919.155.435	696.881.032

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Суммарная выручка и чистая прибыль в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях за год		
Выручка	1.649.236.671	435.758.351
Чистая прибыль	534.622.861	343.175.751
Курсовые разницы от перевода валюты признанные непосредственно в прочем совокупном доходе	6.940.381	(6.096.272)

11. ВЕКСЕЛЬ К ПОЛУЧЕНИЮ ОТ УЧАСТНИКА 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 РД КМГ приняла на себя обязательство выплачивать CITIC любые дивиденды полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 627,3 миллиона долларов США (93.084.216 тысяч тенге) на 31 декабря 2011 года (в 2010 году: 753,2 миллионов долларов США или 111.019.849 тысяч тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли РД КМГ в первоначальной цене приобретения, профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. РД КМГ не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от CCEL. Соответственно, РД КМГ признает в своем отчете 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. Текущая стоимость этой дебиторской задолженности составила 129,2 миллионов долларов США (19.499.294 тысячи тенге) на 31 декабря 2011 года (в 2010 году: 135,9 миллионов долларов США или 20.356.923 тысячи тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

11. ВЕКСЕЛЬ К ПОЛУЧЕНИЮ ОТ УЧАСТНИКА СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ (продолжение)

Кроме того, РД КМГ имеет право, в определенных случаях, указанных в договоре о покупке, реализовать свой опцион на продажу и вернуть СПИС инвестиции и получить обратно 150 миллионов долларов США плюс вознаграждение по годовой ставке 8%, за минусом совокупной суммы полученных гарантированных платежей.

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.

Доля Группы в активах и обязательствах совместно-контролируемого предприятия представлена следующим образом:

	2011	2010
Текущие активы	25.967.227	25.459.836
Долгосрочные активы	112.996.459	119.535.632
	138.963.686	144.995.468
Текущие обязательства	42.148.678	23.498.775
Долгосрочные обязательства	96.815.008	121.496.693
	138.963.686	144.995.468
Чистые активы	-	-

Чистые активы равны нулю, так как CCEL обязан распределять весь доход своим участникам и, соответственно, классифицирует весь распределяемый доход в качестве обязательства.

12. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Материалы и запасы	83.407.044	67.658.455
Нефтепродукты	69.241.137	51.993.855
Сырая нефть	42.219.934	44.376.971
Продукты переработки газа	18.515.321	26.895.446
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	(10.549.728)	(5.820.314)
	202.833.711	185.104.413

13. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Авансы выданные и расходы будущих периодов	49.103.110	53.727.061
Налоги к возмещению	3.910.440	7.828.094
Прочие текущие активы	141.679.232	106.015.908
Минус: резерв по сомнительным долгам	(6.297.883)	(5.743.686)
Итого прочих текущих активов	188.394.899	161.827.377
Торговая дебиторская задолженность	197.089.984	174.699.081
Минус: резерв по сомнительным долгам	(11.489.938)	(9.965.671)
Торговая дебиторская задолженность	185.599.946	164.733.410

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 годов по этим активам проценты не начислялись.

По состоянию на 31 декабря 2011 года торговая дебиторская задолженность в размере 26.832.204 тысячи тенге находилась в качестве залогового обеспечения по обязательствам Группы (в 2010 году: 16.770.355 тысяч тенге) (Примечание 17).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ (продолжение)

Изменения в резерве на обесценение торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активов представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
На 31 декабря 2009 года	15.419.072
Начисления за год	4.311.239
Списано	(1.786.724)
Пересчет валюты отчетности	(1.136.570)
Восстановлено	(1.097.660)
На 31 декабря 2010 года	15.709.357
Начисления за год	4.269.951
Списано	(1.111.406)
Перевод в активы, удерживаемые для продажи	(217.269)
Пересчет валюты отчетности	(229.106)
Восстановлено	(633.706)
На 31 декабря 2011 года	17.787.821

На 31 декабря анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>		Не просроченная, не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			Итого	<30 дней	30 – 60 дней	60 – 90 дней	90 – 120 дней
2011	185.599.946	83.211.219	63.771.204	27.222.029	1.578.724	1.052.590	8.764.180
2010	164.733.410	94.033.785	47.868.264	6.588.943	5.473.459	1.893.855	8.875.104

14. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Краткосрочные банковские вклады	446.515.495	597.714.641
Займы связанным сторонам	62.849.289	34.445.052
Минус: резерв по сомнительным займам связанным сторонам	(5.808.693)	(5.794.542)
	503.556.091	626.365.151

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Краткосрочные финансовые активы в долларах США	321.111.501	459.391.511
Краткосрочные финансовые активы в тенге	176.171.505	166.973.640
Краткосрочные финансовые активы в других валютах	6.273.085	–
	503.556.091	626.365.151

На 31 декабря 2011 года краткосрочные банковские депозиты в размере 141.236.183 тысячи тенге были размещены в АО «Народный Банк Казахстана» (в 2010 году: 172.950.554 тысячи тенге были размещены в АО «Народный Банк Казахстана») (Примечание 30).

На 31 декабря 2011 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 4,09% в долларах США, 3,29% в тенге и 0,86% в других валютах (в 2010 году: 6,1% в долларах США и 6,0% в тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

На 31 декабря 2011 года финансовые активы, выраженные в долларах США, включают денежные средства ограниченного использования в размере 31.147.066 тысяч тенге (в 2010 году: 27.639.860 тысяч тенге) на заблокированном счете в качестве обеспечения по выплате вознаграждения и основного долга, привлеченного для приобретения 33% доли в ПКИ (*Примечание 10*).

Займы связанным сторонам учитываются по амортизированной стоимости.

Изменения в резерве на обесценение займов связанным сторонам представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
На 31 декабря 2009 года	4.674.905
Отчисления за год	1.119.637
На 31 декабря 2010 года	5.794.542
Отчисления за год	14.151
На 31 декабря 2011 года	5.808.693

15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Срочные вклады в банках – доллары США	222.109.017	197.264.760
Текущие счета в банках – доллары США	105.188.711	268.423.928
Срочные вклады в банках – тенге	117.011.743	39.773.809
Текущие счета в банках – тенге	114.055.662	114.840.078
Срочные вклады в банках – другие валюты	7.991.776	6.953.201
Текущие счета в банках – другие валюты	12.031.208	9.273.252
Кассовая наличность	3.524.018	1.388.355
	581.912.135	637.917.383

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 2011 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 1,33% в долларах США и 1,17% в тенге (в 2010 году: 0,9% в долларах США и 1,6% в тенге).

На 31 декабря 2011 года денежные средства и их эквиваленты в размере 187.880.992 тысяч тенге были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Народный Банк Казахстана» (в 2010 году: 131.373.846 тысяч тенге) (*Примечание 30*).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

16. КАПИТАЛ

Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных включает:

	На 31 декабря 2009 года	Выпущено в 2010 году	На 31 декабря 2010 года	Выпущено в 2011 году	На 31 декабря 2011 года
Количество объявленных акций	320.141.249	68.832.770	388.974.019	26.513.508	415.487.527
Номинальной стоимостью 500 тенге	320.141.249	39.132.770	359.274.019	26.513.506	385.787.525
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	–	29.700.000	29.700.000	–	29.700.000
Номинальной стоимостью 838 тенге	–	–	–	1	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	–	–	–	1	1
Количество оплаченных акций	319.294.976	66.276.745	385.571.721	29.915.806	415.487.527
Номинальной стоимостью 500 тенге	319.294.976	36.576.745	355.871.721	29.915.804	385.787.525
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	–	29.700.000	29.700.000	–	29.700.000
Номинальной стоимостью 838 тенге	–	–	–	1	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	–	–	–	1	1
Уставный капитал (тысяч тенге)	159.647.488	166.788.373	326.435.861	14.957.903	341.393.764
Номинальной стоимостью 500 тенге	159.647.488	18.288.373	177.935.861	14.957.901	192.893.762
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	–	148.500.000	148.500.000	–	148.500.000
Номинальной стоимостью 838 тенге	–	–	–	1	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	–	–	–	1	1

В 2010 году Компания объявила и выпустила 68.832.770 простых акций, в том числе 39.132.770 простых акций по цене размещения 500 тенге за одну акцию и 29.700.000 простых акций по цене размещения 5.000 тенге за одну акцию. В 2010 году Материнская Компания оплатила 66.276.745 простых акций следующим образом: 160.500.000 тысяч тенге денежными средствами, передачей пакета проектной документации «Строительство газопровода Бейнеу-Шымкент» со справедливой стоимостью 2.162.705 тысяч тенге, передачей 42%-ного пакета акций АО «Павлодарский нефтехимический завод» со справедливой стоимостью 3.654.788 тысяч тенге и 1,4241%-ный пакет акций АО «Казахстанско-Британского Технического Университета» со справедливой стоимостью 47.743 тысячи тенге.

На 31 декабря 2010 года 3.402.298 простых акций не были оплачены.

В 2011 году Компания объявила и выпустила 26.513.508 простых акций, в том числе 26.513.506 простых акций по цене размещения 500 тенге за одну акцию, одну акцию по цене размещения 838 тенге и одну акцию по цене размещения 858 тенге. В 2011 году Материнская Компания оплатила 29.915.806 простых акций следующим образом: 12.135.394 тысячи тенге денежными средствами, передачей газопроводов на общую сумму 2.822.509 тысяч тенге.

На 31 декабря 2011 года все объявленные и выпущенные акции были оплачены.

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 учтены по справедливой стоимости с использованием дисконтированных денежных потоков и были дисконтированы по ставке в 12,5%, которая приблизительно равна рыночной процентной ставке, применимой для Компании и Акционеру. Полученный дисконт по облигациям к погашению в размере 112.593.515 тысяч тенге был зачтен против дисконта по облигациям к получению в сумме 127.585.515 тысяч тенге. Чистый дисконт в размере 14.992.000 тысяч тенге был учтен как выплата Акционеру. 21 сентября 2010 года Компания полностью погасила облигации, которые были приобретены «Самрук-Казына». 22 сентября 2010 года «Самрук-Казына» осуществляет частичный выкуп своих облигаций у Компании на сумму 79 миллиардов тенге. Списание несамортизированного дисконта по данным облигациям в размере 59.681.261 тысяча тенге было учтено как выплата Акционеру.

В 2010 году Компания признала выплату акционеру в сумме 25.560.141 тысяча тенге в связи с созданием резерва на строительство объекта «Музей Истории Казахстана».

В 2011 году Компания признала 10.971.414 тысяч тенге, представляющих собой разницу между номинальной и справедливой стоимостью займа, полученного от материнской компании, в качестве дополнительно оплаченного капитала (*Примечание 30*).

В 2011 году по распоряжению Правительства Республики Казахстан Группа оказала спонсорскую помощь на финансирование мероприятий по восстановлению жилья, инженерной и социальной инфраструктуры, разрушенных вследствие весенних паводков 2011 года. Общая сумма спонсорской помощи составила 3.900.000 тысячи тенге и была отражена как распределение акционеру. Кроме того, в 2011 году Группа создала резерв в сумме 3.959.439 тысяч тенге на реконструкцию Выставочного Центра и увеличила резерв на строительство Музея Истории на сумму 1.070.562 тысячи тенге, которые также были отражены как распределение акционеру (*Примечание 4*).

Прочие движения в нераспределенной прибыли, связанные с приобретением неконтрольной доли участия, раскрыты в *Примечании 5*.

Дивиденды

В 2011 году Компания начислила и выплатила дивиденды своему акционеру в размере 117,68 тенге за акцию на общую сумму 45.796.384 тысячи тенге (в 2010 году: 52,91 тенге за акцию на общую сумму 16.940.104 тысячи тенге).

В 2011 году Группа выплатила дивиденды держателям неконтрольной доли участия в РД КМГ в размере 22.167.123 тысячи тенге (в 2010 году: 20.589.632 тысячи тенге)

Неконтрольная доля участия

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	502.935.028	458.076.359
Дочерние организации Cooperative KazMunaiGaz U.A.	78.251.099	100.391.152
Дочерние организации АО «Переработка и Маркетинг «КазМунайГаз»	277.074	308.721
Прочие	194.403	588.745
	581.657.604	559.364.977

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

16. КАПИТАЛ (продолжение)

Неконтрольная доля участия (продолжение)

В 2011 году АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» увеличило количество изъятых акций из обращения в результате выкупа собственных акций (938.479 привилегированных акций) на сумму 15.762.657 тысяч тенге (в 2010 году: 1.346.213 привилегированных акций на сумму 24.531.975 тысяч тенге). Текущая стоимость выкупленной неконтрольной доли составила 14.895.474 тысячи тенге на 31 декабря 2011 года (в 2010 году: 20.534.818 тысяч тенге). Разница между уплаченной суммой и текущей стоимостью выкупленной неконтрольной доли в размере 867.183 тысяч тенге была признана в нераспределенной прибыли (в 2010 году: 3.997.157 тысяча тенге).

17. ЗАЙМЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	1.363.436.347	1.214.539.225
Средневзвешенные ставки вознаграждения	8,13%	8,32%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	554.348.567	743.028.112
Средневзвешенные ставки вознаграждения	8,92%	6,36%
	1.917.784.914	1.957.567.337

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Займы, выраженные в долларах США	1.631.878.747	1.712.489.397
Займы, выраженные в тенге	250.491.821	216.308.956
Займы, выраженные в евро	35.263.082	28.612.420
Займы, выраженные в других валютах	151.264	156.564
	1.917.784.914	1.957.567.337

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Текущая часть	282.941.427	479.138.938
Долгосрочная часть	1.634.843.487	1.478.428.399
	1.917.784.914	1.957.567.337

По состоянию на 31 декабря 2011 года займы с фиксированной процентной ставкой включали облигации, выпущенные Группой, как раскрыто ниже.

Группа разместила облигации на Лондонской фондовой бирже (LSE) в 2008, 2009 и 2010 годах на следующих условиях:

- 1.4 млрд. долларов США с процентной ставкой 8,4% годовых со сроком погашения в 2013 году;
- 1.6 млрд. долларов США с процентной ставкой 9,2% годовых со сроком погашения в 2018 году;
- 3.1 млрд. долларов США с процентной ставкой 8,4% годовых со сроком погашения в 2018 году;
- 1.5 млрд. долларов США с процентной ставкой 11,8% годовых со сроком погашения в 2015 году;
- 1.25 млрд. долларов США с процентной ставкой 6,4% годовых со сроком погашения в 2021 году;
- 1.5 млрд. долларов США с процентной ставкой 7% годовых со сроком погашения в 2020 году;

Амортизированная стоимость облигаций Группы, включая вознаграждение к уплате, составляла 1.077.639.369 тысяч тенге на 31 декабря 2011 года (в 2010 году: 1.059.487.226 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

17. ЗАЙМЫ (продолжение)

КТГ, 100% дочерняя организация Группы, разместила облигации на Лондонской фондовой бирже (LSE) в 2004 и 2007 годах на следующих условиях:

- 250,0 млн. долларов США с процентной ставкой 6,875% годовых со сроком погашения в 2011 году;
- 600,0 млн. долларов США с процентной ставкой 6,375% годовых со сроком погашения в 2017 году.

В феврале 2009 года КТГ частично погасила свои обязательства по выпуску облигаций на 600,0 млн. долларов США путем погашения в размере 60.000 тысяч долларов США.

В ноябре 2011 года КТГ полностью погасила свои обязательства по выпуску облигаций на 250,0 млн. долларов США путем погашения остатка в размере 178.948 тысяч долларов США (26.443.146 тысяч тенге по курсу на дату транзакции). Амортизированная стоимость облигаций КТГ, включая вознаграждение к уплате, составляла 80.158.005 тысяч тенге на 31 декабря 2011 года (в 2010 году: 106.135.399 тысяч тенге).

Эти облигации имеют различные финансовые и нефинансовые ковенанты. Руководство считает, что Группа соблюдает все условия выпуска облигаций.

По состоянию на 31 декабря 2011 года, займы Группы были обеспечены заложенными основными средствами на сумму 323.914.786 тысяча тенге (в 2010 году: 189.055.015 тысяч тенге), долгосрочными банковскими депозитами на сумму 1.662.649 тысяч тенге (в 2010 году: 1.044.583 тысячи тенге), инвестицией в ПКИ в размере 99.671.202 тысячи тенге (в 2010 году: 112.605.531 тысяча тенге), торговой дебиторской задолженностью на сумму 26.832.204 тысячи тенге (в 2010 году: 16.770.355 тысяч тенге) и краткосрочными банковскими депозитами на сумму 32.136.130 тысяч тенге (в 2010 году: 28.093.075 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2011 года и 2010 года, займы включают суммы, причитающиеся связанным сторонам, как изложено в *Примечании 30*.

Конвертируемый долговой инструмент и связанные с ним судебные разбирательства

На 31 декабря 2009 года у Группы имелось непогашенное сальдо в 3.353.168 тысяч тенге конвертируемого долгового инструмента, выпущенного крупной дочерней организацией TRG – Rompetrol Rafinare S.A. в пользу Румынии. Номинальная стоимость обязательств составляет 570,3 миллионов евро. Срок обращения инструмента составлял 7 лет и истек 30 сентября 2010 года. Справедливая стоимость компонента обязательства на момент первоначального признания была определена как дисконтированные будущие денежные договорные платежи по инструменту. В соответствии с долей владения акциями на 31 декабря 2009 года, Группа потеряла бы контроль над Rompetrol Rafinare S.A., если бы весь долговой инструмент 30 сентября 2010 года был оплачен выпуском новых акций в пользу Румынии, без последующих действий со стороны TRG и/или Rompetrol Rafinare S.A.

В течение первого полугодия 2010 года, в целях увеличения своей доли в Rompetrol Rafinare S.A. Группа осуществила открытое предложение по приобретению долей у всех акционеров. В августе 2010 года Rompetrol Rafinare S.A. увеличила свой уставный капитал путем выпуска новых акций на сумму 329.5 миллионов румынских леев (эквивалентно 78 миллионов евро на дату подписки на акции). TRG подписало на выпуск новых акций и полностью оплатило данный выпуск, таким образом увеличив свою долю в Rompetrol Rafinare S.A. В течение августа 2010 года, Rompetrol Rafinare S.A., используя средства, полученные от выпуска акций, погасило 54 миллиона евро (эквивалентно 10.463.778 тысяч тенге) от общей суммы задолженности в 570,3 миллионов евро по конвертируемому долговому инструменту в пользу Румынии. В сентябре 2010 года Rompetrol Rafinare S.A. выплатило последний купон в размере 17 миллионов евро (эквивалентно 3.314.915 тысячам тенге), что привело к нулевому сальдо задолженности долгового компонента по конвертируемому долговому инструменту.

30 сентября 2010 года внеочередное общее собрание акционеров Rompetrol Rafinare S.A. утвердило решение о конвертации непоплаченной части конвертируемого долгового инструмента в акции, а также соответствующие увеличение уставного капитала и точное количество акций причитающихся Румынии по конвертируемому долгу, рассчитанных на основании, обменного курса, действующего на дату конвертации, а также эмиссионный доход, рассчитанный как разница между обменными курсами действительными на 30 сентября 2010 года и на дату выпуска конвертируемого долгового инструмента - 30 сентября 2003 года. В результате, неконтрольная доля участия Румынии составила 44,6959%.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

17. ЗАЙМЫ (продолжение)

Конвертируемый долговой инструмент и связанные с ним судебные разбирательства (продолжение)

В результате данных операций нераспределенная прибыль уменьшилась на 113,467,108 тысяч тенге, а неконтрольная доля участия увеличилась на 103,003,330 тысяч тенге в 2010 году.

В 2010 году Румынское Правительство, в лице Министерства финансов Румынии инициировала судебный иск против решения Rompetrol Rafinare S.A. об увеличении уставного капитала и решения о погашении конвертируемого долгового инструмента частично деньгами, частично выпуском акций.

Трибунал Констанцы отклонил просьбу Румынского Правительства: (а) ввиду некоторых из причин аннулирования, учитывая, что Румынское Правительство не имеет возможности предстать перед судом, утверждая, что не имеет возможности акционера, когда такие акты были приняты, (б) ввиду некоторых из причин аннулирования, учитывая, что они были не обоснованы. МФ Румынии представила окончательный призыв, который находится на рассмотрении в апелляционном суде Констанцы, слушание назначено на 14 мая 2012 года. Если Румынское Правительство выиграет, и увеличение уставного капитала будет отклонено в суде, Группа потеряет контроль над Rompetrol Rafinare SA.

Более того, 17 ноября 2010 года Министерство финансов Румынии издало указ на сумму 2.205.592.436 румынских леев (для целей презентации 516,3 миллионов евро, в тенге по курсу на 31 декабря 2010 года - 100.797.249 тысяч тенге), как результат несогласия Румынских властей с решением Группы о частичном погашении инструмента выпуском акций. Rompetrol Rafinare S.A. подало жалобу с прошением об отмене данного указа. 14 января 2011 года суд города Константа приостановил вступление в действие указа. Следующие слушания об аннулировании данного указа назначены на апрель 2012 года.

Также, 10 сентября 2010 года Румынские власти, в лице Министерства финансов Румынии и Национального Агентства по Налоговому Администрированию («ANAF») издали указ о предупредительном наложении ареста на все доли участия Rompetrol Rafinare S.A. в зависимых организациях, а также о наложении ареста на движимое и недвижимое имущество Rompetrol Rafinare S.A., за исключением товарно-материальных запасов. Данный указ находится в действии, и Группа пытается оспорить правомерность данного указа. На дату финансовой отчетности арест имущества Rompetrol Rafinare S.A. не был осуществлен, так как Румыния не инициировала принудительных процедур по взысканию. Руководство считает, что исполнение указа о наложении ареста Румынскими властями не является осуществимым.

Руководство считает, что судебные иски против Группы не имеют юридических оснований, и Группа их выиграет.

18. К УПЛАТЕ ЗА ПРИОБРЕТЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОЛИ В «СЕВЕРО-КАСПИЙСКОМ ПРОЕКТЕ» («СКП»)

31 октября 2008 года все участники проекта СКП подписали соглашение, согласно которому все участники проекта, за исключением «КМГ Кашаган Б.В.» (100% дочерняя компания Группы), 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. Цена приобретения включает сумму в размере 1,78 миллиардов долларов США и годовое вознаграждение в размере LIBOR плюс 3%. Данная задолженность обеспечена дополнительной приобретенной долей в размере 8,48%. По состоянию на 31 декабря 2011 года амортизированная стоимость этой задолженности составляла 320.926.724 тысячи тенге (2010: 314.566.180 тысяч тенге). По состоянию на 31 декабря 2011 года текущая стоимость заложенных активов (основные средства и активы по разведке и оценке) составляла 622.925.027 тысяч тенге (в 2010 году: 530.100.516 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. РЕЗЕРВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Обязатель- ство за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
Резерв на 31 декабря 2009 года	25.164.427	30.834.376	30.706.425	10.986.250	97.691.478
Пересчет валюты отчетности	–	(43.306)	(52.897)	(12.550)	(108.753)
Изменение в оценке	(273.489)	21.246	(1.339.612)	183.300	(1.408.555)
Увеличение на сумму дисконта	2.052.767	13.545	859	–	2.067.171
Резерв за год	2.478.335	1.005.816	8.414.131	31.761.238	43.659.520
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(942.085)	(4.835.885)	–	(5.777.970)
Использование резерва	(1.414.188)	(2.212.171)	(7.959.623)	(1.625.284)	(13.211.266)
Резерв на 31 декабря 2010 года	28.007.852	28.677.421	24.933.398	41.292.954	122.911.625
Пересчет валюты отчетности	58.928	(70.543)	218.394	1.588	208.367
Изменение в оценке	(2.598.212)	–	–	18.443	(2.579.769)
Увеличение на сумму дисконта	1.949.720	–	–	23.003	1.972.723
Резерв за год	697.363	564.441	15.314.652	15.279.338	31.855.794
Сторнирование неиспользованных сумм	(8.952)	(555.177)	(11.717.967)	–	(12.282.096)
Поступление при объединении предприятий	–	–	–	579.546	579.546
Использование резерва	(770.534)	(1.283.936)	(5.812.373)	(11.883.065)	(19.749.908)
Резерв на 31 декабря 2011 года	27.336.165	27.332.206	22.936.104	45.311.807	122.916.282

На 31 декабря 2011 года прочие резервы включали резерв на строительство Музея Истории в размере 19.786.849 тысяч тенге (в 2010 году: 25.560.141 тысяча тенге), резерв по обязательствам по выплатам работникам в размере 15.497.387 тысяч тенге (в 2010 году: 10.784.547 тысяч тенге), резерв на реконструкцию Выставочного Центра в размере 3.799.020 тысяч тенге (в 2010 году: ноль).

Суммы по увеличению резерва по обязательствам по выбытию активов капитализируются в состав основных средств как приобретения соответствующих годов.

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Обязатель- ства за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
На 31 декабря 2011 года					
Текущая часть	748.184	1.966.747	22.344.507	27.547.472	52.606.910
Долгосрочная часть	26.587.981	25.365.459	591.597	17.764.335	70.309.372
Резерв на 31 декабря 2011 года	27.336.165	27.332.206	22.936.104	45.311.807	122.916.282
На 31 декабря 2010 года					
Текущая часть	695.423	3.170.068	23.886.409	28.838.162	56.590.062
Долгосрочная часть	27.312.429	25.507.353	1.046.989	12.454.792	66.321.563
Резерв на 31 декабря 2010 года	28.007.852	28.677.421	24.933.398	41.292.954	122.911.625

Описание данных резервов, включая существенные оценки и допущения, включено в *Примечании 4*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

20. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Авансы полученные	82.900.875	57.150.896
Задолженность перед сотрудниками	19.738.407	14.963.897
Прочие	37.144.689	39.682.712
Итого прочих текущих обязательств	139.783.971	111.797.505
Торговая кредиторская задолженность	242.635.897	255.592.177

На 31 декабря 2011 и 2010 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

Торговая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
В долларах США	122.703.890	186.482.341
В тенге	81.991.999	34.717.661
В евро	10.408.567	10.769.780
В иной валюте	27.531.441	23.622.395
Итого	242.635.897	255.592.177

21. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Рентный налог на экспорт сырой нефти	34.583.219	27.568.432
Налог на добычу полезных ископаемых	16.330.085	18.487.106
Акцизный налог	14.056.049	12.914.353
НДС	9.605.120	10.792.140
Специальный фонд на нефтепродукты	8.950.228	9.537.111
Прочие	15.372.983	8.343.854
	98.897.684	87.642.996

22. ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Реализация нефтепродуктов	1.873.607.319	1.407.133.589
Реализация сырой нефти	470.620.218	461.781.607
Оплата за транспортировку	223.979.824	261.864.669
Реализация газа и продуктов переработки газа	192.157.149	158.092.066
Прочий доход	157.662.771	73.643.980
Минус: налоги с продаж и коммерческие скидки	(290.965.584)	(263.573.287)
	2.627.061.697	2.098.942.624

Доход поступает от основной деятельности Группы, который преимущественно представляет собой добычу и транспортировку нефти и газа на территории Казахстана, и реализацию нефтегазовой продукции.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

23. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Материалы и запасы	1.334.111.917	980.972.687
Расходы по заработной плате	157.985.714	121.834.529
Износ, истощение и амортизация	118.941.124	102.516.496
Налог на добычу полезных ископаемых	78.693.473	70.932.591
Ремонт и обслуживание	46.376.617	42.518.640
Электроэнергия	35.713.911	32.118.873
Прочие налоги	10.022.867	10.140.332
Прочее	55.873.051	47.967.271
	1.837.718.674	1.409.001.419

24. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Расходы по заработной плате	54.065.061	50.835.864
Благотворительность	17.260.813	12.046.069
Износ и амортизация	16.171.078	15.470.080
Начисленные штрафы и пени	13.180.365	4.696.867
Прочие налоги	11.894.009	8.023.003
Консультационные услуги	11.817.115	10.769.617
Резервы по обесценению финансовых активов (Примечания 13 и 14)	3.650.396	13.135.998
Расходы по / (восстановление по) резерву на неликвидные запасы)	4.729.414	(801.196)
Прочее	32.270.053	24.971.186
	165.038.304	139.146.723

Штрафы и пени включают 6.608.072 тысячи тенге (штраф в размере 5.356.704 тысячи тенге и пеня в размере 1.251.368 тысяч тенге), отнесенные на расходы в 2011 году на основании решения Верховного Суда, вынесенного в пользу налогового органа, по обжалованию результатов комплексной налоговой проверки за 2004-2005 годы и 2.314.714 тысяч тенге пени за неоплаченные экспортные таможенные пошлины.

25. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Рентный налог на экспорт сырой нефти	149.771.267	98.005.875
Транспортировка	101.517.030	84.941.657
Таможенная пошлина	51.652.884	7.541.788
Расходы по заработной плате	17.107.169	16.508.944
Износ и амортизация	11.595.903	13.156.118
Прочее	19.056.183	18.583.958
	350.700.436	238.738.340

С 1 января 2011 года таможенная пошлина на экспорт нефти, оплачиваемая нефтедобывающими дочерними организациями была увеличена с 20 долларов США за тонну до 40 долларов США за тонну.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

26. ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Процентный доход по вкладам в банках и облигациям	31.111.124	53.256.427
Процентный доход по займам выданным	8.239.335	3.980.969
Прочие	6.249.034	1.433.978
	45.599.493	58.671.374

27. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	147.978.353	141.387.969
Убыток по производным инструментам	6.552.302	470.162
Убыток от досрочного погашения	5.885.609	–
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов	2.681.809	2.389.165
Прочее	8.215.077	8.330.184
	171.313.150	152.577.480

28. ДОЛЯ В ПРИБЫЛИ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, НЕТТО

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
ТОО «ТенгизшеврОйл»	303.405.253	192.854.657
МИБВ	80.859.234	23.734.898
«ПетроКазахстан Инк.»	48.591.409	47.732.221
ТОО «КазГерМунай»	40.117.425	23.523.104
ТОО «КазРосГаз»	39.395.621	46.372.371
ТОО «КазАхойл-Актобе»	15.519.315	8.014.962
Доли в прибыли / (убытках) прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	6.734.608	943.539
	534.622.865	343.175.752

29. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2011 года в сумме 30.735.062 тысячи тенге (в 2010 году: 21.498.642 тысячи тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог.

На 31 декабря подоходный налог к уплате составляет 2.246.665 тысяч тенге (в 2010 году: 2.402.176 тысяч тенге) и представляет собой корпоративный подоходный налог.

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Текущий подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	85.916.496	70.670.923
Налог на сверхприбыль	20.829.413	12.119.201
Налог у источника выплаты по полученным дивидендам	46.973.636	40.699.142
Отсроченный подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	(1.005.839)	8.000.155
Налог на сверхприбыль	207.498	48.904
Налог у источника выплаты доходам по вознаграждению	209.004	1.136.934
Расходы по подоходному налогу	153.130.208	132.675.259

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

29. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

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 2007-2011 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 по состоянию на 31 декабря 2009 года не смогла убедить ТОО «Тенгизшевройл» и налоговые органы в том, что налог не должен удерживаться. 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 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. В ноябре 2010 года Правительство Республики Казахстан приняло закон, который вступил в действие с 1 января 2011 года, отменяющий принятое первоначально постепенное снижение ставок и устанавливающий ставку КПП в размере 20% на обозримое будущее. Группа произвела расчеты текущих и отсроченных налогов с учетом данных изменений по состоянию на 31 декабря 2010 года.

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2011 и 2010 годах) к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Прибыль до учета подоходного налога	631.920.535	529.710.114
Ставка подоходного налога	20%	20%
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	126.384.107	105.942.023
Подоходный налог, учитываемый по другим ставкам	(61.383.668)	(41.088.784)
Прочие необлагаемые доходы и расходы, не идущие на вычет	42.078.812	24.515.663
Прочие эффекты		
Налог на сверхприбыль	20.829.413	12.119.201
Налог у источника выплаты по дивидендам и доходам по вознаграждению	1.432.731	13.152.776
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	(763.354)	(3.480.208)
Эффект изменения ставок подоходного налога	(782.029)	7.419.682
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	25.334.191	14.094.901
Расходы по корпоративному подоходному налогу, представленные в консолидированном отчете о совокупном доходе	153.130.201	132.675.251

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**29. 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:

<i>В тысячах тенге</i>	2011 год Корпоративный подходный налог	2011 год Налог на сверхприбыль	2011 год Налог у источника	2011 год Итого	2010 год Корпоративный подходный налог	2010 год Налог на сверхприбыль	2010 год Налог у источника	2010 год Итого
Активы по отсроченному налогу								
Основные средства	–	–	–	–	1.527.850	–	–	1.527.850
Перенесенные налоговые убытки	55.938.591	–	–	55.938.591	30.405.109	–	–	30.405.109
Начисленные обязательства в отношении работников	2.456.732	646.147	–	3.102.879	3.390.962	547.627	–	3.938.589
Обесценение финансовых активов	1.044.406	–	–	1.044.406	–	–	–	–
Обязательство за загрязнение окружающей среды	3.927	–	–	3.927	34.949	3.149	–	38.098
Прочие	21.578.416	3.033.791	–	24.612.207	16.813.363	2.873.543	–	19.686.906
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(54.385.801)	–	–	(54.385.801)	(29.051.605)	–	–	(29.051.605)
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(17.887.525)	(1.823.065)	–	(19.710.590)	(14.167.193)	(1.772.287)	–	(15.939.480)
Активы по отсроченному налогу	8.748.746	1.856.873	–	10.605.619	8.953.435	1.652.032	–	10.605.467
Обязательства по отсроченному налогу								
Основные средства	124.995.267	1.823.065	–	126.818.332	119.109.079	3.367.153	–	122.476.232
Нераспределенная прибыль совместного предприятия	–	–	35.509.962	35.509.962	–	–	35.079.339	35.079.339
Прочее	4.965.143	2.007.205	–	6.972.348	3.293.565	–	–	3.293.565
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(17.887.525)	(1.823.065)	–	(19.710.590)	(14.167.193)	(1.772.287)	–	(15.939.480)
Обязательства по отсроченному налогу	112.072.885	2.007.205	35.509.962	149.590.052	108.235.451	1.594.866	35.079.339	144.909.656
Чистые обязательства / (активы) по отсроченному налогу	103.324.139	150.332	35.509.962	138.984.433	99.282.016	(57.166)	35.079.339	134.304.189

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

29. 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 2011 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 54.385.801 тысяча тенге (в 2010 году: 29.051.605 тысяч тенге).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2011 года истекают в течении десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения. Следовательно, основная часть перенесенных налоговых убытков Группы по состоянию на 31 декабря 2011 года истекает в 2021 году для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах / (активах) по отсроченному налогу представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2011 год Корпоративный подоходный налог	2011 год Налог на сверхпри- быль	2011 год Налог у источника	2011 год Итого	2010 год Корпоративный подоходный налог	2010 год Налог на сверхпри- быль	2010 год Налог у источника	2010 год Итого
Сальдо на 1 января	99.282.016	(57.166)	35.079.339	134.304.189	91.060.241	(106.070)	34.164.025	125.118.196
Пересчет валюты отчетности	(85.860)	–	221.619	135.759	(1.594.977)	–	(221.620)	(1.816.597)
Приобретение дочерних организаций (Примечание 5)	5.133.822	–	–	5.133.822	1.816.597	–	–	1.816.597
Отражено в консолидированном отчете о совокупном доходе	(1.005.839)	207.498	209.004	(589.337)	8.000.155	48.904	1.136.934	9.185.993
Сальдо на 31 декабря	103.324.139	150.332	35.509.962	138.984.433	99.282.016	(57.166)	35.079.339	134.304.189

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. 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 по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 годов:

<i>В тысячах тенге</i>		Задолжен- ность связанных сторон	Задолжен- ность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон (Примечания 14 и 15)	Задолжен- ность по займам связанным сторонам (Примечания 16 и 17)
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	2011	149.674.570	1.343.514	364.818.457	260.618.595
	2010	188.823.316	2.523.761	386.574.907	216.283.638
Ассоциированные компании	2011	225.887	1.077	2.000.000	–
	2010	–	–	–	–
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2011	16.088.718	62.507.607	–	–
	2010	3.568.691	47.635.850	–	–

Задолженность связанных сторон

По состоянию на 31 декабря 2011 года Группа имела облигации и займы, выданным акционеру, по амортизированной стоимости 144.650.917 тысячи тенге (в 2010 году: 178.871.871 тысяча тенге). Облигации к получению с годовой ставкой 4% подлежат к оплате в 2044 году. Эффективная процентная ставка по этим облигациям составила 12.5% годовых. Займы к получению с годовой ставкой 7% подлежат погашению в 2030 году. Проценты начисленные по этим облигациям и займам к получению составили 12.809.527 тысяч тенге (в 2010 году: 9,636,213 тысяч тенге).

Задолженность связанным сторонам и задолженность по займам связанным сторонам

По состоянию на 31 декабря 2011 года, задолженность совместным организациям включала авансы полученные в сумме 34.873.488 тысяч тенге от АО «КазРосГаз» для доставки природного газа в 2012 году (в 2010 году: 34.546.637 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2011 года, займы полученные от связанных сторон включали облигации полученные от АО «Банк Развития Казахстана», дочернего предприятия «Самрук-Казына», по амортизированной стоимости 124.873.644 тысячи тенге с процентной ставкой 6-месячного LIBOR плюс 8.35% годовых и сроком погашения в 2019 году (в 2010 году: 122.297.794 тысячи тенге).

По состоянию на 31 декабря 2011 года, займы полученные от связанных сторон включали займы полученные от АО «Банк Развития Казахстана» по амортизированной стоимости 51.456.424 тысячи тенге с процентной ставкой LIBOR плюс 4.5% до 9% годовых (в 2010 году: 182.313.520 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2011 года, займы полученные от связанных сторон включали займы полученные от АО «Народный Банк» по амортизированной стоимости 25.531.330 тысячи тенге с процентной ставкой 5% годовых и сроком погашения в 2012 году (в 2010 году: ноль). По состоянию на 31 декабря 2011 года займы полученные от АО «Народный Банк» также включали дисконтированные облигации, выданные в 2010 году, по амортизированной стоимости 27.440.207 тысячи тенге с эффективной процентной ставкой 7% и сроком погашения в 2017 году (в 2010 году: 27.374.851 тысяча тенге).

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Задолженность связанным сторонам и задолженность по займам связанным сторонам (продолжение)

В 2011 году Компания выпустила облигации «Самрук-Казына» в сумме 23.337.295 тысяч тенге с процентной ставкой 2% годовых и сроком погашения в 2024 году. Эти облигации первоначально были признаны по справедливой стоимости, определенной на основе рыночной ставки 7.98% годовых. Разница в сумме 10.971.414 тысяч тенге между денежными поступлениями и справедливой стоимостью при первоначальном признании была признана в капитале как дополнительно оплаченный капитал (*Примечание 16*). По состоянию на 31 декабря 2011 года амортизированная стоимость этой суммы составила 18.453.745 тысяч тенге (в 2010 году: ноль).

Деньги и депозиты на счетах связанных сторон

АО «Народный Банк» рассматривается как связанная сторона, так как оно контролируется членом ключевого управленческого персонала Группы и «Самрук-Казына». АО «Альянс Банк» и АО «БТА Банк» контролируются «Самрук-Казына». Средства Группы, размещенные в этих банках включают денежные средства и их эквиваленты на текущих счетах, срочные вклады и вклады до востребования, как это раскрыто в *Примечаниях 9, 14 и 15*.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами в течении 2011 и 2010 годов:

<i>В тысячах тенге</i>		Продажи связанным сторонам	Приобрете- ния у связанных сторон	Вознагражден ие от связанных сторон	Вознагражден ие связанным сторонам
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	2011	26.998.656	20.898.778	23.364.278	21.368.299
	2010	23.796.600	21.802.744	28.421.437	29.053.167
Ассоциированные компании	2011	428.019	10.341	12.667	–
	2010	–	–	–	–
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2011	121.980.624	172.652.631	114.480	–
	2010	62.722.340	35.824.086	376.871	–

Операции с компаниями (приобретения от предприятий), входящими в «Самрук-Казына», с прочими предприятиями, контролируемые государством, и с совместными предприятиями представлены в основном операциями Группы с АО «НК Казахстан Темир Жолы» (железнодорожные перевозки), АО «НК Казактелеком» (услуги связи), АО «НК Казатомпром» (энергия), АО «КЕГОК» (электричество), АО «Казпочта» (почтовые услуги) и АО «Самрук-Энерго» (электричество). 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.

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

Общая сумма вознаграждения, выплаченная ключевому управленческому персоналу, включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 3.147.769 тысяч тенге и 2.988.328 тысяч тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 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)

31. 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.

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.

Анализ чувствительности в следующих разделах приведен по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 годов.

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. Примерно 72% дохода Группы выражено в долларах США, в то время как 47% 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.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налого- обложения
2011	+10,72% -10,72%	(66.229.801) 66.229.801
2010	+11,56% -11,56%	(71.046.265) 71.046.265

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.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Рыночный риск (продолжение)

Риск изменения процентных ставок (продолжение)

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.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого- обложения
2011 год		
ЛИБОР	+15	(768.652)
	-15	768.652
 2010 год		
ЛИБОР	+100	(7.848.267)
	-25	1.962.067

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 текущей стоимостью, как это раскрыто в *Примечании 15*. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, займы и векселя к получению и прочие финансовые активы, риск Группы связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен текущей стоимости данных инструментов.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск (продолжение)

В следующей таблице показаны сальдо денежных средств, краткосрочных и долгосрочных депозитов (Примечания 9, 14 и 15) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's» и «Fitch».

Банки	Местонахождение	Рейтинг ¹		2011	2010 (пересчитано)
		2011	2010		
			В+/В		
Народный Банк	Казахстан	BB (стабильный)	(стабильный)	361.833.295	382.311.786
Казкоммерцбанк	Казахстан	V+ (стабильный)	V (стабильный)	96.353.973	280.338.830
		A	A		
Ситибанк Казахстан	Великобритания	(отрицательный)	(отрицательный)	73.605.146	115.967.611
		A	A		
Ситибанк Казахстан	Казахстан	(отрицательный)	(отрицательный)	20.994.756	78.319.567
		C			
БТА Банк	Казахстан	(отрицательный)	V- (стабильный)	246.023	330.692
		BBB			
АТФ Банк ²	Казахстан	(отрицательный)	V (позитивный)	97.014.896	101.720.536
		BBB			
HSBC	Казахстан	(стабильный)	AA (стабильный)	15.485.614	80.285.604
RBS Казахстан	Казахстан	A (стабильный)	V (стабильный)	35.300.912	37.176.922
		A+			
Дойче Банк	Германия	(отрицательный)	A+ (стабильный)	19.523.872	37.117.350
		BBB-			
Сбербанк России	Россия	(стабильный)	V (стабильный)	19.654.445	12.728.947
			V		
Банк Центр Кредит	Казахстан	V (стабильный)	(отрицательный)	6.673.171	8.038.170
		V-	V-		
КазИнвестБанк	Казахстан	(отрицательный)	(отрицательный)	2.041.537	3.080.408
	Британские	A+			
Credit Suisse	Виргинские острова	(отрицательный)	A+ (стабильный)	5.749.514	4.971.970
ING Bank	Нидерланды	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	6.887.287	937.215
			V1		
Каспийский Банк	Казахстан	V- (стабильный)	(отрицательный)	–	339.853
		A+			
Дойче Банк	Нидерланды	(отрицательный)	A+ (стабильный)	21.843.144	13.023.598
		AA-			
HSBC	Великобритания	(стабильный)	AA (стабильный)	81.842.866	35.552.010
		AA-	AA		
BNP Paribas	Великобритания	(отрицательный)	(отрицательный)	42.464.110	–
Прочие банки				129.946.259	47.753.645
Наличные денежные средства				875.778	158.505
				1.038.336.598	1.240.153.219

В результате текущего дефицита ликвидности, спровоцированного глобальным кризисом, Группа может быть не в состоянии отзываться значительные суммы денег, не причиняя тяжелый урон банкам.

¹ Источник: Интерфакс – Казахстан, Factiva, официальные сайты банков по состоянию на 31 декабря соответствующего года

² АТФ Банк является членом ЮниКредит Групп

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

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.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

<i>В тысячах тенге</i>	До востребо- вания	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 2011 года						
Займы	17.325.772	94.910.844	193.683.060	831.995.502	1.123.863.833	2.261.779.011
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и к уплате за приобретение дочерней организации	–	–	–	354.823.260	–	354.823.260
Торговая кредиторская задолженность	51.234.048	43.284.662	148.117.187	–	–	242.635.897
Прочие обязательства	2.549.125	14.746.572	30.630.623	2.747.520	99.302.602	149.976.442
	71.108.945	152.942.078	372.430.870	1.889.566.282	1.223.166.435	3.009.214.610
На 31 декабря 2010 года						
Займы	41.571.373	213.811.529	330.448.706	884.179.427	1.059.931.542	2.529.942.577
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и к уплате за приобретение дочерней организации	–	–	–	352.623.262	–	352.623.262
Торговая кредиторская задолженность	80.550.008	80.093.917	94.948.252	–	–	255.592.177
Прочие обязательства	7.617.879	4.818.952	31.807.637	2.662.391	3.105.611	50.012.470
	129.739.260	298.724.398	457.204.595	1.239.465.080	1.063.037.153	3.188.170.486

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)

31. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Управление капиталом (продолжение)

Коэффициент на конец года представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Займы	1.917.784.914	1.957.567.337
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и к уплате за приобретение дочерней организации	327.310.197	323.702.884
Прочие обязательства, составляющие чистую задолженность	2.507.349	4.455.285
Задолженность	2.247.602.460	2.285.725.506
Минус: денежные средства и их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты	1.028.427.630	1.235.632.024
Чистая задолженность	1.219.174.830	1.050.093.482
Чистая капитализация	3.797.675.502	3.222.081.113
Соотношение чистой задолженности к чистой капитализации	32%	33%

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Далее представлено сравнение по категориям текущей стоимости и справедливой стоимости всех финансовых инструментов Группы:

<i>В тысячах тенге</i>	Текущая стоимость		Справедливая стоимость	
	2011	2010	2011	2010
Финансовые активы				
Денежные средства и их эквиваленты	581.912.135	637.917.383	581.912.135	637.917.383
Краткосрочные финансовые активы	503.556.091	626.365.151	503.556.091	626.365.151
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	29.383.200	19.456.800	29.383.200	19.456.800
Торговая дебиторская задолженность	185.599.946	164.733.410	185.599.946	164.733.410
Вексель к получению от участника совместного предприятия (краткосрочная и долгосрочная части)	19.499.294	20.356.923	19.499.294	20.356.923
Вексель к получению от ассоциированной компании	19.220.620	17.987.259	19.220.620	17.987.259
Облигации к получению	36.551.537	36.397.864	54.961.922	59.403.667
Долгосрочный заем связанной стороне	67.121.199	115.043.574	67.121.199	115.043.574
Долгосрочные банковские вклады	9.908.968	4.521.195	9.908.968	4.521.195
Финансовые обязательства				
Займы	1.917.784.914	1.957.567.337	2.095.975.945	1.819.946.740
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	320.926.724	314.566.180	320.926.724	314.566.180
К уплате за приобретение дочернего предприятия	6.383.473	9.136.704	6.383.473	9.136.704
Торговая кредиторская задолженность	242.635.897	255.592.177	242.635.897	255.592.177
Прочие краткосрочные и долгосрочные обязательства (за минусом авансов полученных)	149.976.442	50.012.470	149.511.356	50.012.470

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)

32. КОНСОЛИДАЦИЯ

Следующие существенные дочерние организации были включены в данную консолидированную финансовую отчетность:

Существенные организации	Доля владения	
	2011	2010
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») и дочерние организации	61,30%	60,50%
АО «КазТрансГаз» («КТГ») и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «КазТрансОйл» («КТО») и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «Переработка Маркетинг «КазМунайГаз» («ПМ КМГ») и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «КазМунайТениз» («КМТ») и дочерние организации	100,00%	100,00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	100,00%	100,00%
«КМГ Кашаган Б.В.»	100,00%	100,00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	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%	100,00%
АО «КазМорТрансФлот»	100,00%	100,00%

33. 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 19*), 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.

Риск изменения цен на товары

Большая часть доходов Группы генерируется от продажи товаров, в основном, сырой нефти и нефтепродуктов. Исторически, цены на данные продукты были непостоянными и значительно менялись в ответ на изменения в предложении и спрос, рыночную неопределенность, деятельность моровой и региональной экономики и цикличности в индустриях.

Цены также подвержены влиянию действий правительства, включая наложение тарифов и импортных пошлин, биржевой спекуляции, увеличении в возможности или избыточного снабжения продуктов Группы на основные рынки. Эти внешние факторы и изменения на рынках осложняют оценку будущих цен.

Существенное или затянувшееся снижение в ценах на товары могут значительно или отрицательно повлиять на деятельность Группы, финансовые результаты и денежные потоки от операций. Группа не хеджирует значительно свою подверженность риску изменения цен на товары.

Вопросы страхования

Страховая отрасль в Республике Казахстан находится на стадии развития, и многие формы страховой защиты, распространенные в других регионах мира, еще не являются доступными в целом. Группа не имеет покрытия по своим промышленным объектам, страхования на случай остановки транспортировки или страхования ответственности перед третьими лицами в отношении ущерба имуществу окружающей среде, возникшего в результате аварий на объектах Группы или относящихся к ее деятельности. До тех пор, пока Группа не будет иметь достаточного страхового покрытия, существует риск того, что убыток или разрушение определенных активов могут оказать существенное отрицательное влияние на деятельность Группы и её финансовое состояние.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

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 2011 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2011 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.

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 2011 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2011 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

Налоговые обязательства предприятий в Грузии (КТО)

В соответствии с налоговым кодексом Грузии, налоговые органы имеют право принять решение об использовании рыночных цен для целей налогообложения в случае, если сделка осуществляется между связанными сторонами. Хотя НКГ содержит определённое руководство по определению рыночных цен товаров и услуг, сам механизм определения недостаточно разработан и в Грузии отсутствует отдельное законодательство по трансфертному ценообразованию. Наличие подобной неясности создаёт неопределённости в части позиции, которую могут занять налоговые органы при рассмотрении налогообложения сделок между связанными сторонами.

Грузинские дочерние организации Группы имеют существенный объём сделок с иностранными дочерними организациями Группы, а также между собой. Эти сделки попадают под определение сделок между связанными сторонами и могут быть оспорены налоговыми органами Грузии. Руководство считает, что у него имеются существенные аргументы для обоснования того, что ценообразования в сделках между организациями Группы осуществляется на рыночных условиях, однако, вследствие отсутствия законодательной базы по определению рыночных цен, налоговые органы могут занять в этом вопросе позицию, которая отличается от позиции, занятой Группой.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Антимонопольное законодательство

Группа проводит операции в сфере переработки и торгового сегментов, которые могут быть под контролем антимонопольного законодательства Республики Казахстан и Европейского Союза.

В 2011 году Группа признала резервы на сумму 7.794.348 тысяч тенге (2010 год: ноль) в связи с вероятными рисками по несоблюдению антимонопольного законодательства Республики Казахстан.

9 января 2012 года, после рассмотрения в декабре 2011 года, Румынский Совет по защите конкуренции решил, что Rompetrol Downstream S.R.L., дочерняя организация TRG, нарушила статью 5 Закона о защите конкуренции и статью 101 Договора о функционировании Европейского Союза, и наложил штраф в сумме 159.553.612 румынских леев (эквивалентно 46,8 миллионам долларов США или 6.945 миллионов тенге по курсам на конец года). Группа считает, что все наложения не имеют юридического обоснования, так как Rompetrol Downstream S.R.L. не участвовало во встречах, на которых обсуждался данный вопрос, не получало корреспонденции, в которой объявлялось о решении других сторон по этому вопросу, не отвечало на вопросы по поводу своего поведения и имеет свободу действий на рынке - следовательно, отсутствовало юридическое сотрудничество по исключению рисков конкуренции через принятие совместного плана.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Правительство 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 внутреннем 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.

В 2011 году в соответствии со своими обязательствами Группа поставила 2.811.271 тонну сырой нефти (в 2010 году: 3.159.150 тонн) на внутренний рынок.

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

По состоянию на 31 декабря 2011 года Группа имела следующие обязательства в отношении исполнения программ минимальных работ в соответствии с условиями лицензий, соглашений о разделе продукции и контрактов на недропользование, заключенных с Правительством:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2012	147.868.179	8.391.505
2013	28.144.898	4.878.243
2014	151.124.286	25.553.352
2015	43.036	3.163.375
2016-2024	—	15.720.654
Итого	327.180.399	57.707.129

Прочие контрактные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2011 года у Группы имелись договорные обязательства по приобретению и строительству основных средств на общую сумму 214 миллиардов тенге.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Судебные разбирательства, связанные с погашением конвертируемого долгового инструмента Rompetrol Rafinare S.A.

В 2010 году Румынским Правительством, в лице Министерства финансов Румынии и ANAF, были инициированы судебные разбирательства в связи погашением Rompetrol Rafinare S.A. в 2010 году конвертируемого долгового инструмента. Как раскрыто в *Примечании 17*, руководство считает, что судебные иски против Группы не имеют юридических оснований, и Группа их выиграет.

Роялти (КТГ)

С 17 июля 1997 года КТГ должно выплачивать роялти Республике Казахстан в размере, примерно, 2% от объема газа, транспортированного по Западной системе. Однако в соответствии с договором концессии этот платеж подлежит оплате по Западной системе только после издания постановления Правительством или приказа Министерством финансов, уведомляющего клиентов Западной системы об их обязательстве оплатить роялти КТГ. На 31 декабря 2011 года такое постановление не было опубликовано. Вследствие неопределенности, связанной с реализацией условий выплаты роялти, КТГ до настоящего времени не начисляла роялти своим клиентам.

Кыргызский обвод (КТГ)

КТГ обязано, при соблюдении определенных условий, которые включают возмещение тарифа, разработать и построить кыргызский обвод по стоимости, которая была определена в договоре концессии в размере, примерно, 90–100 миллионов долларов США (или от 13.356 миллионов тенге до 14.840 миллионов тенге по курсу на конец года). Данный актив будет передан в собственность Республики Казахстан либо по окончании срока договора концессии, 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 КТГ в этом вопросе, в том числе рассматривает вопрос о принятии в управление участка газопровода, принадлежащего Республике Кыргызстан. Однако новые внутренние тарифы, которые по условиям договора концессии являются непременным условием начала строительства кыргызского обвода, еще не опубликованы по состоянию на 31 декабря 2011 года.

Правительство ежегодно осуществляет проверку выполнения КТГ своих обязательств по договору концессии, включая выполнение инвестиционных обязательств. Проверка выполнения обязательств по договору концессии за 2011 год будет проведена в 2012 году. Руководство считает, что КТГ выполняет требования по инвестиционным обязательствам по состоянию на 31 декабря 2011 года.

До декабря 2005 года КТГ платил Правительству 10% от чистой прибыли в соответствии с договором концессии. 31 марта 2006 года Республика Казахстан, представленная Министерством финансов, и КТГ подписали дополнения к договору концессии. В соответствии с этими 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, КТГ будет платить 2.082.287 тысяч тенге в год.

Уголовное расследование Генеральной прокуратуры Республики Казахстан (Кашаган)

9 ноября 2007 года Генеральная прокуратура Республики Казахстан (далее «ГП») уведомила предыдущего оператора о текущем уголовном расследовании в отношении предоставления контрактов по основному наземному строительству: контракт № 2004-0504 Норт Каспиан Констракшн Н.В. (далее «НКК») и контракт № 2004-0584 Оверсиз Интернэшнл Констракшн ГмбХ (далее «ОИК»). Уголовное расследование было возбуждено ГР в целях проверки обоснованности завышения персоналом предыдущего оператора стоимости работ по строительству и целях проверки обоснованности завышения персоналом Аджип ККО стоимости работ по строительству и установке нефтегазовой перерабатывающей установки на сумму 336 миллионов долларов США или 49.862 миллионов тенге по курсу на конец года, и превышения полномочий для заключения фиктивного контракта с ОИК, присвоив в результате мошенничества активы Подрядчика. В частности, ГП решила возбудить уголовное дело против сотрудников предыдущего оператора по Статье 177 Уголовного Кодекса Республики Казахстан.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Уголовное расследование Генеральной прокуратуры Республики Казахстан (Кашаган) (продолжение)

В течение 2008 года ГП выпустило протокол о назначении экспертного юридического обзора в связи с большим объемом контрактов. В ноябре 2008 года предыдущий оператор подал жалобу на отмену данного протокола. Ответ был получен в начале января 2009 года о том, что идет оценка объема работ и ресурсов, необходимые для этого юридического обзора. 13 июля 2009 года экспертный юридический обзор был завершен и не смог предоставить Финансовой Полиции какой-либо информации достаточной для принятия решения для разрешения ситуации. Финансовая Полиция потребовала повтора экспертизы. В настоящий момент предыдущий оператор предоставил все запрошенные документы и продолжает сотрудничать с властями. Руководство Группы считает утверждения ГП необоснованными. В маловероятном случае подтверждения уголовного дела, по оценкам руководства, связанный с текущим расследованием потенциальный риск касается возмещения расходов, произведенных в отношении контракта с ОИК, составляющих примерно 112 миллионов долларов США или 16.621 миллионов тенге (доля Кашагана примерно равна 18.8 миллионов долларов США или 2.790 миллиона тенге по курсу на конец года) и вычетов таких расходов в целях КПП.

34. 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 четыре основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, транспортировка газа, переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как прочие ввиду их незначительности.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2011 год:

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	10.914.737	135.211.776	250.751.599	2.175.650.269	54.533.316	–	2.627.061.697
Доход от реализации другим сегментам	710.279.432	25.056.829	192.277	26.159.084	26.866.816	(788.554.438)	–
Итого доходов	721.194.169	160.268.605	250.943.876	2.201.809.353	81.400.132	(788.554.438)	2.627.061.697
Валовая прибыль	486.028.968	56.672.275	79.606.119	186.274.953	17.161.493	(36.400.785)	789.343.023
Финансовый доход	28.970.818	4.850.728	4.127.194	2.216.493	105.187.781	(99.753.521)	45.599.493
Финансовые затраты	(20.480.195)	(1.666.925)	(9.583.796)	(33.744.854)	(137.796.105)	31.958.725	(171.313.150)
Износ, истощение и амортизация	(38.975.229)	(19.630.391)	(19.525.751)	(62.385.062)	(6.191.672)	–	(146.708.105)
Обесценение основных средств и активов по разведке и оценке	(16.952.845)	(13.767.563)	(459.060)	(8.056.708)	(6.220.183)	–	(45.456.359)
Обесценение гудвилла	–	(2.371.431)	–	–	–	–	(2.371.431)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	489.361.780	4.483.839	38.873.028	1.017.330	886.888	–	534.622.865
Расходы по подоходному налогу	(66.413.144)	(10.389.252)	(10.182.453)	(7.250.904)	(58.894.455)	–	(152.132.808)
Чистая прибыль за год	284.173.194	29.231.829	71.559.746	(35.674.775)	201.957.877	(72.457.544)	478.790.327
Прочая сегментная информация							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	621.036.398	26.364.160	235.244.311	29.447.815	7.062.751	–	919.155.435
Капитальные расходы	272.684.005	51.409.918	51.719.208	74.254.840	51.494.776	(3.809.416)	497.753.331
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(2.689.979)	(171.044)	(3.307.169)	(20.503.481)	(7.474.569)	–	(34.146.242)
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании							
Активы сегмента	2.333.593.180	347.222.289	586.896.571	683.722.253	3.064.680.310	(841.939.579)	6.174.175.025
Обязательства сегмента	715.553.134	91.552.256	201.862.043	793.461.468	1.925.768.971	(714.181.123)	3.014.016.745

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. 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 2010 год:

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	15.773.230	135.678.670	260.732.627	1.669.846.262	16.911.835	–	2.098.942.624
Доход от реализации другим сегментам	593.479.168	25.401.043	75.663	21.707.076	20.658.713	(661.311.663)	–
Итого доходов	609.242.398	161.079.713	260.808.290	1.691.553.338	37.570.548	(661.311.663)	2.098.942.624
Валовая прибыль	395.378.062	63.378.141	119.420.538	135.414.441	13.349.100	(36.999.077)	689.941.205
Финансовый доход	38.207.891	3.961.595	7.375.010	(6.006.354)	201.889.308	(186.756.076)	58.671.374
Финансовые затраты	(20.428.966)	(2.312.341)	(11.371.750)	(40.722.555)	(190.742.019)	113.000.151	(152.577.480)
Износ, истощение и амортизация	(34.597.638)	(19.573.005)	(16.582.554)	(57.108.826)	(3.280.671)	–	(131.142.694)
Обесценение основных средств и активов по разведке и оценке	–	–	(447.632)	(9.782.436)	(593.589)	–	(10.823.657)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	296.758.180	593.890	46.346.496	(1.584.142)	1.061.328	–	343.175.752
Расходы по подоходному налогу	(58.343.384)	(12.672.494)	(21.858.178)	(3.109.368)	(36.691.835)	–	(132.675.259)
Чистая прибыль за год	250.340.498	45.093.250	103.250.257	(80.936.444)	156.146.984	(76.859.692)	397.034.855
Прочая сегментная информация							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	514.387.248	21.706.740	130.733.347	25.242.511	4.811.186	–	696.881.032
Капитальные расходы	268.321.058	32.265.683	56.669.721	57.510.083	26.835.483	(1.757.745)	439.844.283
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(2.256.939)	(558.023)	(2.919.507)	(15.295.128)	(6.294.616)	–	(27.324.213)
Активы сегмента	2.131.245.493	346.066.138	543.212.597	644.350.436	2.460.973.225	(373.448.796)	5.752.399.093
Обязательства сегмента	753.633.039	99.669.508	219.393.243	737.512.275	1.582.437.878	(371.599.458)	3.021.046.485

35. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

В рамках программы обратного выкупа собственных акций и ГДР, между 1 января 2012 года и 26 марта 2012, КМГ РД приобрело 2.197.086 ГДР и 2.028 простых акций на общую стоимость 5.498.581 тысячи тенге.

В феврале 2012 года материнская компания одобрила решение Компании выпустить дополнительные обыкновенные акции в сумме 18.737.011 акция за денежное вознаграждение в размере 9.368.506 тысяч тенге.

ГОЛОВНОЙ ОФИС КОМПАНИИ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз»
ул. Кабанбай Батыра, 19
г. Астана 010000
Казахстан

ГОЛОВНОЙ ОФИС KMG FINANCE

«КазМунайГаз Файненс Саб Би.Ви.»
Стравинскилаан 807
(WTC Tower A, 8-й этаж)
1077 XX Амстердам
Нидерланды

СООРГАНИЗАТОРЫ И ДИЛЕРЫ

АООТ «Barclays Bank»

5 The North Colonnade
Canary Wharf
Лондон E14 4BB
Великобритания

АО «Halyk Finance»

Пр-т Аль-Фараби, 19/1
Б/Ц Нурлы-Тау, Блок 3Б, бэтаж
Алматы 050013
Казахстан

Меррилл Линч Интернешнл

2 King Edward Street
Лондон EC1A 1HQ
Великобритания

АО «Визор Кэпитал»

БЦ Есентай, 7/77, Пр-т Аль-Фараби
Алматы 050040
Казахстан

ОСНОВНОЙ ПЛАТЕЖНЫЙ АГЕНТ, ТРАНСФЕРТНЫЙ АГЕНТ И РАСЧЕТНЫЙ АГЕНТ

«Ситибанк Н.А» Лондон
Ситигруп Центр
Канада Сквер
Лондон E14 5LB
Великобритания

ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ УПРАВЛЯЮЩИЙ

«Ситигруп Траст Кампани Лимитед»
Ситигруп Центр
Канада Сквер
Лондон E14 5LB
Великобритания

РЕГИСТРАТОР

«Ситигруп Глобал Маркетс Дойчланд АГ»
Рейгервег 16
60323 Франкфурт
Германия

ЮРИДИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАНТЫ

Компании по праву Англии и США:

ТОО Декерт
160 Куин Виктория Стрит
Лондон EC4V 4QQ
Великобритания

Дилеров по праву Англии и США:

ТОО Уайт энд Кейс
5 Олд Брод Стрит
Лондон EC2N 1DW
Великобритания

Компании по праву Казахстана:

ТОО Декерт Казахстан
Бизнес-центр Достык
пр. Достык 43
Четвертый этаж
Алматы 050010
Казахстан

Дилеров по праву Казахстана:

ТОО Уайт энд Кейс Казахстан
Парк Вью Офис Тауэр
Улица Кунаева 77
Алматы 050000
Казахстан

KMG Finance по праву Нидерландов

DLA Piper Nederland N.V.
Amstelveenseweg 638
1081 JJ Амстердам
Нидерланды

Keijzer Drijer Priester & van der Stoel
а/я 23542
3001 KM Роттердам
Westerkade 5
3016 CL Роттердам

АУДИТОРЫ

Компании:

ТОО Эрнст энд Янг
Есентай Тауэр, 77/7, Пр-т Аль-Фараби
Алматы 050060
Казахстан