

ВАЖНОЕ УВЕДОМЛЕНИЕ

ВАЖНО: Прежде чем продолжать чтение данного документа, пожалуйста, ознакомьтесь с нижеследующим. Нижеследующие сведения относятся к Базовому проспекту, изложенному, начиная с данной страницы (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 («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 с 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 («КИП») (согласно определению Правила 144А Закона о ценных бумагах), которые также являются Квалифицированными покупателями («КП») согласно определению Раздела 2(а)(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 («Компания»), и KazMunaiGaz Finance Sub BV, общество с ограниченной ответственностью, зарегистрированное в соответствии с законодательством Нидерландов («KMG Finance»), учредили Программу выпуска среднесрочных Глобальных Облигаций на сумму 10 500 000 000 долларов США («Программа»), в соответствии с которой Компания или KMG Finance, в зависимости от обстоятельств (каждый – «Эмитент»), могут время от времени выпускать облигации («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 и Дополнительного Договора о доверительном управлении от 23 октября 2014 года (в которые в дальнейшем время от времени могут вноситься дополнения, изменения или поправки, «Договор о доверительном управлении»), заключенного между компаниями KMG Finance и Citicorp Trustee Company Limited («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 («Гарантия»), содержащейся в Договоре о доверительном управлении.

Настоящий Базовый проспект заменяет собой Базовый проспект от 15 апреля 2013 года в отношении , данной Программы.

Заявка направлена (i) в Управление по регулированию и надзору финансовых услуг («Комиссия Великобритании по листингу»), действующее в качестве компетентного органа согласно Закону о финансовых услугах и рынках 2000 года с поправками («FSMA») на включение Облигаций, выпущенных по Программе в течение двенадцати месяцев с даты настоящего

Совместные организаторы и дилеры

Citigroup

Credit Suisse

Deutsche Bank

UBS Investment Bank

SkyBridge Invest

Kazkommerts Securities

Дата настоящего Базового проспекта 23 октября 2014 г.

Базового проспекта, в официальный список Комиссии Великобритании по листингу («**Официальный список**»), а также (ii) на Лондонскую фондовую биржу («**Лондонская фондовая биржа**») на допуск таких Облигаций к торгам на организованном рынке Лондонской фондовой биржи («**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 («**Окончательные условия**»), которые, для того чтобы Облигации были включены в Официальный перечень и допущены к торгам на Лондонской фондовой бирже, 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 Казахстанской фондовой биржи («**KASE**») с даты (и включая дату) выпуска соответствующих Облигаций («**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, размещены или зарегистрированы на бирже за пределами Казахстана без предварительных разрешений Национального Банка Республики Казахстан («**НБК**») на выпуск и размещение Облигаций за пределами Казахстана («**Разрешения НБК**»).

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 («**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 («**КИП**»), определяемыми Правилom 144A Закона о ценных бумагах («**Правило 144A**»), которые являются квалифицированными покупателями («**КП**»), определяемыми в Разделе 2(a)(51) Закона об инвестиционных компаниях 1940 года («**Закон об инвестиционных компаниях**») с учетом изменений и дополнений, соответствии с освобождением от регистрации, предоставляемым Правилom 144A («**Облигации, регулируемые Правилom 144A**») и (ii) за пределами США лицам, не являющимся лицами США, при осуществлении оффшорных операций в соответствии с требованиями Положения S («**Положение S**») в соответствии с Законом о ценных бумагах («**Облигации, регулируемые Положением S**», а вместе с Облигациями согласно Правилу 144A именуемые «**Облигации**»). Потенциальные покупатели настоящим уведомлены, что продавцы Облигаций могут быть освобождены от исполнения положений Раздела 5 Закона о ценных бумагах, представленных в Правиле 144A.

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 Компании 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.

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 Государстве-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, приобретал 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:

- (1) 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;
- (2) 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;
- (3) 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;
- (4) полностью понимать условия Облигаций и знать характер соответствующих индексов и финансовых рынков, а также
- (5) 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 гарантии не были утверждены или отклонены комиссией США по ценным бумагам и биржам («SEC»), комиссией по ценным бумагам какого-либо штата в соединенных штатах или каким-либо иным регулирующим органом США; вышеуказанные органы также не принимали никаких решений или заключений, подтверждающих достоинство облигаций или гарантии или достоверность или достаточность настоящего базового проспекта. Любые заверения об обратном являются уголовным преступлением в соединенных штатах.

СТАБИЛИЗАЦИЯ

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

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РЕЗИДЕНТОВ ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР

Ни факт подачи регистрационной формы или заявки на получение лицензии в соответствии с главой 421-в свода пересмотренных законов штата нью-гемпшир («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 («**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, 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 (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 отчёт об аудиторской проверке от 14 августа 2004 года в отношении сжатой консолидированной финансовой отчётности Компании по состоянию и за шесть месяцев, завершившиеся 30 июня 2014 года, которая включает сравнительные данные по состоянию на 31 декабря 2013 года и за шесть месяцев, завершившиеся 30 июня 2013 года («Промежуточная финансовая отчетность»), заключение независимого аудитора от 14 марта 2014 года в отношении консолидированной финансовой отчётности Компании на и за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, которая включает сравнительные данные на и за год, завершившийся 31 декабря 2012 года («Финансовая отчетность за 2013 год»), заключение независимого аудитора от 13 марта 2013 года в отношении консолидированной финансовой отчётности 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 вместе с промежуточной финансовой отчётностью за 2013 год — «Финансовая отчетность»).

Отчет об аудиторской проверке ТОО «Эрнст энд Янг» по Промежуточной финансовой отчетности приводится на странице F-5 настоящего Базового проспекта, заключение независимого аудитора, подготовленное ТОО «Эрнст энд Янг» по Финансовой отчетности за 2013 год, приводится на странице F-46 настоящего Базового проспекта, а заключение независимого аудитора, подготовленное ТОО «Эрнст энд Янг» по Финансовой отчетности за 2012 год, приводится на странице F-132 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 («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.

Реклассификация

Компания производила определенную перегруппировку статей по сравнению с консолидированным отчетом о финансовом положении 2013 года, представленным в Промежуточной финансовой отчетности, с целью обеспечения соответствия промежуточному консолидированному отчету о финансовом положении на 30 июня 2014 года. Соответственно, данные о финансовом положении на 31 декабря 2013 года, включенные в настоящем Базовом проспекте, могут отличаться от данных, опубликованных где-либо в других местах. Компания считает, что данная перегруппировка пересчет не окажет существенного влияния на финансовое положение Компании. 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» («РД КМГ»), своей основной компании по разведке и добыче на суше, и РД КМГ зарегистрировала (i) свои простые акции на Казахской фондовой бирже и (ii) глобальные депозитарные расписки, представляющие ее простые акции («ГДР РД КМГ») на Лондонской фондовой бирже. По состоянию на 30 июня 2014 года, Компания владела 63,21% 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.

Совместная деятельность – это деятельность, над которой две или более стороны осуществляют совместный контроль. Совместный контроль представляет собой предусмотренное договором распределение контроля над деятельностью, которое существует только тогда, когда решения о соответствующей деятельности требуют единодушного согласия сторон, разделяющих контроль. Совместная деятельность Компании осуществляется в двух формах: совместные предприятия и взаимное сотрудничество. Совместное предприятие является одним из видов совместной деятельности, при котором стороны, осуществляющие совместный контроль над деятельностью, имеют права на долю в чистых активах совместного предприятия. Взаимное сотрудничество представляет собой совместную деятельность, при которой стороны, осуществляющие совместный контроль над деятельностью, имеют права в отношении активов и обязательств применительно к ответственности, относящихся к такой деятельности.

Согласно МСФО 11, который применяется непосредственно к долям участия в совместных предприятиях и отменяет МСБУ 31, для совместного предприятия, соответствующего определению, данному в МСФО 11, применяется учет по «методу пропорциональной консолидации» или «методу учета по доле участия». Доли участия Компании и ее дочерних организаций в совместно 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 совместного предприятия отдельной строкой. МСФО действуют в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 года и далее.

Учет долей участия в совместной деятельности осуществляется по методу пропорциональной консолидации. Существенная доля участия Компании в совместной деятельности представлена ее долей участия в Северо-Каспийском проекте (месторождение Кашаган) и Проекте "Участок Н". 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 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 совместной деятельности отдельно от объемов добычи и запасов и другой аналогичной информации по совместным 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 «C1T1C 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 совместным 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 за 2013 год и Финансовой отчетности за 2012 год для дополнительной информации о методике ведения учета, используемой Компанией по своим дочерним организациям, совместным предприятиям и ассоциированным организациям.

Определенная информация по запасам

Компания ведет подсчет своих запасов на основе казахстанской методологии, которая применялась в бывшем Советском Союзе и которая существенно отличается как от (i) признанных на международном уровне стандартов подсчета запасов в соответствии с Системой управления углеводородными ресурсами, поддерживаемой Обществом инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Обществом нефтяников инженеров-оценщиков («PRMS»), так и от (ii) классификаций запасов, разрешенных SEC («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 2013 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. 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:

- (6) 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
- (7) 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 («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 («Казахстан») получены из документов и иных публикаций, выпущенных Национальным агентством Республики Казахстан по

статистике («Агентство по статистике»), Министерством финансов Республики Казахстан, Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан («МЭМР»), Национальным Банком Казахстана («НБК»), а также из иных общедоступных источников в Казахстане, включая Годовой отчет НБК, данные Всемирного банка и Международного валютного фонда, а также из сообщений и публикаций в средствах массовой информации, приказов и постановлений Правительства Казахстана («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:

- (8) колебания цен на рынках сырой нефти, газа и продуктов нефтепереработки и связанные с ними колебания спроса на такие продукты;
- (9) производственные ограничения, в том числе поломки оборудования, трудовые споры и технологические ограничения;
- (10) продолжающееся влияние мирового финансового кризиса, продолжительность и масштабы которого невозможно определить;
- (11) наличие транспортных маршрутов или стоимость транспортировки и плата, взимаемая за организацию транспортировки;
- (12) общие экономические условия и конъюнктура рынка, в том числе цены на сырьевые товары;
- (13) 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;
- (14) незапланированные события или происшествия, которые влияют на деятельность или производственные мощности Компании;
- (15) изменения в налоговых требованиях, в том числе изменения налоговых ставок, новое налоговое законодательство и пересмотренное толкование налогового законодательства;
- (16) возможности Компании по увеличению доли рынка его продукции и расходов на контроль;
- (17) экономические и политические условия в Казахстане и на международных рынках, в том числе изменения в государственных органах;
- (18) влияние нестабильности и беспорядков в странах одного с Казахстаном региона, включая, без ограничения, Российскую Федерацию и Украину;
- (19) события или условия, влияющие на экспорт сырой нефти и газа;

- (20) отдача продуктивных пластов, результаты бурения и осуществление планов Компании по расширению добычи нефти и газа;
- (21) неспособность осуществить какие-либо потенциальные приобретения или неспособность приобрести такие доли участия на условиях, предлагаемых Компанией; и
- (22) 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; с копиями каждого такого документа можно ознакомиться в обычное рабочее время в указанном офисе Платежного агента. Кроме того, данные документы также доступны для бесплатного ознакомления в режиме "онлайн" по адресу: <http://www.londonstockexchange.com/exchange/news/market-news/market-news-home.html>.

- (23) Условия выпуска и обращения Облигаций, содержащиеся в предыдущем Базовом проспекте от 15 апреля 2013 года (стр. 177-210 включительно), подготовленные KMG Finance и Компанией в связи с Программой;
- (24) 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;
- (25) 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;
- (26) 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
- (27) 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, включенные 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 Тростового договора в судах Англии, а также решений, вынесенных в Соединенных Штатах на основании положений о гражданско-правовой ответственности, содержащихся в федеральных законах США о ценных бумагах.

KMG Finance учрежден в соответствии с законодательством Нидерландов, а его управляющие директора являются резидентами Нидерландов и Казахстана. Значительная часть активов KMG Finance-а и его управляющих директоров расположена в Нидерландах и Казахстане. Следовательно, может оказаться невозможным (i) вручение процессуальных документов KMG Finance или любому такому лицу за пределами Нидерландов или Казахстана, в зависимости от обстоятельств, (ii) принудительное исполнение судебных решений, вынесенных судами каких-либо юрисдикций, кроме Нидерландов или Казахстана (в зависимости от обстоятельств) на основании законодательства таких иных юрисдикций, в отношении кого-либо из них судами таких юрисдикций, или (iii) принудительное исполнение в отношении кого-либо из них судами Нидерландов или Казахстана, в зависимости от обстоятельств, судебных решений, вынесенных в каких-либо юрисдикциях, кроме Нидерландов или Казахстана, соответственно, в том числе решений, вынесенных в Соединенных Штатах на основании положений о гражданско-правовой ответственности федеральных законов Соединенных Штатов 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, решение по выплате денежных средств, вынесенное любым федеральным судом или судом штата в Соединенных Штатах, не признается и не приводится в исполнение судами Нидерландов. Однако если лицо, добившись окончательного и неопровержимого решения о выплате денежных средств в федеральном суде или суде штата в Соединенных Штатах, подает иск в суд надлежащей юрисдикции Нидерландов, суд Нидерландов придает такому решению федерального суда или суда штата в Соединенных Штатах обязательный характер, в том случае если суд установит, что решение федерального суда или суда штата в Соединенных Штатах основано на международно-признанных нормах, если были соблюдены соответствующие процессуальные нормы и если решение, принятое иностранным судом, не противоречит интересам Нидерландов.

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 (**«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.) (**«Закон об арбитраже»**), который содержит четкие законодательные рекомендации по приведению в исполнение арбитражных решений в соответствии с предусмотренными Конвенцией условиями.

В феврале 2010 года Парламент (**«Парламент»**) принял Закон о внесении изменений в Закон об арбитраже, предоставляющих определенный иммунитет государственным органам в контексте арбитражных решений и решений иностранных судов. Хотя такие компании, как Компания, не считаются государственными органами, и потому не имеют такого иммунитета, арбитражные решения и решения иностранных судов в отношении Компании, в том числе в отношении выпуска Облигаций в рамках Программы, не подлежат признанию и приведению в исполнение, поскольку они затрагивают интересы Государства. В то же время, невзирая на обеспокоенность этим, даже в отсутствие гарантий того, что Казахстанский суд приведет в исполнение такие положения, 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	v
ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РЕЗИДЕНТОВ ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР	vi
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	vii
ИНФОРМАЦИЯ В США	viii
ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИНФОРМАЦИИ ПО ЗАПАСАМ И НЕКОТОРОЙ ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ.....	ix
ПРОГНОЗНЫЕ ЗАЯВЛЕНИЯ.....	xiv
ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ	xvi
ДОПОЛНЕНИЕ К НАСТОЯЩЕМУ БАЗОВОМУ ПРОСПЕКТУ	xvii
ДОКУМЕНТЫ, ВКЛЮЧЕННЫЕ ПОСРЕДСТВОМ ССЫЛКИ.....	xviii
ПРИВЕДЕНИЕ В ИСПОЛНЕНИЕ СУДЕБНЫХ И АРБИТРАЖНЫХ РЕШЕНИЙ О ГРАЖДАНСКО-ПРАВОВОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ.....	xix
ФАКТОРЫ РИСКА	2
КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КОМПАНИИ.....	43
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ОБЛИГАЦИЙ	58
НЕКОТОРАЯ ФИНАНСОВАЯ И ИНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	60
АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО- ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	68
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.....	145
ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНА ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	216
РУКОВОДСТВО	220
УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ, СДЕЛКИ С ЕДИНСТВЕННЫМ АКЦИОНЕРОМ И СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ	231
ФОРМА ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВЫПУСКА	245
УСЛОВИЯ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ	252
НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В КАЗАХСТАНЕ	298
ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В КАЗАХСТАНЕ.....	311
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ.....	328
ОБЗОР ПОЛОЖЕНИЙ, КАСАЮЩИХСЯ ОБЛИГАЦИЙ В ГЛОБАЛЬНОЙ ФОРМЕ	343
ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ПЕРЕДАЧЕ	351
ПОДПИСКА И ПРОДАЖА	355
ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ	359
ПРИЛОЖЕНИЕ I - ГЛОССАРИЙ ЧАСТО ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ.....	361
ПРИЛОЖЕНИЕ II - ГЛОССАРИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ.....	367
УКАЗАТЕЛЬ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И ОТЧЕТОВ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ	369

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 хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты 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 своего единоличного акционера, 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.

Кроме того, компания может получать средства от «Самрук-Казына» или от Правительства. Например, в 2012 году Национальный фонд Казахстана предоставил Компании заем в размере 4,0 млрд долларов США, который Компания на момент публикации настоящего Базового проспекта еще не начала использовать. Однако нет никаких гарантий, что компания продолжит получать займы и другие виды финансирования от «Самрук-Казына», от Правительства или аффилированных с Правительством лиц.

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, особенно, в странах одного с Казахстаном региона (включая, без ограничения, Российскую Федерацию и Украину), а также 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.

Мировые цены на сырую нефть исторически являются высоковолатильными и характеризуются значительными колебаниями, которые обусловлены мировым балансом предложения и спроса, которое полностью вне контроля компании. Например, цены на сырую нефть может оказать влияние открытие новых месторождений, повышение интенсивности поисковых работ и добычи по всему миру. В США, к примеру, в последнее время нефть стали добывать с помощью гидравлического разрыва пласта или «фрекинга», и подобная активность, согласно ожиданиям, окажет серьезное влияние на мировых поставщиков нефти, и, соответственно, отразится на уровне мировых цен на сырую нефть. Кроме того, негативное влияние на цены на сырую нефть в Казахстане оказали политические события в регионах, смежных с Казахстаном, к примеру, беспорядки и дестабилизация ситуации на Украине, что привело к введению санкций в отношении ряда российских компаний и девальвации российского рубля, а следом и тенге.

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. В то время, как цены на сырую нефть упали в первой половине 2012 года по сравнению с концом 2011 года, начиная с летнего сезона они восстановились, и в 2012 году, в целом, оставались на высоком уровне второй год подряд. По данным Управления информации по энергетике США («УИЭ»), средняя цена на сырую нефть марки Brent в 2013 году снизилась, составив 108,64\$/барр., по сравнению со средним уровнем 111,67\$/барр. в 2012 году и 111,26\$/барр. в 2011 году. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2014 года, средняя цена на сырую нефть марки Brent дополнительно снизилась до 102,58\$/барр., согласно данным УИЭ. Цены на сырую нефть на международном рынке в 2014 году продолжили падать, в сентябре достигнув минимального уровня за год: средняя цена на сырую нефть марки Brent составила 97\$/барр, тем самым впервые с июня 2012 года средняя стоимость барреля сырой нефти составила менее 100\$/барр. На дату настоящего Базового проспекта, цена на сырую нефть остается значительно ниже тех рекордно высоких среднемесячных цен 132.72\$/барр. зафиксированных в июле 2008 года. По состоянию на 14 октября 2014 года, цена на сырую нефть марки Brent составляла 86,36\$/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. Хозяйственную деятельность, перспективы, 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 хозяйственную деятельность, перспективы, 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. Компания не может дать никаких гарантий того, что текущие цены на нефть повысятся или, хотя бы, останутся на том же уровне в будущем. Любое 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 хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании. В частности, с целью сохранения сбалансированного бюджета Компания установила минимальную цену за баррель сырой нефти, при которой, по мнению Руководства, компания может в соответствии с планами продолжать свою деятельность и реализацию проектов капитальных расходов, однако если за цена за баррель опускается ниже этой отметки, нет никаких гарантий, что Компания будет продолжать реализацию программ запланированных капитальных расходов, если Компании не удастся получить финансирование на реализацию таких проектов у «Самрук-Казына» или из других источников.

Некоторые клиенты и деловые партнеры Компании подвергаются санкциям со стороны США и ЕС, и текущее или будущее влияние таких санкций может иметь негативные последствия для Компании

Правительство США вводит экономические санкции и торговые эмбарго в отношении ряда стран в поддержку внешней политики и целей по обеспечению национальной безопасности государства. Соответствующие законы и постановления издаются Управлением по контролю зарубежных активов Министерства финансов США («OFAC») и, в ряде случаев, Государственным департаментом США. В рамках данных экономических санкций для американских, а в ряде случаев также неамериканских лиц вводятся ограничения на деятельность или взаимодействие с определенными странами, правительствами, организациями и лицами, которые являются объектами этих санкций. В соответствии с данными санкциями американские лица также не имеют права участвовать в обеспечении такой деятельности или взаимодействия, а неамериканские лица не имеют права провоцировать других лиц на нарушение соответствующих запретов. Соединенное Королевство, остальные государства — члены Европейского союза («Европейский союз» или «ЕС»), ряд других стран (таких как Австралия, Канада, Япония и Швейцария) и Организация Объединенных Наций также приняли меры, направленные на запрет или ограничение участия в финансовом и ином взаимодействии со странами, организациями и лицами, попадающими под действие санкций.

В связи с нестабильностью и беспорядками на Украине США и ЕС наложили санкции на ряд лиц и компаний в России, включая «Газпром» (государственная нефтегазовая компания) и «Транснефть» (государственный оператор трубопроводов), «Газпромнефть» (российская государственная нефтегазовая компания), «Роснефть» (российская государственная нефтегазовая компания) и «Лукойл» (российская частная энергетическая компания). Компания поддерживает деловые отношения с каждой из этих двух компаний, в частности получая значительные объемы прибыли от транспортировки газа «Газпрома» по трубопроводам Компании.

При том что Компания не подпадает под действие санкций, не участвует и не планирует участвовать в каких-либо действиях, которые могут стать причиной санкций со стороны соответствующих органов, не существует гарантий того, что санкции в отношении Компании не будут введены в будущем. В случае таких санкций ряд инвесторов в США, ЕС и других юрисдикциях, в которых действуют санкции, подобные экономическим санкциям США, могут быть вынуждены (по требованию законодательства, внутренних постановлений в отношении инвестиционной политики или и того, и другого) продать Облигации, выпущенные в рамках Программы, а ряд потенциальных инвесторов откажется от их приобретения. Кроме того, в таких обстоятельствах другие контрагенты Компании, как американские, так и неамериканские, включая различные источники финансирования Компании, могут быть вынуждены либо принять решение по репутационным или иным соображениям прекратить деловые отношения с Компанией или вывести инвестированные средства. Любой из этих факторов может оказать значительное негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности компании.

Кроме того, Компания и ее аффилированные лица являются заемщиками по ряду соглашений о финансировании с российскими банками, включая Сбербанк, в отношении которых были введены санкции. В результате введения санкций против ряда российских финансовых учреждений доступ Компании к финансированию российских банков значительно ограничился, поскольку такие банки могут оказаться не в состоянии предоставлять компаниям финансирование, особенно в долларах США, по приемлемой цене, а есть вероятность того, что они не смогут предоставлять финансирование в принципе. Таким образом, доступные источники финансирования для Компании значительно сократились, и нет никаких гарантий того, что Компания сможет найти альтернативные источники финансирования на таких же или более благоприятных условиях, если в принципе сможет найти такие источники.

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 реализации стратегии, ориентированной на развитие за счет приобретений и обширную программу капиталовложений, компания имеет довольно высокую долю заемных

средств по краткосрочным и долгосрочным обязательствам, сумма которых составляет 2 697,5 млрд. тенге по состоянию на 30 июня 2014 года, 2 307,1 млрд. тенге на 31 декабря 2013 года и 2 063 млрд. тенге на 31 декабря 2012 года соответственно.

В настоящее время, Компания занимается программами усиленного капиталовложения и транспортными проектами с совместными предприятиями, в частности, по газопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент и Азиатскому газопроводу (согласно приведенному ниже определению), в том числе Северо-Каспийским проектом (месторождение Кашаган), которые будут финансироваться Компанией пропорционально ее доле участия в Проекте Северо-Каспийского Консорциума («ПСКК») в размере 16,88% процента, которой она владеет через своё 100-процентное дочернее предприятие KMG Kashagan B.V. (включая стоимость замены трубопровода после обнаружения утечек в трубопроводе и приостановки промышленной добычи в октябре 2013 г.). для реализации ПСКК требуются значительные капиталовложения. 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 потребуется 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 KMG, 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 хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Трудовые конфликты могут негативно сказаться на деятельности Компании.

Приблизительно 25% работников компании представлены профсоюзом. С 26 мая 2011 года по 26 августа 2011 года транспортные рабочие РД КМГ на ОМГ были вовлечены в забастовку. В августе 2011 года, РД КМГ уволил приблизительно 2 000 работников, участвующих в забастовке, и нанял новых работников для стабилизации производства. В ответ на этот 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 ОМГ 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 ОМГ были отложены. Вследствие этого, добыча на ОМГ снизилась в 2012 году по сравнению с предыдущими годами. Всего общий прямой ущерб промышленной добычи ОМГ, 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 период с 10 по 12 марта 2013 года сотрудники ТОО «АктауНефтеСервис» («АНС») в количестве 101 человека, работавшие на месторождении Каламкас, устроили забастовку, требуя повышения заработной платы. После окончания забастовки Компания повысила зарплату целому ряду сотрудников АНС на 22%. В период между 9 и 10 ноября 2013 годов около 230-300 работников АНС приняли участие в забастовке, направленной, помимо прочего, на то, чтобы добиться повышения заработной платы. После завершения забастовки профсоюз ТОО «Oil Construction

Companу» согласовал план мероприятий, направленный, в том числе, на устранение неравенств в уровне заработной платы рабочих, выполняющих аналогичные функции на разных месторождениях. На дату настоящего Базового проспекта данный план мероприятий находится на стадии реализации.

После этого забастовок не происходило. Тем не менее, 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 хозяйственную 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 поломок 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 хозяйственную 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 хозяйственную 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» («BP»), которое привело к увеличению ее эффективной бенефициарной доли участия в КТК до 20,75%, права Компании на прокачку по трубопроводу КТК значительно увеличились, одновременно с увеличением соответствующих тарифов, оплачиваемых Компанией для реализации этих прав. 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. Порядок распределения мощностей КТК периодически изменяется, в основном, в связи с квотами, предоставляемыми отдельным недропользователям Министерством энергетики. Невозможность получения доступа к дополнительным мощностям Трубопровода КТК, и любое значительное увеличение тарифов за использование Трубопровода КТК могут оказать существенное негативное воздействие на хозяйственную 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 хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Многие месторождения Компании являются зрелыми

РД КМГ – это крупнейшая дочерняя организация компании по запасам и производству. По состоянию на 31 декабря 2013 года, 27% запасов Компании, которые представлены месторождениями, разрабатываемыми ОАО «Озенмунайгаз» («ОМГ») (ранее добычной участок Озенмунайгаз) и ОАО «Эмбамунайгаз» («ЭМГ») (ранее добычной участок Эмбамунайгаз), 100%-ными дочерними организациями РД КМГ, и расположенными 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 поддерживать уровень добычи с помощью различных проектов разработки и реабилитации месторождений, включая бурение новых скважин, капитальный ремонт скважин и внедрение технологий стимуляции скважин и добычи нефти усовершенствованными вторичными методами. 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 ее деятельность принесет желаемые результаты. 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 хозяйственную 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, а некоторые отрезки – более 35 лет назад, и потеряли в стоимости. 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 хозяйственную 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 добыча в ОМГ сократилась 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 хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Влияние неразвитой инфраструктуры на деятельность Компании в области разведки, добычи и переработки

Деятельность Группы по бурению и добыче подвергалась и будет подвергаться негативному влиянию неразвитой инфраструктуры. Электросеть Казахстана устарела, электропитание зачастую отключается или происходят перебои. Наряду с другими нефтедобывающими компаниями Компания сталкивалась с подобными перебоями непосредственно на месторождениях. В 2011 году от отключения питания на месторождениях Узень, Каражанбас и Кумколь пострадала компания РД КМГ, что привело к снижению среднегодовых показателей по добыче. В случае возникновения проблем или других негативных изменений, влияющих на систему необходимого электропитания, которая требуется для осуществления деятельности компании или питания соответствующих объектов, под ударом может оказаться бизнес Группы, ее финансовые показатели, результаты деятельности и перспективы.

Из-за постоянных задержек, высокого уровня неопределенности и штрафов на месторождении Кашаган могут значительно вырасти капитальные затраты Компании

Вследствие того, что Компании принадлежит часть в КСКП, хотя она полностью принадлежит дочерней компании «KMG Kashagan B.V.», компания несет ответственность за часть программы капитальных расходов на месторождении Кашаган. После того как в мае 2012 года из-за задержки начала промышленной добычи был изменен план разработки и бюджет, совокупные капитальные затраты на реализацию первого этапа проекта выросли еще на 6,9 миллиардов долларов, составив в целом 45,6 миллиарда долларов. Промышленная добыча на месторождении Кашаган началась 11 сентября 2013 года, однако 9 октября 2013 года ее пришлось остановить, поскольку в трубопроводе с месторождения была обнаружена утечка. Это привело к приостановке добычи на всех скважинах, а также в морском комплексе, приостановил работу завод «Болашак», и все оборудование было переведено в режим ожидания.

В апреле 2014 года оператор месторождения Кашаган «North Caspian Operating Co» («NCOC»), заявил, что на месторождении необходимо будет заменить около 200 км нефте- и газопровода, что подтвердил министр энергетики заявил, что заменить необходимо всю систему трубопроводов на месторождении. Компания в настоящее время участвует в деятельности, в том числе в различных мероприятиях по диагностике, оценке и лабораторном тестировании, чтобы определить причины утечек вдоль трубопровода на месторождении Кашаган; основываясь на этих данных, НКОК разрабатывает план по замене трубопроводов. Данные мероприятия, как ожидается, будут

завершены к концу 2014 года, однако планы по замене трубопровода и возобновлению темпов коммерческих объемов добычи по-прежнему находятся на предварительном этапе подготовки. В частности, стоимость замены трубопровода и время до завершения проекта замены пока не известны. Компания, которой принадлежит большая часть NCOС через дочернюю компанию «KMG Kashagan B.V.», будет вынуждена взять на себя часть расходов (16,88%) на ремонт как заинтересованная сторона. Негативное влияние на финансовое положение Компании могут оказать и другие дополнительные капитальные затраты, связанные с месторождением Кашаган.

На момент составления настоящего Базового проспекта ожидается, что промышленная добыча на месторождении Кашаган возобновится в 2016 году, однако нет никаких гарантий, что в будущем удастся избежать задержек и превышения затрат.

В результате из-за необходимости частично взять на себя расходы за ремонт на месторождении Кашаган, ввиду приостановления промышленной добычи в течение следующих нескольких лет Компания не получит той прибыли, которую намеревалась получить от добычи нефти на месторождении Кашаган. Эта задержка может оказать негативное влияние на деятельность Компании, ее перспективы, финансовые показатели, потоки капитала или результаты деятельности на период с 2014 года по 2016 год.

Кроме того, Департамент экологии по Атырауской области наложил штрафа на НКОК в размере 55 млн. долларов США (из которых 9,3 млн. долларов США приходится на Компанию) за нарушение природоохранного законодательства в связи с утечками в трубопроводе. Штраф был оплачен в мае 2014 г., а в феврале 2014 года, Департамент экологии по Атырауской области также заявил иск о компенсации ущерба природной среде на 735 млн. долларов США (из которых 123,5 млн. долларов США приходится на Компанию). По состоянию на дату настоящего Базового проспекта иск был отозван в связи с изменениями в административной юрисдикции Департамента экологии. Соответственно, никаких штрафов за ущерб экологии уплачено не было. Нет никаких гарантий относительно того, будет ли данный иск предъявлен снова, и будет ли НКОК, в конечном счете, обязана оплатить данный штраф.

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. Исторически Компания имела значительный уровень капитальных затрат и инвестирования, который сохранился в 2011, 2012 и 2013 годах и продолжился по нынешний день в 2014 году. Ожидается, что уровень сохранится и на протяжении 2015 года и далее. В 2014 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 ожидает совершить капитальные затраты на сумму 4,3 млрд. долларов США в 2014 году (из которых на дату составления настоящего Базового проспекта Компания было совершено 2,8 млрд. долларов США) и 4,8 млрд. долларов США в 2015 году и 19,8 млрд. долларов США в течение следующих 5 лет (включая 2014 и 2015 гг.), в том числе, в частности, на различные цели, изложенные выше, и, в частности, для финансирования проектов, описанных ниже.

Как было отмечено выше, Компания владеет долей в КСКП через KMG Kashagan B.V., поэтому обязана взять на себя часть программы капитальных расходов на месторождении Кашаган, которые могут значительно возрасти в результате приостановления промышленной добычи в октябре 2013 года, и обнаружившейся необходимости заменить всю систему трубопровода перед возобновлением промышленной добычи, что произойдет не раньше 2016 года.

Необходимо увеличение мощностей транспортной инфраструктуры для увеличения добычи нефти с Тенгизского месторождения и планируемого возобновления 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

Прспекта, 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, 23,7 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 2020 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 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 «Участок Н». В соответствии с первоначальным договором о совместной деятельности, подписанным между Компанией, ConocoPhillips, Mubadala Development Company (Oil and Gas N Block Kazakhstan) GmbH (**«Mubadala»**) и N Operating Company Limited, до открытия промышленных запасов Проект «Участок Н» должен был финансироваться исключительно компаниями ConocoPhillips и Mubadala, 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 ConocoPhillips, как это изложено в договоре о совместной деятельности, с приобретением Компанией 24,5% доли участия в проекте «Участок Н» от ConocoPhillips в январе 2013 года. В 2013 году доля расходов Компании на геологоразведку на «Участке Н» будет составлять 3,4 млрд. тенге в 2014 году и 10,2 млн тенге в 2015 году. 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. В 2013 году доля расходов Компании на геологоразведку на Карачаганакском месторождении составит 10,5 млрд., 17,2 млрд., 18.1 млрд., 12.2 млрд. и 6,0 млрд. тенге в 2014, 2015, 2016, 2017 и 2018 гг. соответственно. Тем не менее, не может быть никаких гарантий, что этот этап развития будет завершен 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 в совокупности 2,1 млрд. долл. США, 1,3 млрд. долл. США и 1,8 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 приводят 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), а также привлечения кредитов от международных банков и осуществления дополнительных выпусков ценных бумаг в рамках Программы. 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 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 несколько лет, Компания распределила свою избыточную ликвидность примерно поровну между международными банками (в том числе между местными филиалами международных банков) и банков 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». По состоянию на 30 июня 2014 года сумма текущих счетов и денежных депозитов Компании в банках Казахстана составляла 980,1 млрд. тенге, включая 327,8 млрд. тенге в Halyk Bank, 272,7 млрд. в «Казкоммерцбанке», 343,6 млрд. тенге в других казахстанских банках на территории Казахстана и 36,0 млрд. тенге в иностранных банках, действующих на территории Казахстана. АО «Самрук-Казына» распорядилось о том, чтобы Компания (а также иные юридические лица, которых он контролирует) ограничили свои вклады в международных банках до 10% от общей суммы вкладов, что увеличило зависимость Компании от банковского сектора Казахстана. На 30 июня 2014 года Компания и все Казахстанские субъекты в рамках Группы обеспечили соблюдение данной политики, кроме КМГ ЕР, которая в настоящий момент обсуждает с Самрук-Казына вопрос о применимости данной политики к компании, ценные бумаги которой зарегистрированы на Лондонской фондовой бирже. В случае если банковский сектор Казахстана испытает трудности, это может привести к фактическому или юридическому замораживанию всех денежных средств Компании или их части, что может оказать существенное негативное влияние

на хозяйственную 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 промысловой системой сбора нефти и газа и ее перерабатывающими мощностями, могут, в свою очередь, 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 хозяйственную 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 2013, 2012 года и 2011 года, составила 4,8%, 6,0% и 7,4%, 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.

После того как 11 февраля 2014 года НБК провел девальвацию тенге на 18,3%, обменный курс составил 184,50 тенге за 1 доллар США. Нет никаких гарантий, что данная девальвация в будущем не приведет к росту инфляции. Рост инфляции может оказать негативное влияние на деятельность Компании, ее перспективы, финансовые показатели, потоки капитала или результаты деятельности.

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, буровых систем, 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.

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

Компания создана в качестве национальной нефтегазовой компании Казахстана. Государство, через Самрук-Казына, является 100% косвенным владельцем Компании и, соответственно, может назначать и отстранять от должности или оказывать влияние на назначение или отстранение от должности руководителей Компании и ее дочерних организаций.

В феврале 2014 года компания «Самрук-Казына» расширила свою «Программу трансформации бизнеса», цель которой в отношении компаний группы «Самрук-Казына», включая Компанию, состоит в повышении финансовой и операционной эффективности, внедрении международных передовых методов, диверсификации экономики и повышении социальной ответственности в Казахстане, что в итоге должно повысить ценность компании группы Самрук-Казын. Это программа включает в себя при возможности назначение и продвижение сотрудников с международным опытом работы в руководящих органах компетентных компаний отрасли. В рамках «Программы трансформации бизнеса» в марте 2014 года господин Куйлаарс, который с 2006 года входил в Совет директоров в качестве независимого директора, был назначен председателем Совета директоров, а в апреле 2014 года господин Хопкинсон был назначен первым заместителем председателя правления.

Еще одним примером способности Правительства назначать на должность или снимать с должности руководство Компании может служить то, как 6 февраля 2012 года г-н Мынбаев сменил г-на Шукеева на должности председателя Совета директоров Компании, а в августе 2013 года он стал председателем Правления. 22 декабря 2011 года г-н Киинов был вновь назначен членом Совета директоров и председателя Правления Банка вместо г-на Болат Акчулакова в должности. 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 Правительство не будет осуществлять дальнейших или частых изменений в структуре руководства Компании, что может мешать ее деятельности.

Правительство, 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

Обладая конечным контролем над Компанией, Правительство может оказывать влияние на ее деятельность. Компания не дает никаких гарантий относительно того, что Правительство 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, Правительство 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 Правительства продавать газ по ценам ниже рыночных, осуществлять деятельность, не связанную с ее основной деятельностью, или приобретать активы не на коммерческой основе. Правительство 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.

Правительство 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.

Правительство требовало в прошлом и требует на дату настоящего Базового проспекта, чтобы все нефтедобывающие предприятия Казахстана, включая Компанию, поставляли часть добываемой ими сырой нефти на НПЗ для удовлетворения внутреннего спроса на энергоносители, главным образом, в сельскохозяйственном секторе. На момент составления настоящего Базового проспекта РД КМГ имеет обязательства по поставке 1,9 млн. тонн сырой нефти на местный рынок по сниженным ценам. В соответствии с этими обязательствами РД КМГ осуществляет поставку нефти РД КМГ, которая, в свою очередь, перерабатывает ее на Атырауском НПЗ для дальнейшего сбыта по каналам КМГ ПМ. 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, Правительство 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 Правительство ввело временный запрет на экспорт бензина и дизельного топлива из Казахстана для стабилизации цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. Кроме того, 1 июля 2014 года Государство дополнительно ввело временный запрет на экспорт лёгких фракций и производных, керосина, газойлей и других нефтепродуктов на срок шесть месяцев. 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 хозяйственную 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. Закон о недропользовании 2010 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 хозяйственную 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 («PRMS»), исполненных независимым консультантом нефтяного машиностроения.

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 хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки 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 за все последние периоды: на нее приходится 70,5%, 71,1%, 73,6% и 74,6% всех платежей, полученных ИЦА за услуги по транспортировке газа за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, а также за годы, завершившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно. В связи с нестабильностью и беспорядками на Украине США и ЕС наложили санкции на ряд лиц и компаний в России, включая Газпром.

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 в прошлом были, как правило, связаны с мировыми ценами на нефтепродукты, которые колеблются и находятся вне контроля Компании. Цены на газ также зависят от наличия альтернативных видов топлива и цен на них; глобальные экономические и политические условия; цены и наличие новых технологий; а также погодные условия. 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» или в возможности Компании предоставлять «Газпрому» обслуживание может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную 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 Комитетом Республики Казахстан по регулированию естественных монополий («Комитет 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 Комитет по естественным монополиям с запросом о пересмотре и изменении таких тарифов. Комитет 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 Комитета по естественным монополиям, при определении тарифов на транспортировку нефти и газа на уровне ниже рыночного, не окажут существенного неблагоприятного воздействия на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

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

Компания напрямую или через свои дочерние организации участвует в нескольких совместных 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 совместных 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 возможные интересы Компании, или воздерживались от осуществления действий, которые могли бы неблагоприятным образом сказаться на интересах Компании.

В частности, Компания и ее дочерние общества являются участниками нескольких крупных совместных предприятий, либо осуществляют 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 совместные предприятия и ассоциированные организации включают, среди прочих, (i) PetroKazakhstan Inc. («ПКИ»), нефтедобывающую компанию, большинство акций которой принадлежит China National Petroleum Corporation («CNPC»), (ii) CCEL, совместное предприятие с CITIC Resources Holding Limited («CITIC»), (iii) СП ТОО «Трубопровод Казахстан-Китай» («ТКК»), совместное предприятие с China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation («CNODC»), которое было учреждено для строительства и эксплуатации трубопровода «Казахстан-Китай» («Трубопровод КК»), (iv) ТОО Asia Gas Pipeline («АГП»), совместно контролируемое предприятие с CNPC для строительства газового трубопровода Туркменистан-Китай через Казахстан, по которому транспортируется газ из других Центрально-азиатских республик в Китай, (v) ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» («BSGP»), совместное предприятие между АО «КазТрансГаз» («КТГ») и CNPC для строительства и использования Газопровода «Бейнеу-Шымкент», (vi) ММГ, нефтедобывающую компанию, находящуюся в собственности компании Mangistau Investments B.V. («ММВ»), которая является совместным предприятием с компанией CNPC Exploration and Development Company Ltd («CNPC E&D»), где каждому участнику принадлежит 50% доли участия и (vii) СП АО MunaуGas North West Pipeline Company («МунайГас»), 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 на момент составления настоящего Базового проспекта отношения между Компанией и китайскими партнерами в целом благоприятны, 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 совместные 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 в целом, 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, имеющих 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 хозяйственную 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. 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 хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или 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 хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или 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, совместных 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 30 июня 2014 года, 0,4 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 Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе (ранее — Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан), Министерство энергетики, а также Министерства здравоохранения и Министерства по чрезвычайным ситуациям. Результаты данного исследования были представлены на открытом слушании в г. Атырау и получили экспертную оценку Министерства охраны окружающей среды («МООС») (в настоящий момент — Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе). 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 3,9 млн. тонн серы и произвело 2,4 млн. тонн серы в 2013 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 хозяйственную 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 из ее буровых работ 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. 11 сентября 2013 года была начата промышленная добыча нефти, однако 9 октября 2013 года добыча была остановлена ввиду обнаружения протечек в трубопроводе. Все рабочие скважины были закрыты, офшорный добывающий комплекс и НПЗ «Болашак» были остановлены и переведены в резерв. Несмотря на то, что на момент составления настоящего Базового проспекта возобновление коммерческой добычи ожидается в 2016 году, не может быть никаких гарантий, что не произойдут дальнейшие задержки, либо на месторождении Кашаган, либо в другом месте.

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

Любые из вышеперечисленных факторов опасности и рисков, связанных с бурением, добычей и разведкой, могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную 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.

Несмотря на то, что руководство Компании считает, что система ведения бухгалтерской отчетности и внутреннего контроля Компании является более совершенной по сравнению с

другими казахстанскими компаниями, работающими в данной отрасли, недостатки, которые продолжают обнаруживать аудиторы Ernst & Young LLP, свидетельствуют о том, что Компания не сократила до приемлемо низкого уровня риск возникновения существенных ошибок в своей консолидированной финансовой отчетности и риск отсутствия их своевременного 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). При том что на момент составления настоящего Базового проспекта Компания и ее дочерние организации соответствуют всем применимым финансовым требованиям, Руководство Компании не может дать никаких гарантий, что Компания и ее дочерние организации будут в состоянии соответствовать требованиям исследования, введенным финансовыми и другими ограничительными условиями в соответствии с условиями своей задолженности. Если Компания или ее дочерние организации будут 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 предоставлению займов Компании или ее дочерним организациям, 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 доступных ей активов будет достаточно для погашения в полном объеме всей соответствующей задолженности, 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 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 хозяйственную 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, остается неопределенность в том, что установленная цена окажет влияние на производство Компании и развитие активов в будущем. Низкие цены могут оказать существенное негативное влияние на хозяйственную 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 частности, в целях повышения эффективности и снижения затрат. Например, в апреле 2014 года, Компания завершила рестройку KMG Kashagan B.V., в соответствии с которой весь акционерный капитал KMG Kashagan B.V., посредника, владеющего долей участия в компании NCPC в размере 16,88%, был переведен компании Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A. В декабре 2011 года, Компания завершила рестройку КМГ ПМ, в соответствии с которой весь акционерный капитал KazMunaiGaz PKOP

Investment B.V. (далее – «**KMG РКOP**»), посредника материнской компании KazMunayGas International N.V. («**KMG International**») (ранее – Rompentrol Group, до переименования в марте 2014 года), был переведен к дочерней организации Компании Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A. Кроме того, после беспорядков на предприятии ОМГ, 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 хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Финансовые результаты KMG International за каждый из шестимесячных периодов, закончившихся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 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 KMG International не приносила прибыли с момента приобретения Компанией. KMG International понесла чистые убытки на сумму в 38,2 млн. долларов США, 119,2 млн. долларов США, 155,9 млн. долларов США и 237,6 млн. долларов США на конец шестимесячного периода, закончившегося 30 июня 2014 года, а также конец года, закончившегося 31 декабря 2013 года, 31 декабря 2012 года и 31 декабря 2011 года соответственно. Отрицательные результаты KMG International за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, а также за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., 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 KMG International также имеют негативное влияние на результаты KMG International. Хотя Компания и KMG International полагают, что эти проблемы в большей степени удалось решить, Руководство предполагает, что потребуются несколько лет на то, чтобы KMG International стала прибыльной, и Компания не может быть уверена в том, что KMG International не будет продолжать нести убытки в 2014 году и в последующие годы, что также будет оказывать негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании. Кроме того, в ближайшие годы может потребоваться рефинансирование определенных задолженностей, созданных KMG International. Не может быть никаких гарантий того, что Компания не будет обязана предоставить финансирование или гарантии для покрытия всей или части такого рефинансирования или, что KMG International 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 30 июня 2014 года гудвил Компании составлял 132,9 млрд. тенге в сравнении с 135,1 млрд. тенге на 31 декабря 2013 года, 135,0 млрд. тенге на 31 декабря 2012 года и 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 зафиксировала обесценивание стоимости гудвила на 1,6 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, в отношении Kazakhstan Petrochemical Industries JSC («**KPI JSC**»). Компания не зафиксировала обесценивание стоимости гудвила за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг, однако 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 потребуется, 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 хозяйственную 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 и возможное влияние международных санкций. Наступление любого из вышеуказанных факторов или факторов, описанных ниже, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную 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 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. К примеру, недавно возникшая нестабильность и беспорядки на Украине, а также связанные с этим события оказали и могут продолжить оказывать негативное влияние на российскую экономику, что, в свою очередь, может иметь экономические последствия для других стран региона, в частности Казахстана, поддерживающего тесные торговые связи с Россией. В связи с такой нестабильностью и беспорядками на Украине ЕС и США наложили санкции на ряд лиц и компаний в России, а Россия, в свою очередь, ввела санкции в отношении ряда товаров и услуг из ЕС и США. В случае продолжения нестабильности на Украине напряжение между Россией и Украиной может продолжить нарастать, либо может появиться напряжение между Россией и другими странами, либо, если будут введены дополнительные санкции, экономического или иного характера, такие как дальнейшие ограничения торговли, это может иметь дополнительные негативные последствия для экономики стран региона, включая Казахстан, а также для компаний, работающих в регионе, включая Компанию. Такие риски могут быть особенно серьезными для Компании, учитывая то значение, которое имеет для ее прибыли транспортировка природного газа «Газпрома», в настоящее время подвергающегося санкциям со стороны как ЕС, так и США.

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, 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 хозяйственную 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. 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 Казахстана, в том числе в собственности, налогообложения или регулирования или иные изменения могут оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании. Изменения в экономике Казахстана, включая собственность, налогообложения, регулирования или иные изменения могут оказать существенное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности 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, такие, как, например, в соседней стране Кыргызстан в 2010 году, а также на Украине, могут оказать негативное воздействие на Казахстан. Негативные экономические, политические или социальные факторы в других юрисдикциях внутри или вне региона также могут негативно повлиять на экономику Казахстана.

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 74 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 2007 года позволили президенту Назарбаеву по окончании срока его полномочий в 2011 году баллотироваться на новый пятилетний срок, и в апреле 2011 года он был избран вторично 95,5% голосов.

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 хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании. Поскольку в настоящее время нет очевидного преемника, то речь идет о потенциальной причине нестабильности в Казахстане. Система деятельности в Казахстане может меняться, если у будущего президента, который избирается, будут другие политические взгляды. Политическая нестабильность в Казахстане, изменения в его режимах собственности, налогообложения, регулирования или иные изменения, вызванные приходом к власти нового правительства или иными причинами, могут оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Негативное влияние на экономику Казахстана продолжает оказывать финансовый кризис А16.3.3. Реальный рост ВВП упал в 2008 году до 3,3% с 8,9% в 2007 году, и до 1,2% в 2009 году, затем в 2010 и 2011 году наблюдался рост до 7,3% и 7,5% соответственно, в 2012 году снова произошел спад до 5,0%, а в 2013 году – рост до 6,0%. По предварительным данным, опубликованным НСА, реальный рост ВВП за шесть месяцев, заканчивающихся 30 сентября 2014 года, составил 3,9% по сравнению с 5,1% за шесть месяцев, заканчивающихся 30 сентября 2013 года.

Финансовый кризис и последующее ослабление мировых финансовых рынков также способствовали дефолту ряда крупных банков Казахстана, за чем последовала реструктуризация долговых обязательств, которая в ряде случаев до сих пор не завершена. Банковская система Казахстана в данный момент находится в стрессовом состоянии, поскольку не снижаются показатели безвозвратных кредитов, и нет никаких гарантий, что недавно принятые реформы смогут исправить ситуацию. Кроме того, банковский сектор характеризуется высокой степенью концентрированности: более половины всех вкладов находятся в пяти крупнейших банках. Принимаются соответствующие меры для снижения подобных системных рисков, однако процесс внедрения этих мер еще не завершен и могут потребоваться дополнительные реформы, о результате которых с уверенностью говорить нельзя. Кроме того, существует риск того, что банковскому сектору потребуется помощь со стороны государства, которую государство не пожелает и/или не сможет предоставить.

Группа «Самрук-Казына» поручила Компании (а также другим компаниям, которые она контролирует) ограничить свои вклады в иностранных банках до 10% от общего объема вкладов, в результате чего, в зависимости от уровня ликвидности Компании, повышается степень риска, которому подвержена Компания в банковском секторе Казахстана. На 30 июня 2014 года Компания и все Казахстанские субъекты в рамках Группы обеспечили соблюдение данной политики, кроме КМГ ЕР, которая в настоящее время обсуждает с Самрук-Казына вопрос о применимости данной политики к компании, ценные бумаги которой зарегистрированы на Лондонской фондовой бирже. Если в банковском секторе Казахстана возникнут трудности, часть наличности Компании может быть заморожена фактически или номинально, что может оказать негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Помимо изменения прогноза S&P по кредитному рейтингу Казахстана со стабильного на негативный в июне 2014 года, Казахстан сохраняет стабильный кредитный рейтинг с апреля 2010 года. Любые понижения, однако, скорее всего, приведут к понижению рейтингов компании. Так, в июне 2014 года, в соответствии с изменением прогноза по суверенному рейтингу, S&P изменила прогноз по долгосрочному валютному рейтингу Компании со стабильного на негативный. В прошлом кредитный рейтинг Компании также был подвержен влиянию негативной ситуации в банковском секторе Казахстана. Любое будущее понижение суверенного кредитного рейтинга Казахстана и проблемы ликвидности в экономике Казахстана могло негативно повлиять на его экономическое развитие, что, в свою очередь, оказало существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Кроме того, дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании в большинстве регионов являются крупнейшими работодателями в городах, в которых они работают. 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 хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Санкции, введенные в отношении России, оказывают прямое негативное влияние на экономику Казахстана.

Недавно в связи с конфликтом на Украине США и ЕС (а также ряд других государств, таких как Австралия, Канада, Япония и Швейцария) ввели санкции в отношении ряда лиц и компаний из России и Украины, включая последний пакет санкций, который был введен США и ЕС 12

сентября 2014 года. Введенные санкции оказывают негативное влияние на экономику России, что привело к снижению кредитных рейтингов Российской Федерации и российских государственных компаний, что, в свою очередь, вызывало массивный отток капитала из России и ограничило доступ российских эмитентов на российские рынки. В случае если напряженность в отношениях России и Украины не будет ослабевать, правительства США и ЕС могут рассмотреть возможность введения дополнительных санкций.

Несмотря на то, что правительство Казахстана поддерживает тесные дипломатические отношения и с Украиной, и с Россией и заявило о том, что сохраняет нейтралитет в российско-украинском конфликте, у Казахстана очень тесные экономические и политические отношения с Россией. Наряду с Беларусью Россия и Казахстан являются членами Таможенного союза и Единого экономического пространства и недавно подписали договор о создании Евразийского экономического союза (ЕвразЭС), который вступит в силу 1 января 2015 года. И хотя не ожидается, что создание ЕвразЭС в краткосрочной перспективе значительно изменит отношения между Казахстаном и Россией, потому что фактически ЕвразЭС будет функционировать на основе системы Таможенного союза и Единого экономического пространства, которые существуют с 1 января 2010 года и 1 января 2012 года соответственно, можно говорить о значительном укреплении экономических отношений двух государств в долгосрочной перспективе. На основе фактических торговых потоков импорт Казахстана из России за 2013 год составил 36,8% общего объема импорта Казахстана, а экспорт в Россию – 6,9% от общего экспорта. Кроме того, транспортировка значительной части природного газа в Россию или из одной части России в другую производится через газопроводную систему Казахстана. По данным на 31 декабря 2013 года на четыре российских банка (Сбербанк, «Альфа-банк», «ВТБ» и «Home Credit and Finance Bank»), которые работают в Казахстане, приходилось 9,5% активов всего банковского сектора Казахстана. В первую очередь в результате санкций, введенных в отношении российской экономики, торговый оборот Казахстана с Россией в первой половине 2014 года по сравнению с первой половиной 2013 года сократился, и он может продолжать сокращаться, как и деятельность российских банков в Казахстане.

Тесные экономические связи Казахстана с Россией, санкции, введенные в отношении России, или возможные будущие санкции могут оказать негативное влияние на экономику Казахстана, что в свою очередь может оказать негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или 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 хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки 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 хозяйственной деятельности, перспективах развития, финансовом положении, денежных потоках или результатах деятельности Компании.

В Указе Правительства № 280 от 31 марта 2014 года прописано, что правительственный «Комплексный план приватизации» должен быть реализован в период с 2014 года по 2016 год («**Комплексный план приватизации**»). В Комплексном плане приватизации указан перечень дочерних компаний по отношению к национальным компаниям, среди которых названа Компания, а также национальные компании-холдинги, включая «Самрук-Казына», которые определяются как компании, которые следует приватизировать на аукционе. Ожидается, что в рамках правительственного «Комплексного плана приватизации» Компания к 2014 году избавится от ряда непрофильных активов, включая 100% акций компании АО «Евро-Азия Эйр», 100% акций компании АО «НМСК Казмотрансфлот», 100% доли компании в Казхском институте нефти и газа, 100% доли компании в Казахско-Британском техническом университете, 100% акций компаний «Rominserve Valves IAIFO», «Global Security System SA» и «Palplast SA», каждая из которых является дочерней компанией «KMG International». «Комплексный план приватизации» также санкционирует продажу 49% доли компаний АО «КазТрансГаз Аймак» и АО «КазТрансГаз Алматы» («**КТГА**»), которые являются дочерними предприятиями КТГ, при этом Компания сможет сохранить в данных предприятиях контрольный пакет акций.

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. КТГ также был назван как вероятная цель для включения в программу «Народного IPO», хотя он и не упоминается в Указе Правительства от 31 марта 2014 года касательно программы «Народного IPO». Нет никаких гарантий того, будет ли КТГ включен в программу «Народного IPO» или нет, каков будет конкретный план, в случае если КТГ будет включен в программу «Народного IPO», или 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 хозяйственной деятельности, перспективах, финансовом положении, денежных потоках или результатах деятельности Компании. Большая часть операций Компании, а также существенная часть ее активов находятся в Казахстане, в связи с чем, Компания находится в сильной зависимости от экономических и политических условий, преобладающих в Казахстане.

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 2009-2014 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 имевшего место 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, 90 долларов США за баррель на 2013 и 95 долларов США за баррель на 2014, 2015 и 2016 гг., так как цены на нефть начали восстанавливаться. Согласно данным УИЭ, средняя цена на сырую нефть марки Brent в 2013 году снизилась, составив 108,64\$/бarr., по сравнению со средним уровнем 111,67\$/бarr. в 2012 году и 111,26\$/бarr. в 2011 году. Не может быть никаких гарантий, что дальнейший пересмотр национального бюджета не потребует в свете продолжающейся волатильности цен на нефть.

Хотя ВВП растет 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, хозяйственной деятельности, перспективах, финансовом положении, денежных потоках или результатах деятельности 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, а также новые и измененные 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 государственных предприятий и их приватизацию в течение данного периода), 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, с изменениями и дополнениями («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 измененный 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. Сумма рентного налога, уплаченного Компанией, в 2013 году возросла на 3,4% по сравнению с 2012 годом, а в 2012 году на 6,7% по сравнению с 2011 годом. Принимая во внимание волатильность цен на нефть, довольно трудно определить, какой эффект в целом окажет новый рентный налог на финансовое положение Компании в дальнейшем — позитивный или негативный,

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, до 60 долларов США за тонну начиная с 2 апреля 2013 года и до 80 долларов США за тонну с 1 апреля 2014 года. 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. Данные повышения экспортных таможенных пошлин привели к возрастанию экспортных издержек Компании и, соответственно, снижению рентабельности. Нет никакой гарантии, что в дальнейшем не произойдет дополнительное повышение экспортных пошлин на нефть, которое будет иметь значительное влияние на расходы и рентабельность Компании.

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 налог 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 налог на добычу полезных ископаемых, который практически заменит собой роялти (за исключением ТШО, которое будет продолжать платить Государству роялти), приведет к увеличению общего налогового бремени на компании, занимающиеся добычей и разведкой нефти. Препятствием является то, что прежняя ставка роялти колебалась в диапазоне от 2 до 6% от средневзвешенной цены на нефть, добытую соответствующей компанией, за вычетом транспортных и определенных дополнительных расходов; в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года, налог на добычу полезных ископаемых базируется на мировых ценах на нефть,

умноженных 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, в частности в результате 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 2013, 2012 и 2011 годах. Налоговая система Казахстана все еще находится в переходном периоде, и ожидается, что налоговое законодательство в Казахстане будет продолжать развиваться. Компания не может дать никаких гарантий того, что в течение срока действия Программы не будут введены новые налоги и пошлины или новые налоговые ставки или что налоговое законодательство, принятое в будущем, не окажет существенного неблагоприятного воздействия на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Кроме того, инвесторы, приобретающие Облигации, должны учитывать, что дальнейшие изменения в режиме подоходного налога могут дать Компании право выкупить облигации до установленного срока погашения.

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 по февраль 2014 года тенге в целом стабилизировался. 11 февраля 2014 года НБРК осуществил девальвацию тенге на 18,3% до 184,50 тенге за 1 доллар США. НБРК заявил, что данная девальвация осуществляется в свете ситуации на мировых финансовых и товарных рынках и обесценивания российского рубля в течение 2013—2014 гг. На [•] 2014 года, по данным Казахстанской фондовой биржи (KASE), официальный курс обмена тенге к доллару США составлял [•] тенге за 1 доллар США, в то время как 30 июня 2014 года официальный курс обмена тенге к доллару США составлял 183,51 тенге за 1 доллар США, а 31 декабря 2013 года — 153,61 тенге за 1 доллар США.

Хотя некоторые дочерние организации Компании, имеющие значительные выраженные в долларах США доходы, значительную долю выраженных в тенге расходов и незначительные выраженные в долларах США обязательства, например, РД КМГ, могут выиграть от девальвации тенге к доллару США, поскольку значительное большинство заимствований и кредиторской задолженности Компании выражены в долларах США, счета Компании являются крайне зависимыми от колебаний обменного курса валют, и девальвация тенге по отношению к доллару США может иметь общее негативное влияние на Компанию. Кроме того, некоторые дочерние общества и совместные предприятия Компании являются регулируемыми компаниями, использующими тарифы или максимальные цены, установленные регулятором в тенге, не всегда корректируемые (своевременно или как бы то ни было) для отражения изменения колебаний валютных курсов.

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 хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности 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 Правительства.

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 Правительства 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*».

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. Кроме того, 1 июля 2014 года Государство дополнительно ввело временный запрет на экспорт лёгких фракций и производных, керосина, газойлей и других нефтепродуктов на срок шесть месяцев. 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 хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты 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, связанные со структурой конктерного 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 Компания 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 реинвестировать выручку, полученную от погашения, по такой же высокой эффективной ставке вознаграждения, как ставка вознаграждения по выкупаемым Облигациям, а может сделать это только по существенно более низкой ставке. Потенциальным инвесторам следует принять во внимание риск реинвестирования с учетом иных возможностей для инвестирования, имеющихся на определенный момент времени.

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 превалирующих ставках вознаграждения, что может оказать дальнейшее неблагоприятное воздействие на рыночную стоимость таких Облигаций.

Облигации с фиксированной и плавающей ставкой вознаграждения.

На Облигации с фиксированной и плавающей ставкой может быть начислено вознаграждение по ставке, которая конвертируется из фиксированной в плавающую, или из плавающей в фиксированную. В случаях, когда Эмитент вправе осуществлять такую конвертацию, это влияет на вторичный рынок и рыночную стоимость Облигаций, так как можно ожидать, что Эмитент произведет конвертацию ставки тогда, когда это, скорее всего, приведет к снижению общей стоимости заимствования. Если Эмитент производит конвертацию из фиксированной ставки в плавающую ставку при таких обстоятельствах, спред по Облигациям с плавающей и фиксированной ставкой может быть менее благоприятным, чем превалирующие на тот момент времени 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 предварительных разрешений со стороны НБК. Компания не может дать никаких гарантий того, что Облигации будут включены в листинг или допущены к продажам, либо, в случае их включения в листинг или допуска к продажам, что активный вторичный рынок будет развиваться и существовать. В дополнение, ликвидность любого рынка Облигаций будет зависеть от количества держателей Облигаций, от интереса торговцев ценными бумагами в создании рынка Облигаций и других факторов. Следовательно, не может быть никакой гарантии относительно развития или ликвидности какого-либо рынка Облигаций.

Рыночная 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 хозяйственной деятельности, перспектив, финансового положения, денежных потоков или результатов деятельности 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 должника могут быть признанными недействительными, если они заключены или совершены в течение трех лет до инициации процедуры банкротства или реабилитации и содержат элементы, которые могут составить основания для признания данных сделок недействительными в соответствии с Гражданским кодексом Казахстана либо содержат следующие элементы: (i) цена сделки или другие условия, более обременительные для должника, чем цена или условия подобных сделок, заключенных на рынке в схожих обстоятельствах; (ii) сделки, которые выходят за рамки деятельности, разрешенной для должника в соответствии с законом, учредительными документами или решениями органов управления должника; (iii) активы были переданы безвозмездно либо по цене, которая была менее выгодна для должника, чем цена других сделок, заключенных в схожих экономических условиях, либо данная передача иным образом нарушает интересы кредиторов; (iv) сделки были заключены в течение шести месяцев перед началом банкротства или реабилитации и привели к совершению приоритетных выплат в пользу некоторых кредиторов; (v) должник передал активы в дар и заключал сделки, значительно отличающиеся от сделок, заключенных в течение года перед началом банкротства или реабилитации. 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 наличии 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, деноминированной не в долларах США, будет недоступна при наступлении срока погашения по такой Облигации. В этом случае, Эмитент или Гарант, в зависимости от конкретного случая, произведет необходимые платежи в долларах США на основании рыночного обменного курса на дату такого платежа, или если такой обменный курс 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 преобладающая 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). Люксембург объявил о намерении отменить налог у источника выплаты с 1 января 2015 года. В связи с недавними изменениями Директивы ЕС о налогообложении сбережений, которые должны быть реализованы странами-членами к 1 января 2016 года, ожидается (хотя и не подтверждено), что Австрия и те страны, не являющиеся членами ЕС, которые приняли данную директиву (или подобные меры), также согласятся с режимом автоматического обмена информацией, и что система налога у источника выплаты может перестать действовать.

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.

Пл отношению к (i) Облигациям, выпущенным в дату, следующую через шесть месяцев после даты «сквозного зарубежного платежа», как этот термин определяется в положениях Федерального реестра США («Дата повторной сертификации»), или (ii) Облигациям, выпущенным в Дату повторной сертификации или ранее, но существенно измененным после этой даты, с Эмитента может, при определенных обстоятельствах, быть взимается налог в соответствии с Разделами с 1471 по 1474 Закона США о внутреннем налогообложении 1986 года с поправками, и соответствующими положениями («**Закон о налогообложении иностранных счетов**») в размере 30% от всех или части выплаты основной суммы и процентов, которые рассматриваются как «сквозной зарубежный платеж», совершенный не ранее 1 января 2017 года, в пользу инвестора или другого неамериканского финансового учреждения, не соответствующего

Закону о налогообложении иностранных счетов, через которое был осуществлён платёж в облигациях не в соответствии с Законом о налогообложении иностранных счетов. На дату составления настоящего Базового проспекта положения, определяющие термин «сквозной зарубежный платеж», еще не были опубликованы.

Нидерланды и США заключили межправительственное соглашение («МПС») с целью содействия реализации Закона о налогообложении иностранных счетов для определенных нидерландских компаний. В соответствии с МПС выплата доходов, полученных в США, нидерландским «финансовым институтам», как этот термин определен в МПС (может включать KMG Finance), не облагается налогом в соответствии с Законом о налогообложении иностранных счетов, если находится в соответствии с МПС. Однако нидерландские финансовые институты должны предоставлять определенную информацию о держателях счетов в США правительству Нидерландов с целью передачи Налоговому управлению США. В настоящий момент МПС не требует удержания со «сквозных зарубежных платежей» (которые могут включать выплаты по Облигациям). Казахстан не заключал межправительственное соглашение с США. В случае применимости Закона о налогообложении иностранных счетов данный вопрос будет оговариваться в соответствующих Окончательных условиях в отношении Облигаций, выпущенных после Даты повторной сертификации.

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, Эмитента, Гаранта, 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 30 июня 2014 года, на консолидированной основе (включая пропорциональную долю участия в совместных 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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, объемы добычи Компании составили 11,2 млн. тонн сырой нефти (4,6 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) и 3,5 млрд. м³ газа (1,5 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 11,2 млн. тонн сырой нефти (4,5 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) и 3,4 млрд. м³ газа (1,4 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, объемы добычи Компании составили 22,6 млн. тонн сырой нефти (9,1 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) и 6,8 млрд. м³ газа (2,8 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях). 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 совместных предприятиях и ассоциированных организациях) и 5,2 млрд. м³ газа (1,6 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных 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 совместных предприятиях и ассоциированных организациях) и 4,5 млрд. м³ газа (0,8 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) за год, закончившийся 31 декабря 2011 года.

Согласно внутренней информации Компании и информации, полученной из Агентства по статистике, объемы добычи Компании по сырой нефти составили 28,2%, 27,6%, 26,9% и 26,3% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, а также за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно, в то время как объемы добычи природного газа Компании составили 16,9%, 16,3%, 12,9% и 11,5% от общих объемов добычи природного газа в Казахстане за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, а также за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг.

На 30 июня 2014 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. Кроме того, на 30 июня 2014 года Компания также участвовала во владении 2 657 км нефтепровода и 2 448 км газопровода в рамках совместных предприятий.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, общий объем произведенных Компанией продуктов нефтепереработки составил 6,7 млн. тонн (5,5 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях).

В 2013 году общий объем произведенных Компанией продуктов нефтепереработки составил 13,2 млн. тонн (10,9 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 13,0 млн. тонн в 2012 году (10,7 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях), в то время, как в 2011 году общий объем произведенных Компанией продуктов нефтепереработки составил 12,6 млн. тонн (10,4 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных 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 2013 года запасы Компании по сырой нефти категорий А+В+С1 составили 776,2 млн. тонн (375,2 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях), а запасы Компании по природному газу категорий А+В+С1 составили 475,5 млрд. м3 (290,0 млрд. м3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях). По состоянию на 31 декабря 2013 года обеспеченность Компании запасами сырой нефти категории А+В+С1 составляла 35,9 лет (44,8 лет за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях), а обеспеченность Компании по запасам природного газа была 69,6 лет (104,8 лет за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях). Обеспеченность запасами рассчитывается путем деления соответствующих запасов на соответствующие объемы добычи. В 2013 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 48,2% (9,6%, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с 40,3% (247,8% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) в 2012 году. Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий А+В+С1 Компании в 2013 году по сравнению с 2012 годом произошло, главным образом, из-за того, что Компания не совершила никаких значительных приобретений добывающих активов и не обнаружила новых месторождений в 2013 году. См. раздел – «Нефтяная и газовая промышленность Казахстана – Классификация запасов» и «Представление информации о финансовой ситуации, запасах и другая информация – Информация об определенных запасах».

Совокупный доход Компании увеличился на 13,4% до 1 607,9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 1 418,1 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года. Чистый доход Компании увеличился на 38,6% до 335,5 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 242,1 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, чистое обесценение недвижимости, машин и оборудования, а также нематериальных активов, за исключением гудвила, снизилось на 57,2%, составив 24,7 млрд. тенге (включая обесценение недвижимости, машин и оборудования РД КМГ на сумму 27,4 млрд. тенге), по сравнению с 57,9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года.

Совокупный доход Компании увеличился на 9,9% до 3 252,7 млрд. тенге за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2014 года, по сравнению с 2 960,4 млрд. тенге за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2012 года. Чистый доход Компании увеличился на 18,2% до 488,6 млрд. тенге за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 413,4 млрд. тенге

за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2012 года. За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2013 года, чистое обесценение недвижимости, машин и оборудования, а также нематериальных активов, за исключением гудвила, снизилось на 24,2%, составив 62,5 млрд. тенге (включая обесценение недвижимости, машин и оборудования РД КМГ на сумму 60,0 млрд. тенге), по сравнению с 82,4 млрд. тенге за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2012 года. 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. Чистое обесценение Компании возросло на 159,9% до 82,4% млрд. тенге (включая обесценение недвижимости, машин и оборудования РД КМГ на сумму 76,3 млрд. тенге) за 12 месяцев, заканчивающихся 31 декабря 2012 года, по сравнению с 45.5 млрд. тенге в 2011 году.

По состоянию на 30 июня 2014 года, совокупные активы компании составили 8 615,1 млрд. тенге по сравнению с 7 558,2 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2013 года, 6 833,7 млрд. тенге на 31 декабря 2012 года и 6 178,0 млрд. тенге на 31 декабря 2011 года.

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

Наименование и направление деятельности	Доля участия %	Описание деятельности
<i>Разведка и добыча</i>		
АО «Разведка-Добыча КазМунайГаз» (далее - РД КМГ)	63.65 ⁽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 2013 года составляли 17,5% от объема запасов сырой нефти Компании. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, объемы добычи РД КМГ составили 3,9 млн. тонн сырой нефти и 402,7 тыс. м ³ газа. За 12 месяцев года, закончившегося 31 декабря 2013 года, объемы добычи РД КМГ составили 8,1 млн. тонн сырой нефти и 797,5 тыс. м ³ газа. По состоянию на 31 декабря 2013 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1 составили 209,7 млн. тонн, запасы газового конденсата категорий А+В+С1 – 4,4 млн. тонн, а запасы газа категорий А+В+С1 – 57 840,7 тыс. м ³ .
		<ul style="list-style-type: none"> • <u>ТОО СП «Казгермунай» (далее - Казгермунай) - 50,00%</u> Казгермунай - совместное предприятие между РД КМГ и ПКИ (через дочернюю организацию), каждая из которых владеет 50% долей участия. Казгермунай осуществляет разработку месторождения Акшабулак в Южном Казахстане. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, объемы добычи Казгермуная, относимые на счет РД КМГ, составили 0,8 млн. тонн сырой нефти и 127,3 тыс. м³ газа. За 12 месяцев года, закончившегося 31 декабря 2013 года, объемы добычи Казгермуная, относимые на счет РД КМГ, составили 1,6 млн. тонн сырой нефти и 259,8 тыс. м³ газа. По состоянию на 31 декабря 2013 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти Казгермуная категорий А+В+С1, относимые на счет РД КМГ, составили 14,3 млн. тонн.
		<ul style="list-style-type: none"> • <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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, объемы добычи ПКИ составили 0,8 млн. тонн сырой нефти и 128,5 тыс. м³ газа, относимые на счет РД КМГ. За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2013 года, объемы добычи ПКИ составили 1,8 млн. тонн сырой нефти и 262,5 тыс. м³ газа, относимые на счет РД КМГ. По состоянию на 31 декабря 2013 года,

согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти ПКИ категорий А+В+С1 составили 19,8 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 - совместное 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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, объемы добычи CCEL составили 0,5 млн. тонн сырой нефти и 6,6 тыс. м³ газа. За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2013 года, объемы добычи CCEL составили 1,0 млн. тонн сырой нефти и 12,8 тыс. м³ газа, а на 31 декабря 2013 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1 составили 27,2 млн. тонн, в каждом случае относимые на счет РД КМГ, исходя из доли участия РД КМГ в CCEL.

ТОО 20,00

«Тенгизшевройл»
(далее - ТШО)

ТШО - совместное 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 2013 года составили 30,3% запасов Компании по сырой нефти категорий А+В+С1. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, уровень добычи ТШО, относимый на счет Компании, составил 2,7 млн. тонн сырой нефти и 1 450,0 тыс. м³ газа. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, уровень добычи ТШО, относимый на счет Компании, составил 5,42 млн. тонн сырой нефти и 2 910,0 тыс. м³ газа. По состоянию на 31 декабря 2013 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1, относимые на счет Компании, составили 235,6 млн. тонн, а запасы газа категорий А+В+С1, относимые на счет Компании, составили 120 385,7 тыс. м³ газа.

Консорциум Северо- 16,88
Каспийского проекта
(далее - КСКП)

КСКП - консорциум, между KMG Kashagan B.V. (16,9), AGIP Caspian Sea B.V (16,8%), ExxonMobil Kazakhstan (16,8%), INPEX North Caspian Sea Ltd (7,6%), CNPC (8,3%), 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 NCOС - сформированным совместно контролируемым предприятием, созданным бывшими участниками КСКП в той же пропорции долевого участия, что и в КСКП. Добыча началась в сентябре 2013 года, но к настоящему моменту была остановлена. По состоянию на дату составления настоящего Базового Проспекта ожидается, что добыча на месторождении Кашаган начнется в 2016 году, хотя нельзя гарантировать, что дальнейших переносов начала добычи на другой срок не будет. Согласно казахстанской методологии, на 31 декабря 2013 года запасы сырой нефти КСКП категорий А+В+С1, относимые на счет Компании, составили 145,1 млн. тонн, что составляет 18,7% от запасов Компании по нефти категорий А+В+С1, исходя из принадлежащей Компании 16,88% доли участия в КСКП.

АО 50,00
«Мангистаумунайгаз»
(далее - ММГ)

ММГ - занимающаяся добычей и разведкой нефтегазовая компания, собственником которой является «Mangistau Investments B.V.» (далее - MIBV) - совместное предприятие между КМГ и «CNPC Exploration and Development Company Ltd.» (далее - CNPC E&D), в котором каждому участнику принадлежит 50% доли участия. КМГ приобрела свою долю участия в ММГ 25 ноября 2009 года. ММГ является одной из крупнейших нефтедобывающих компаний Казахстана и осуществляет разработку месторождения Каламкас, одного из крупнейших месторождений в Казахстане, согласно Контракту на недропользование, срок которого истекает в 2027 году. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, уровень добычи ММГ составил 1,5 млн. тонн нефти и 154,4 тыс. м³ газа. За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2013 года, уровень добычи ММГ составил 3,0 млн. тонн нефти и 262,4 млн. м³ газа. По состоянию на 31 декабря 2013 года запасы месторождения Каламкас по сырой нефти категорий А+В+С1 оценивались в 35,7 млн. тонн, запасы газа категорий А+В+С1 в 13 506,0 тыс. м³, относимые на счет Компании, и составили 4,6% и 2,8% 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 2013 года оценивались в 28,8 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 13 013,1 тыс. м³ газа категорий А+В+С1 и составили 3,7% и 2,7% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий А+В+С1, соответственно.

Karachaganak 10,00
Petroleum Operating

КРО является консорциумом, действующим в рамках договора о совместной деятельности между Обществом (10%), Группой BG (29,25%), Agip (29,25%), Chevron

BEVY. (КРО)

(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 2013 года, КРО располагало запасами сырой нефти категории А + В + С1 в 13,0 млн. тонн, и запасами газа 74 240,6 м³, приходящимися на долю Компании, что составляет 1,7% и 15,7% запасов сырой нефти и газа Компании по категориям А + В + С1, соответственно. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, КРО произвела 0.5 млн. тонн нефти и 902,3 тыс. м³ газа, приходящихся на долю Компании. За год месяцев, закончившийся 31 декабря 2013 года, КРО произвела 1,0 млн. тонн нефти и 1644,0 тыс. кубометров м³ газа, приходящихся на долю Компании.

Транспортные активы

АО «КазТрансОйл» 90,00 (плюс одна акция)
(далее - КТО)

КТО - транспортная компания, которая владеет и эксплуатирует крупнейшую в Казахстане систему трубопроводов по транспортировке сырой нефти. В систему трубопроводов КТО входит трубопровод «Узень-Атырау-Самара» (далее - **Трубопровод УАС**) в Западном Казахстане, по которому осуществляется доставка нефти в российскую трубопроводную сеть «Транснефть» для дальнейшей доставки нефти в черноморские порты или напрямую в Европу. На 30 июня 2014 года протяженность сетей трубопроводов КТО составила 5 495 км с трубами диаметром 0,5 м и 1,8 м. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, объем транспортировки сырой нефти через трубопроводы КТО составил 39,9 млн. тонн. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводной сети КТО составили 86,0 млн. тонн. В декабре 2013 г. Компания продала приблизительно 10% акций КТО казахстанским инвесторам, в качестве части Государственной программы «Народное IPO».

- ТОО СП «Казахстанско-Китайский Трубопровод» (далее - ККТ) -50.00%

ККТ - совместное 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 («**нефтепровод КК**»), целью строительства которой является создание транспортного коридора для экспорта казахстанской нефти в Китай. По состоянию на 30 июня 2014 года общая протяженность трубопровода Атасу-Алашанькоу составила [962] км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014, объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу составили 6,1 млн. тонн, а за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу составили 11,8 млн. тонн, и эти суммы не включены 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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Кенкияк-Кумколь составили 2,9 млн. тонн. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Кенкияк-Кумколь составили 6,0 млн. тонн, и эти суммы не включены в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки по нефтепроводам. Согласно договору между Компанией и CNODC ожидается, что мощность нефтепровода Кенкияк-Кумколь увеличится до 20 млн. тонн сырой нефти в год к концу 2015 года.

- АО СП «Северо-Западная Трубопроводная Компания «МунайТас» (далее – МунайТас) - 51,00%

МунайТас - совместное предприятие между КТО (51% доля) и компанией «CNPC Exploration and Development Company Ltd.» (далее - **CNPC E&D**) (49% доля). МунайТас построил нефтепровод Кенкияк-Атырау, который берет свое начало в городе Кенкияк в Актюбинской области в Западном Казахстане, заканчивается в городе Атырау и представляет собой одну из трех нефтепроводных 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 («**нефтепровод КТК**»). Оператором трубопровода Кенкияк-Атырау является КТО. По состоянию на

30 июня 2014 года протяженность нефтепровода Кенкияк-Атырау составила 448,8 км с трубами диаметром от 0,5 до 1,8 м. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составили 1,3 млн. тонн. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составили 3,4 млн. тонн, и эти суммы не включены в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки.

АО «КазТрансГаз» 100,00
(далее - КТГ)

КТГ - транспортная компания, которая владеет 100%-ной долей участия в нескольких казахстанских региональных газораспределительных компаниях и в АО «Интергаз Центральная Азия» (далее - ИЦА), которое, 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 2014 года общая протяженность сети газопроводов ИЦА составила 11 272 км, включая 131 км труб с диаметром менее 0,5 м и 11 141 км труб с диаметром от 0,5 до 1,4 м. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014, объем транспортировки по сети газопроводов ИЦА составил 45,7 млрд. м³ газа. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, объем транспортировки по сети газопроводов ИЦА составил 93,6 млрд. м³ газа. В соответствии с законом, регулирующим газовую отрасль, КТГ назначена «национальным оператором» по транспортировке газа.

- ТОО «Азиатский Газопровод» (далее – АГП) - 50.00%

АГП - совместное 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 («**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 шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, АГП пропустил 13,9 млрд. м³ газа. В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, ТОО «Азиатский газопровод» пропустил 28,0 млрд. м³ газа.

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

BSGP совместное 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.

Перерабатывающие активы

АО «КазМунайГаз» 100,00
Переработка и
Маркетинг» («КМГ
ПМ»)

КМГ ПМ (ранее АО «Торговый Дом «КазМунайГаз»») - основное предприятие Компании по переработке, маркетингу и торговле. Через КМГ ПМ Компания имеет существенную или контрольную долю участия во всех трех основных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана - Атырауском НПЗ, Шымкентском НПЗ и Павлодарском НПЗ. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, объемы производства КМГ ПМ составили 6,7 млн. тонн продуктов (нефте)переработки. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, объемы производства КМГ ПМ составили 13,2 млн. тонн продуктов (нефте)переработки.

Основными перерабатывающими активами КМГ ПМ являются:

- Павлодар

КМГ ПМ владеет 100%-ной долей участия в Павлодарском НПЗ. По состоянию на 30 июня 2014 года проектная мощность Павлодарского НПЗ составила 20 548 тонн нефти в день. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, на Павлодарском НПЗ было переработано 2,4 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 2,2 млн. тонн. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, на Павлодарском НПЗ было переработано 5,1 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 4,5 млн. тонн.

- Атырау

КМГ ПМ принадлежит 99,53% доли участия в нефтеперерабатывающем заводе, расположенном в г. Атырау в Западном Казахстане (далее - Атырауский НПЗ). На 30 июня 2014 года проектная мощность Атырауского НПЗ составила 13 698 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 12 993 тонн нефти в день. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, на Атырауском НПЗ было переработано 2,4 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 2,2 млн. тонн. За год, закончившихся 31 декабря 2013 года, на Атырауском НПЗ было переработано 4,4 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 4,2 млн. тонн.

- Шымкент

КМГ ПМ через компанию «Валсера Холдингз Би.Ви.» косвенно владеет 49,72% доли участия в ТОО «ПетроказахстанОйлПродуктс», которое, в свою очередь, владеет нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в г. Шымкенте в Южном Казахстане (далее - Шымкентский НПЗ). На 30 июня 2014 года проектная мощность Шымкентского НПЗ составила 16 438 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 14 246 тонну нефти в день. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, на Шымкентском НПЗ было переработано 1,2 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки, относимый на счет Компании, составил 1,1 млн. тонн. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, на Шымкентском НПЗ было переработано 2,4 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки, относимый на счет Компании, составил 2,2 млн. тонн.

KMG International 100,00

В марте 2014 года Совет директоров The Rompetrol Group N.V. сменил фирменное наименование на KazMunayGas International N.V. в соответствии со стратегией Компании продвигать в Группе единый бренд. Торговая сеть компании KMG International 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 KMG International. KMG International 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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, KMG International произвела 2,5 млн. тонн продуктов нефтепереработки, 2,3 млн. тонн из которых было произведено на НПЗ Петромидиа. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, KMG International произвела 4,3 млн. тонн продуктов нефтепереработки, 4,1 млн. тонн из которых было произведено на НПЗ Петромидиа.

Примечания:

(1) – По состоянию на 30 июня 2014 года, как процент от выпущенных обыкновенных голосующих акций 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.

Единственный акционер и отношения с государством

Компания находится в полном косвенном владении государства. См. раздел «Акционерный капитал, единственный 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, займствований, управления рисками и распределением активов), а также осуществлять контроль их исполнения.

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) (**«Закон о недропользовании 2010»**) (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. См. *«Нефтегазовая Промышленность Казахстана - Органы Управления - Министерство Энергетики»*.

В июне 2010 года Компания создала ТОО «PSA», дочернее предприятие с долей Компании в 100% и уставным капиталом 5 000 миллионов тенге. ТОО «PSA» несет ответственность за СРП, охватывающие Северо-Каспийский проект (месторождение Кашаган), месторождения Карачаганак и Дунга.

И хотя юридически ТОО «PSA» принадлежало Компании, на дату настоящего Базового проспекта 100% долевого участия были переведены Министерству нефти и газа, и доля находится в руках Министерства энергетики РК («Министерство энергетики») по соглашению о доверительном управлении, которое Министерство заключило с компанией. Основной целью ТОО «PSA» является контроль и защита интересов Правительства посредством контроля над выполнением обязательств сторонами в соответствии с соглашениями о разделе продукции (PSA). По решениям Межправительственного Комитета по вопросам развития нефтяного, газового и энергетического сектора, ряд функций и полномочий Министерства энергетики как преемника МОГ и уполномоченного органа по соглашениям о разделе продукции передавались и передаются ТОО «PSA». В то время принятия крупных решений говорилось о том, что подобное делегирование полномочий носит лишь временный характер, и Компания понимает, что правительство обдумывает варианты о переводе доли ТОО «PSA» от Компании Министерству энергетики. Однако на момент составления данного Базового проспекта никаких изменений собственности по договоренностям о доверительном управлении ТОО «PSA» не произошло, и передача полномочий остается в силе. Министерство энергетики, Компания и ТОО «PSA» продолжают переговоры о том, каким образом лучше всего оптимизировать структуру, чтобы защитить интересы всех сторон. На момент составления данного Базового проспекта никаких решений или действий в краткосрочной перспективе не ожидается.

Ни создание Министерства нефти и газа в 2010 года, ни последующее создание ТОО «PSA» и передача ему функций «уполномоченного органа» по соглашениям о разделе продукции, ни последняя правительственная реорганизация и создания Министерства энергетики не оказывали негативного влияния, и не ожидается, что будут оказывать, на статус Компании как уполномоченного бенефициара преимущественных прав Правительства на приобретение доли в соглашениях о пользовании недрами, или запасами природными ресурсами, или другими активами, представляющими коммерческий интерес.

Кредитные рейтинги

Компании присвоены долгосрочные рейтинги в иностранной валюте: Baa3 (прогноз - стабильный) агентством Moody's Investors Service («**Moody's**»), BB+ (прогноз – стабильный) агентством Standard & Poor's Rating Services («**S&P**»), BBB- (прогноз – негативный) агентством Fitch Ratings («**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

Компания KMG Finance была зарегистрирована как частная компания с ограниченной ответственностью (besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid or B.V.) в соответствии с законодательством Нидерландов 6 июня 2006 года на неограниченный срок. Компания зарегистрирована в Амстердаме. Адрес KMG Finance: Страминскийлаан, 807 (Strawinskylaan 807) (WTC Башня А, 8-й этаж), 1077 XX Амстердам, Нидерланды, телефонный номер +31 020 5752390. KMG Finance была зарегистрирована Торгово-промышленной палатой Нидерландов под номером 34249875. KMG Finance является прямым дочерним предприятием со стопроцентным участием компании Соöperative KazMunaiGaz U.A., которая зарегистрирована в Нидерландах. Компания является членом Соöperatieve KazMunaiGaz U.A., наряду с LLP KMG KumKol, которая в свою очередь является дочерним предприятием со 100-процентным участием 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 Облигаций, KMG Finance):** (касательно АО Национальная Компания «КазМунайГаз» выпущенных
- Организаторы:** Citigroup Global Markets Limited, Credit Suisse Securities (Europe) Limited, Deutsche Bank AG, филиал в Лондоне, UBS Limited, АО «Skybridge Invest» и АО «Казкоммерц Секьюритиз».
- Дилеры:** Citigroup Global Markets Limited, Credit Suisse Securities (Europe) Limited, Deutsche Bank AG, филиал в Лондоне, UBS Limited, АО «Skybridge Invest» и АО «Казкоммерц Секьюритиз», назначаемые 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.

Разрешения НБК:

Компания не вправе выпустить, разместить или зарегистрировать Облигации на бирже за пределами Казахстана без предварительных разрешений НБК на выпуск и размещение Облигаций 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 3a. 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, 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 Правилом 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

- (с) 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 штрафуется Нидерландами или Казахстаном, любой административно-территориальной единицей или органом власти, имеющими право облагать налогом Облигации (в том числе, если применимо, платежи Гаранта согласно Гарантии), соответствующий Эмитент или (в зависимости от обстоятельств) Гарант, за некоторыми исключениями и ограничениями, выплачивает такие дополнительные суммы держателю любой Облигации, что будет указано в квитанции на такие суммы Держателей Облигаций, полученной, если бы такое удержание или вычет за счет таких налогов не требовались.

См. раздел «*Условия выпуска Облигаций – Условие 8. Налогообложение*».

ERISA (Закон о пенсионном обеспечении работников) В общем случае, облигации могут приобретаться и находиться во владении согласно планам социального обеспечения работников и другим планам, в отношении которых действует Закон о пенсионном обеспечении работников (ERISA) или Раздел 4975 Кодекса (согласно приведенному ниже определению). Считается, что покупатель, получатели и держатели Облигаций представили заверения согласно Закону о пенсионном обеспечении работников и Разделу 4975 Кодекса. См. «*Отдельные аспекты Закона о пенсионном обеспечении*».

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.

Ограничения торговли: 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.

Факторы риска:

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»*.

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. KMG Finance имеет местонахождения в Амстердаме. Адрес KMG Finance: Страминскийлаан, 807 (Strawinskylaan 807) (WTC Башня А, 8-й этаж), 1077 XX Амстердам, Нидерланды, телефонный номер +31 020 5752390. KMG Finance была зарегистрирована Торгово-промышленной палатой Нидерландов под номером 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 30 июня 2014 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 трех управляющих директоров: г-н Аслан Аубекеров, служебный адрес совпадает со служебным адресом KMG Finance, г-н Отмар Е. Каролус, служебный адрес совпадает с служебным адресом KMG Finance; и г-жа Шара Танатарова, которая также является Директором департамента по управлению активами 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: Srrawinskylaan 807 (WTC Tower A, 8й 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 het financieel toezicht) («ЗФН») к KMG Finance не применимо, поскольку она не привлекает от населения подлежащих погашению средств.

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 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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 года, а также по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 года (в зависимости от обстоятельств), взята из Финансовой отчетности и должна рассматриваться совместно с Промежуточной финансовой отчетностью, Финансовой отчетностью за 2013 год и Финансовой отчетностью за 2012 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 отчетность, Финансовая отчетность за 2013 год, а также Финансовая отчетность за 2012 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

	На 30 июня			По состоянию на 31 Декабря			% изменения с 31 декабря 2013 года по 30 июня 2014 года	% изменения с 31 декабря по 31 декабря	
	2014 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽²⁾	2013	2012	2011			
	(неауди- рованные)	(неауди- рованные)	(неауди- рованные)				гг.	гг.	
	(млн. долл. США)	(млн. долл. тенге)	(млн. долл. США)	(млн. тенге)			%		
АКТИВЫ КОМПАНИИ									
Необоротные активы									
Недвижимость, заводы и оборудование...	23 161,5	4 250 590,7	24 341,1	3 739 035,7	3 423 256,4	2 837 365,8	13,7	9,2	20,6
разведочные и оценочные активы	1 355,2	248 701,3	1 443,3	221 699,9	185 284,2	160 312,5	12,2	19,7	15,6
инвестиционное имущество	152,2	27 938,9	183,9	28 243,3	—	—	(1,1)	—	—
нематериальные активы	1 122,9	206 068,2	1 304,9	200 442,9	201 207,9	197 952,8	2,8	(0,4)	1,6
Долгосрочные депозитные счета в банках	509,9	93 574,8	533,4	81 935,7	2 487,5	9 909,0	14,2	3 193,9	(74,9)
Вложения в совместные предприятия и дочерние компании.....	6 640,2	1 218 611,5	6 500,2	998 490,1	894 097,0	919 155,4	22,0	11,7	(2,7)
активы по отсроченному налогу на прибыль	260,5	47 808,9	193,3	29 688,5	34 167,4	10 605,6	61,0	(13,1)	222,2
НДС к возмещению	116,0	21 283,8	123,2	18 921,8	8 641,4	49 328,7	12,5	119,0	(82,5)
авансирование для внеоборотных активов	532,9	97 796,9	550,1	84 500,2	117 846,0	76 785,2	15,7	(28,3)	53,5
долговые обязательства к получению от связанной стороны.....	201,8	37 030,8	240,4	36 922,7	36 725,6	36 551,5	0,3	0,5	0,5
векселя к получению от акционера совместного предприятия	94,7	17 381,3	86,1	13 222,4	14 326,5	18 138,2	31,5	(7,7)	(21,0)
векселя к получению от ассоциированной компании	150,3	27 576,8	145,9	22 411,9	20 721,9	19 220,6	23,0	8,2	7,8
Заемствование, причитающееся со связанной стороны	160,6	29 472,1	146,9	22 558,7	16 637,5	67 121,2	30,6	35,6	(75,2)
Прочие необоротные активы	143,1	26 263,9	183,8	28 237,4	30 347,1	11 738,6	(7,0)	(7,0)	158,5
	34 601,6	6 350 099,9	35 976,2	5 526 311,4	4 985 746,4	4 414 185,1	14,9	10,8	12,9
Оборотные активы									
товарно-материальные запасы	1 274,2	233 845,6	1 330,3	204 342,0	203 281,3	202 852,5	14,4	0,5	0,2
НДС к возмещению	838,4	153 856,3	986,6	151 553,6	123 223,7	39 826,4	1,5	23,0	209,4
подходный налог по предоплате.....	232,6	42 685,0	340,8	52 345,6	42 556,0	30 735,7	(18,5)	23,0	38,5
счёт расчётов с покупателями.....	1 414,4	259 567,2	1 851,7	284 447,0	219 286,8	185 634,8	(8,7)	29,7	18,1
Краткосрочные финансовые активы	4 291,4	787 561,7	5 303,0	814 592,1	659 577,8	503 556,1	(3,3)	23,5	31,0
долговые обязательства к получению от связанной стороны	12,1	2 220,0	28,9	4 440,0	4 440,0	—	(50,0)	0,0	100,0
векселя к получению от акционера совместного предприятия	13,3	2 445,2	25,8	3 969,2	3 895,3	1 361,1	(38,4)	19,0	186,2
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	193,4	35 492,5	125,4	19 262,7	34 820,9	29 383,2	84,3	(44,7)	18,5
469,9	86 243,4	482,3	74 084,7	130,586,0	188 422,5	16,4	(43,3)	(30,7)	
Прочие текущие активы	3 520,1	646 005,1	2 651,7	407 326,8	415 085,5	581 952,9	58,6	(1,9)	(28,7)
денежные средства и их эквиваленты	12 259,8	2 249 922,0	13 126,5	2 016 363,8	1 836 753,4	1 763 725,2	11,6	9,8	4,1
активы, классифицируемые как предназначенные для продажи	82,1	15 067,8	101,0	15 510,7	11 221,6	138,5	(2,9)	38,2	8 002,2
	12 341,9	2 264 989,8	13 227,5	2 031 874,5	1 847 975,0	1 763 863,7	11,5	10,0	4,8
ИТОГО АКТИВЫ.....	46 943,6	8 615 089,8	49 203,7	7 558 185,8	6 833 721,4	6 178 048,8	14,0	10,6	10,6
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА									
Капитал									
Акционерный капитал.....	2 998,6	550 309,0	3 557,6	546 485,5	527 760,5	341 393,8	0,7	3,5	54,6
резервный фонд капитала.....	144,1	26 437,5	127,9	19 645,9	19 062,7	17 314,4	34,6	3,1	10,1
Прочий капитал	11,8	2 156,6	14,2	2 185,8	2 180,4	1 966,0	(1,3)	0,2	10,9
резерв пересчета валюты.....	2 487,5	456 498,6	1 757,4	269 950,8	222 112,3	188 573,1	69,1	21,5	17,8
чистая прибыль	15 642,9	2 870 787,6	17 000,0	2 611 368,0	2 241 272,5	2 033 113,2	9,9	16,5	10,2
связанный с акционерами родительской компании.....	21 284,8	3 906 189,3	22 457,1	3 449 636,0	3 012 388,4	2 582 360,5	13,2	14,5	16,7
Неконтролируемые проценты.....	3 415,1	626 731,9	3 818,5	586 555,0	581 147,3	581 657,6	6,8	0,9	(0,1)
Итого собственного капитала.....	24 699,9	4 532 921,2	26 275,6	4 036 191,0	3 593 535,7	3 164 018,1	12,3	12,3	13,6
отсроченные обязательства									
заемствованные средства	11 365,3	2 085 767,1	13 055,3	2 005 432,1	1 593 704,3	1 634 843,5	4,0	25,8	(2,5)
К оплате за приобретение дополнительных процентов в Северокаспийском Проекте	2 135,5	391 912,0	1 398,9	214 885,8	226 366,7	320 926,7	82,4	(5,1)	(29,5)
К оплате за приобретение дочерней компании	—	—	—	—	—	6 383,5	—	—	—
финансовая гарантия	103,8	19 052,0	—	—	—	—	—	—	—
ассигнования	714,7	131 168,5	745,9	114 584,8	115 117,8	70 309,4	14,5	(0,5)	63,7
отсроченная задолженность по налогообложению.....	988,0	181 324,1	1 028,5	157 991,1	154 546,4	149 590,0	14,8	2,2	3,3
Прочие отсроченные обязательства	71,8	13 169,8	90,2	13 850,0	26 174,9	12 672,1	(4,9)	(47,1)	106,6
	15 379,2	2 822 393,4	16 318,9	2 506 743,8	2 115 910,1	2 194 725,2	12,6	18,5	(3,6)
текущие обязательства									
заемствованные средства	3 333,3	611 730,9	1 964,1	301 710,8	469 943,9	282 941,4	102,8	(35,8)	66,1
ассигнования	584,1	107 192,3	468,8	72 006,1	34 599,0	52 606,9	48,9	108,1	(34,2)
финансовая гарантия	8,3	1 519,6	—	—	—	—	—	—	—
налоги к оплате	156,5	28 715,8	360,4	55 365,1	48 103,2	2 246,7	(48,1)	15,1	2 041,1
торговая кредиторская задолженность.....	1 256,7	230 630,3	1 603,8	246 359,1	227 115,8	242 636,9	(6,4)	8,5	(6,4)
К оплате за приобретение дополнительных процентов в Северокаспийском Проекте	—	—	699,5	107 444,0	113 183,3	—	—	(5,1)	100

	На 30 июня			По состоянию на 31 Декабря			% изменения с 31 декабря 2013 года по 30 июня 2014 года	% изменения с 31 декабря по 31 декабря	
	2014 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽²⁾	2013	2012	2011		2012 и 2013 гг.	2011 и 2012 гг.
	(неауди- рованные)	(неауди- рованные)	(неауди- рованные)						
	(млн. долл. США)	(млн. тенге)	(млн. долл. США)	(млн. тенге)				%	
прочие налоги к оплате	733,9	134 684,3	713,8	109 643,4	109 435,0	98 897,7	22,8	0,2	10,7
производные ценные бумаги	6,1	1 116,3	2,9	441,1	372,0	179,0	153,1	18,6	107,8
Прочие текущие обязательства	771,4	141 566,9	776,0	119 197,7	117 740,8	139 796,9	18,8	1,2	(15,8)
	6 850,2	1 257 156,4	6 589,2	1 012 167,2	1 120 493,0	819 305,5	24,2	(9,7)	36,8
Обязательства, напрямую связанные с активами, классифицируемыми как предназначенные для продажи	14,3	2 618,8	20,1	3 084,0	3 782,6	—	(15,1)	(18,5)	100
общая сумма обязательств	22 243,7	4 082 168,6	22 928,2	3 521 994,9	3 240 185,7	3 014 030,7	15,9	8,7	7,5
ИТОГО собственного капитала и обязательств	46 943,6	8 615 089,8	49 203,7	7 558 185,8	6 833 721,4	6 178 048,8	14,0	10,6	10,6

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 183,52 тенге за 1 доллар США, установленному КФБ на 30 июня 2014 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 154,06 тенге за 1 доллар США, установленному КФБ на 31 декабря 2013 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.

Данные консолидированного отчета о совокупном доходе

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня						За год, закончившийся 31 декабря			% разница между		
	2014 ⁽¹⁾ (неаудированный)		2014 (неаудированный)		2013 (неаудированный)		2013 ⁽²⁾ (неаудированный)			шесть мес., законч. 30 июня	годами, закончившимися 31 декабря	
	(млн. долл. США)		(млн. тенге)		(млн. долл. США)		(млн. тенге)			2013 и 2014	2012 и 2013	2011 и 2012
										2013 и 2012 (%)		
Выручка	9 029,5	1 607 886,6	1 418 090,8	21 379,8	3 252 719,1	2 960 418,5	2 625 255,7		13,4	9,9	12,8	
Себестоимость реализованной продукции	(6 237,2)	(1 110 660,1)	(990 144,5)	(15 473,3)	(2 354 108,9)	(2 090 818,1)	(1 836 061,1)		(12,2)	(12,6)	(13,9)	
Валовой доход	2 792,3	497 226,5	427 946,3	5 906,5	898 610,2	869 600,4	789 194,6		16,2	3,3	10,2	
Общие административные расходы	(398,6)	(70 975,1)	(79 914,2)	(1 069,6)	(162 733,4)	(163 051,5)	(164 912,3)		11,2	0,2	1,1	
Транспортные расходы и расходы на продажу	(1 039,8)	(185 148,9)	(146 133,4)	(2 183,3)	(332 166,0)	(360 696,8)	(350 706,7)		(26,7)	7,9	(2,8)	
Обесценение гудвила	—	—	—	—	—	—	(2 371,4)		—	—	—	
Обесценение недвижимости, машин и оборудования	(139,0)	(24 748,7)	(57 859,9)	(410,7)	(62 482,6)	(82 389,7)	(45 456,4)		57,2	24,2	(81,3)	
Доходы (убытки) от выбытия недвижимости, машин и оборудования	(20,5)	(3 655,1)	(1 799,2)	(32,5)	(4 940,9)	(3 825,5)	3 277,0		(103,2)	(29,2)	(216,7)	
Доход от реализации дочерних организаций	—	—	—	—	—	9 642,4	—		—	—	100	
Прочий доход от основной деятельности	58,8	10 464,1	15 782,8	202,1	30 747,9	27 527,0	15 370,1		(33,7)	11,7	79,1	
Прочие расходы по основной деятельности	(46,9)	(8 358,3)	(3 685,3)	(113,6)	(17 288,3)	(16 846,4)	(11 437,9)		(126,8)	(2,6)	(47,3)	
Чистая положительная (отрицательная) курсовая разница	454,3	80 901,4	8 627,3	(145,9)	(22 202,0)	(18 005,7)	(8 758,9)		(1037,7)	(23,3)	(105,6)	
Доходы от финансирования	159,8	28 450,7	17 281,0	278,6	42 388,4	29 024,4	45 583,5		64,6	46,0	(36,3)	
Расходы на финансирование	(571,8)	(101 820,7)	(87 234,7)	(1 128,9)	(171 743,9)	(169 183,8)	(171 190,2)		(16,7)	(1,5)	1,2	
Обесценение гудвила	(9,1)	(1 622,2)	—	—	—	—	—		100	—	—	
Обесценение инвестиций в совместные и ассоциированные предприятия	(1,9)	(343,4)	—	—	—	(2 955,5)	—		100	100	100	
Доля дохода от СП и ассоциированных организаций	1 250,6	222 695,9	245 672,6	3 178,1	483 517,4	471 086,5	534 622,9		(9,4)	2,6	(11,9)	
Прибыль до вычета подоходного налога	2 488,2	443 066,2	321 428,7	4 480,8	681 706,8	589 925,8	633 214,3		37,8	15,6	(6,8)	
Расходы по подоходному налогу	(602,6)	(107 305,6)	(79 193,4)	1 271,2	(193 395,9)	(177 130,7)	(153 147,2)		(35,5)	(9,2)	(15,7)	
Прибыль за период от продолжаемой деятельности	1 885,6	335 760,5	242 235,3	3 209,6	488 310,9	412 795,1	480 067,1		38,6	18,3	(14,0)	
Убытки за год после подоходного налога от прекращенной деятельности	(1,2)	(219,5)	(163,8)	2,2	331,3	628,1	(1 353,2)		(34,0)	(47,3)	146,4	
Прибыль за период	1 884,3	335 541,0	242 071,4	3 211,8	488 642,2	413 423,2	478 713,9		38,6	18,2	(13,6)	
Держатели акций												
Компании	1 474,6	262 578,5	230 642,2	2 898,4	440 955,1	369 420,4	422 421,6		13,8	19,4	(12,5)	
Доля меньшинства	409,7	72 962,5	11 429,2	313,4	47 687,1	44 002,8	56 292,3		538,4	8,4	(21,8)	
	1 884,3	335 541,0	242 071,4	3 211,8	488 642,2	413 423,2	478 713,9		38,6	18,2	(13,6)	
Прочий совокупный доход												
Пересчет иностранных валют	1 166,5	207 716,1	17 059,9	324,3	49 338,5	34 834,2	16 410,1		1 117,6	41,6	112,3	
Актуарные убытки по пенсионным планам с установленными выплатами	7,2	(1 288,6)	—	(20,2)	3 066,5	—	—		100,0	100,0	—	
Влияние налога на прибыль	1,1	192,7	—	2,8	421,2	—	—		100,0	100,0	—	
Реализованный убыток от имеющихся в наличии для продажи финансовых инвестиций, реклассифицированных в прибыль за период	1 166,5	206 620,2	17 059,9	324,3	46 693,1,5	34 834,2	16 410,1		1 111,1	34,0	112,3	
Прочий совокупный доход (убыток) за период	3 044,7	542 161,2	259 131,3	3 518,7	535 335,4	448 257,4	495 124,0		109,2	19,4	(9,5)	
Всего совокупный убыток за период	2 516,5	448 107,7	247 148,7	3 196,1	486 251,5	402 959,6	437 663,9		81,3	20,7	(7,9)	
Держатели акций												
Компании	528,2	94 053,6	11 982,6	322,6	49 083,8	45 297,8	57 460,1		684,9	8,4	(21,2)	
Доля меньшинства	3 044,7	542 161,2	259 131,3	3 518,7	535 335,4	448 257,4	495 124,0		109,2	19,4	(9,5)	

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 178,07 тенге за 1 доллар США, установленному КФБ за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 152,14 тенге за 1 доллар США, установленному КФБ за год, закончившийся 31 декабря 2013 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.

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 и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня		По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря			
	2014 (неаудированные) <i>(миллионы долларов США)</i>	2014 (неаудированные) <i>(миллиарды тенге, за вычетом коэффициентов)</i>	2013 (неаудированные) <i>(миллионы долларов США)</i>	2013	2012	2011
ЕВИГ ⁽¹⁾⁽³⁾	3 060,0	544,9	5 609,6	853,5	759,1	804,4
ЕВИТДА ⁽¹⁾⁽⁴⁾	3 777,9	672,7	7 207,6	1 096,3	1 008,1	998,7
Задолженность (включая текущие платежи) ⁽²⁾⁽⁵⁾	14 698,7	2 697,5	15 019,5	2 307,1	2 063,6	1 917,8
Капитал ⁽²⁾⁽⁶⁾	24 699,9	4 532,9	26 275,6	4 036,2	3 593,5	3 164,0
Капитализация ⁽²⁾⁽⁷⁾	39 398,5	7 230,4	41 295,1	6 343,3	5 657,2	5 081,8
Чистая капитализация ⁽²⁾⁽⁸⁾	35 878,5	6 584,4	38 643,4	5 936,0	5 242,1	4 499,9
Чистая задолженность ⁽²⁾⁽⁹⁾	11 178,6	2 051,5	12 367,8	1 899,8	1 648,6	1 335,8
Задолженность/ЕВИТДА ⁽¹⁰⁾	—	—	—	2,10	2,05	1,92
Чистая задолженность / Чистая капитализация ⁽¹⁰⁾	—	—	—	0,32	0,31	0,30
Задолженность / Капитал ⁽¹⁰⁾	—	—	—	0,57	0,57	0,61
Текущая ликвидность ⁽¹⁰⁾	—	—	—	1,99	1,64	2,15
ЕВИГ/затраты на финансирование ⁽¹⁰⁾	—	—	—	4,97	4,49	4,70

Примечания:

Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 178,07 тенге за 1 доллар США, опубликованному на КФБ за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, и по курсу 152,14 за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, соответственно. 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.

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 183,52 тенге за 1 доллар США, установленному КФБ на 30 июня 2014 года, и по курсу 153,61, установленному КФБ на 31 декабря 2013 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) Компания рассчитывает показатель ЕВИГ за соответствующий период как прибыль до уплаты налогов за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.
- (3) Показатель ЕВИТДА за соответствующий период - ЕВИГ за указанный период плюс истощение, износ, амортизация и обесценение долгосрочных активов за указанный период.
- (4) Задолженность – текущая позиция по займам плюс позиция по займам, отличная от текущей, на 30 июня соответствующего периода.
- (5) Капитал является общим капиталом по состоянию на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (6) Капитализация является совокупностью долга и капитала по состоянию на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (7) Чистая капитализация является совокупностью чистого долга и капитала по состоянию на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (8) Чистый долг равняется долг минус наличные средства и денежные эквиваленты на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода в зависимости от ситуации.

- (9) Коэффициенты на окончание периода в шесть месяцев и для шести месяцев, которые заканчиваются 30 июня 2014 и 2013 гг. могут не в полной мере свидетельствовать о показателях за целый год, поэтому не представлены в данном Базовом Проспекте.
- (10) Текущая ликвидность представляет собой активы на 31 декабря соответствующего года, поделенные на краткосрочные задолженности соответствующего года.

В следующей таблице показано отношение ЕВИТ и ЕВИТДА к прибыли до вычета корпоративного подоходного налога:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня			За и на год, закончившийся 31 декабря				
	2014 ⁽¹⁾	2014	2013	2013 ⁽¹⁾	2013	2012	2011	
	(неаудир.) (млн. долл. США)	(неаудир.) (млн. тенге, кроме коэффициентов)	(неаудир.) (млн. тенге, кроме коэффициентов)	(неаудир.) (млн. долл. США)	(млн. тенге, кроме коэффициентов)			
Прибыль до уплаты подоходного налога....		2 488,2	443,1	321,4	4 480,8	681,7	589,9	633,2
Расходы на финансирование.....		(571,8)	(101,8)	(87,2)	128,9	(171,7)	(169,2)	(171,2)
ЕВИТ ⁽²⁾		3 060,0	544,9	408,7	5 609,6	853,5	759,1	804,4
Износ, истощение и амортизация.....		567,9	101,1	86,9	1 014,3	180,6	163,9	146,1
Обесценение долгосрочных активов.....		150,0	26,7	57,9	350,9	62,5	85,3	47,8
ЕВИТДА ⁽³⁾		3 777,9	672,7	553,5	6 974,8	1 096,6	1 008,3	998,3

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 178,07 тенге за 1 доллар США, опубликованному на КФБ за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, и по курсу 152,14 за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, соответственно. 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) Компания рассчитывает ЕВИТ за соответствующий период как прибыль до уплаты подоходного налога за такой период плюс расходы по финансированию за указанный период.
- (3) Показатель ЕВИТДА за соответствующий период - ЕВИТ за указанный период плюс истощение, износ, амортизация и обесценение долгосрочных активов за указанный период.

Структура соотношения собственных и заемных средств

В приведенных ниже таблицах приводятся данные в отношении объема активов, задолженности и показателя ЕВИТДА Компании и ряда ее дочерних компаний на указанную дату и в течение указанных периодов.

По состоянию на и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года (неаудированные)

Активы	Денежные средства ⁽¹⁾	Задолженность ⁽²⁾⁽³⁾	ЕВИТДА ⁽⁴⁾	
(млрд. тенге)				
Компания.....	8 615,1	646,0	2 697,5	672,7
Компания ⁽⁵⁾	3 700,9	140,7	2 157,1	(14,7)
КТГ ⁽⁵⁾	731,8	24,6	108,3	(13,6)
КТО ⁽⁵⁾	485,4	73,0	—	54,1
РД КМГ ⁽⁵⁾	1 715,4	155,5	7,7	310,1
КМГ ПМ ⁽⁵⁾	731,3	68,9	258,0	20,9

По состоянию на и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года (неаудированные)

Активы	Денежные средства ⁽¹⁾	Задолженность ⁽²⁾⁽³⁾	ЕВИТДА ⁽⁴⁾	
(млрд. тенге)				
Компания.....	7 474,3	802,4	2 474,0	553,5
Компания ⁽⁵⁾	3 702,2	306,3	2 065,7	272,3
КТГ ⁽⁵⁾	618,9	35,2	82,1	67,6
КТО ⁽⁵⁾	420,8	58,9	—	65,3
РД КМГ ⁽⁵⁾	1 568,4	277,8	7,1	148,2
КМГ ПМ ⁽⁵⁾	623,3	35,6	180,5	28,3

По состоянию на и за двенадцать месяцев года, закончившегося 31 декабря 2013 года

Активы	Денежные средства ⁽¹⁾	Задолженность ⁽²⁾⁽³⁾	ЕВИТДА ⁽⁴⁾	
(млрд. тенге)				
Компания.....	7 558,2	407,3	2 307,1	1 096,6
Компания ⁽⁵⁾	3 496,8	75,0	1 836,2	428,7

КТГ ⁽⁵⁾	682,3	10,5	83,2	98,8
КТО ⁽⁵⁾	442,7	25,6	—	123,4
РД КМГ ⁽⁵⁾	1 595,5	119,0	6,8	315,7
КМГ ПМ ⁽⁵⁾	671,0	46,0	202,6	71,5

По состоянию на и за двенадцать месяцев года, закончившегося 31 декабря 2012 года

Активы	Денежные средства ⁽¹⁾	Задолженность ⁽²⁾⁽³⁾	ЕБИТДА ⁽⁴⁾	
	<i>(млрд. тенге)</i>			
Компания.....	6 833,7	415,1	2 063,6	1 008,3
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 ПМ ⁽⁵⁾	622,4	51,8	185,0	55,2

По состоянию на и за двенадцать месяцев года, закончившегося 31 декабря 2011 года

Активы	Денежные средства ⁽¹⁾	Задолженность ⁽²⁾⁽³⁾	ЕБИТДА ⁽⁴⁾	
	<i>(млрд. тенге)</i>			
Компания.....	6 178,0	582,0	1 917,8	998,3
Компания ⁽⁵⁾	2 693,6	43,3	1 638,1	411,3
КТГ ⁽⁵⁾	531,1	56,2	80,2	79,9
КТО ⁽⁵⁾	341,1	21,9	0,3	70,6
РД КМГ ⁽⁵⁾	1 541,0	206,5	88,0	327,0
КМГ ПМ ⁽⁵⁾	712,9	110,7	171,0	73,1

Примечания:

- (1) В том числе их эквиваленты.
- (2) Задолженность – текущая позиция по займам плюс позиция по займам, отличная от текущей, на 30 июня 2014 года, 30 июня 2013 года, 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2011 года (в зависимости от ситуации).
- (3) Включая задолженность, гарантированную Компанией. Сумма гарантий Компании составляла 200,1 млрд. тенге на 30 июня 2014 года.
- (4) Показатель ЕБИТДА за соответствующий период - ЕБИТ за указанный период плюс истощение, износ, амортизация и обесценивание долгосрочных активов 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 отдельной финансовой отчетности до взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы.

В таблице ниже приводятся данные за указанные периоды по сверке показателей ЕБИТДА и прибыли Компании и ряда ее дочерних компаний до уплаты подоходного налога:

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года (неаудированные)

Компания	Компания					
	Компания ⁽¹⁾	КТГ	КТО	РД КМГ	КМГ ПМ	
	<i>(в млрд. тенге)</i>					
Прибыль до уплаты налогов	443,1	(94,3)	(36,6)	43,7	253,6	4,2
Расходы по финансированию	101,8	78,5	9,2	0,7	2,0	2,5
Износ, истощение и амортизация	101,1	1,2	13,7	9,7	27,1	14,1
Обесценивание долгосрочных активов	26,7	0,0	0,2	0,01	27,5	—
ЕБИТДА	672,7	(14,7)	(13,6)	54,1	310,1	20,9

Примечания:

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

За шесть месяцев по 30 июня 2013 года (неаудировано)

Компания	Компания					
	Компания ⁽¹⁾	КТГ	КТО	РД КМГ	КМГ ПМ	
	<i>(в млрд. тенге, кроме доли заемных средств)</i>					
Прибыль до уплаты налогов	321,4	200,2	52,2	54,1	63,6	15,1
Расходы по финансированию	87,2	70,9	3,4	1,7	4,1	1,3
Износ, истощение и амортизация	86,9	1,1	11,6	10,5	22,0	11,9
Обесценивание долгосрочных активов	57,9	-	0,5	0,0	58,5	—
ЕБИТДА	553,5	272,3	67,6	65,3	148,2	28,3

Примечания:

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

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

	Компания	Компания ⁽¹⁾	КТГ	КТО	КМГ	РД	КМГ ПМ
	<i>(в млрд. тенге, кроме доли заемных средств)</i>						
Прибыль до уплаты налогов	681,7	287,3	66,2	102,1		200,4	42,3
Расходы по финансированию	171,7	137,3	8,0		1,4	8,1	3,0
Износ, истощение и амортизация	180,6	2,3	23,7		19,9	47,1	24,8
Обесценение долгосрочных активов	62,5	1,8	0,9		0,01	60,1	1,42
ЕБИТДА	1 096,6	428,7	98,8		123,4	315,7	71,5

Примечания:

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

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года

	Компания	Компания ⁽¹⁾	КТГ	КТО	КМГ	РД	КМГ ПМ
	<i>(в млрд. тенге, кроме доли заемных средств)</i>						
Прибыль 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	163,9	1,2	20,9		19,2	53,7	24,2
Обесценение долгосрочных активов	85,3	26,5	—		0,9	77,0	1,4
ЕБИТДА	1 008,3	504,4	68,0		73,9	391,6	55,2

Примечания:

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

За год, закончившийся 31 декабря 2011 года⁽¹⁾

	Компания	Компания ⁽¹⁾	КТГ ⁽¹⁾	КТО ⁽¹⁾	РД КМГ ⁽¹⁾	КМГ РМ ⁽¹⁾
	<i>(в млрд. тенге, кроме доли заемных средств)</i>					
Прибыль 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	146,1	0,8	19,5	18,2	45,5	24,0
Обесценение долгосрочных активов	47,8	26,2	0,7	16,1	1,7	—
ЕБИТДА	998,3	411,3	79,9	70,6	327,0	73,1

Примечания:

- (1) На основе отдельной финансовой отчетности до 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, Финансовой отчетностью за 2013 год и Финансовой отчетностью за 2012 год и пояснениями к ней, которые содержатся в настоящем Базовом проспекте. Промежуточная финансовая отчетность, Финансовая отчетность за 2013 год и Финансовая отчетность за 2012 год составлена в соответствии с требованиями МСФО. Настоящий анализ и обсуждение руководством содержит заявления прогнозного характера, которые отражают риски и факторы неопределенности. См. «Прогнозные заявления». Фактические результаты деятельности Компании могут значительно отличаться от результатов, ожидаемых в соответствии с прогнозными заявлениями, по нескольким причинам, в том числе, по приведенным в разделе «Факторы риска» и других разделах настоящего Базового проспекта.

Обзор

Компания является национальной нефтегазовой вертикально интегрированной казахстанской компанией, осуществляющей операции по разведке и добыче (upstream), транспортировке (midstream) и переработке и реализации (downstream), главным образом в Казахстане. По данным Агентства по статистике и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что на 30 июня 2014 года Компания являлась крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстане по объемам добычи, а также оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности сети газопроводов в Казахстане. Кроме того, на 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».

Начиная с 1 января 2011 года, 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 2013 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; транспортировка 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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года и каждый из годов, закончившихся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., крупнейшим производственным сегментом Компании, приносящим наибольший доход, являлась переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов, а крупнейшим производственным сегментом с точки зрения чистой прибыли являлась разведка и добыча нефти и газа. См. раздел *«Производственные сегменты»* ниже.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, общий доход Компании увеличился на 13,4% до 1 607,9 млрд. тенге с 1 418,1 млрд. тенге, полученных за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года. Чистая прибыль Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, увеличилась на 38,6% до 335,5 млрд. тенге с 242,1 млрд. тенге, полученных за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, чистое обесценение имущества, зданий и оборудования, а также нематериальных активов Компании (за исключением гудвила) сократилось на 57,2% до 24,7 млрд. тенге (включая 27,4 млрд. тенге, связанные с обесценением имущества, зданий и оборудования компании РД КМГ) с 57,9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года общий доход Компании увеличился на 9,9% до 3 252,7 млрд. тенге с 2 960,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, увеличилась на 18,2% до 488,6 млрд. тенге с 413,4 млрд. тенге на год, закончившийся 31 декабря 2012 года. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, чистое обесценение имущества, зданий и оборудования, а также нематериальных активов Компании (за исключением гудвила) сократилось на 24,2% до 62,5 млрд. тенге (включая 60,0 млрд. тенге, связанные с обесценением имущества, зданий и оборудования компании РД КМГ) с 82,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года.

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 ПМ) 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 45,5 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 30 июня 2014 года общая стоимость активов Компании составляла 8 615,1 млрд. тенге, по сравнению с 7 558,2 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2013 года, 6 833,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2012 года и с 6 178,0 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 года.

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность

Главными факторами, повлиявшими на показатели деятельности Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, и за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 года, 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 Евро 4 и Евро 5.

Текущая экономическая ситуация

Экономика Казахстана чувствительна к спадам на рынке и снижению темпов экономического развития в мире. Результатом воздействия 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 периода с 2011 года по настоящее время появились некоторые положительные экономические знаки, темпы роста ВВП Казахстана возросли на 3,9% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, на 6,0% в течение 2013 года, на 5,0% в течение 2012 года и на 7,5% в 2011 году, 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. Наибольшее внимания заслуживает то, что 11 февраля 2014 года НБК девальвировало тенге на 18,3% по отношению к доллару США. НБК сообщил, что такая девальвация была произведена в свете ситуации, сложившейся на мировых финансовых и товарных рынках, а также обесценивания российского рубля в 2013 и 2014 г.. Хотя Казахстан продолжает реализацию экономических реформ и развитие своей законодательной, налоговой и правовой базы, а Правительство приняло и продолжает принимать 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, а также от развития событий в других странах региона, особенно, в экономике России, и от изменений стоимости рубля. Глобальные экономические обстоятельства и связанные с ними события в Казахстане и в регионе в целом, включая продолжающееся экономическое оздоровление, а также в частности, волатильность цены на нефть, в период после 1 января 2011 года, а также изменения курса иностранных валют, оказали и, очевидно, будут продолжать оказывать существенное воздействие на финансовое положение Компании и результаты ее производственной деятельности в дальнейшем.

Хотя Компания не может достоверно оценить, какое влияние может оказать дальнейшее ухудшение экономической ситуации на финансовых рынках или повышение волатильности национальной валюты, цен на сырьевые материалы и на рынках ценных бумаг в какие-либо периоды после 30 июня 2014 года, на ее финансовое положение и результаты ее деятельности на консолидированной основе, коммерческая деятельность Компании может продолжать испытывать на себе негативное воздействие в связи с общей экономической ситуацией, нестабильностью в регионе (в том числе, текущей нестабильной ситуацией на Украине) и в условиях 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 хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Кроме того Правительство обладает полным контролем над Компанией и может оказывать влияния на ее деятельность, к примеру накладывая на компанию социальные и другие обязательства, что может оказать негативное влияние на финансовое положение Компании и результаты ее производственной деятельности. К примеру, после девальвации тенге по отношению к доллару в феврале 2014 года президент Казахстана постановил, что все государственные компании, включая Компанию, обязаны произвести индексации зарплат сотрудников, чтобы девальвация не оказала негативного влияния на оплату труда. Это привело к увеличению фонда заработной платы и других издержек, связанных с сотрудниками, за период шести месяцев, которые закончились 30 июня 2014 года.

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. Цены на сырую нефть были особенно подвержены колебаниям на протяжении последних лет. Согласно данным Службы энергетической информации, средняя спотовая цена сырой нефти марки Brent снизилась в 2013 году до 108,64 доллара за баррель по сравнению со средней ценой 111,67 долларов США за баррель в 2012 году и 111,26 долларов США за баррель в 2011 году. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, средняя спотовая цена сырой нефти марки Brent продолжала снижаться и упала до 102,58 долларов США за баррель, согласно данным Службы энергетической информации. В 2014 году цены на сырую нефть на международном рынке продолжали снижаться и в сентябре средняя цена сырой нефти марки Brent составила 97 долларов США за баррель (впервые с июля 2012 года средняя цена на сырую нефть марки Brent составила менее 100 долларов США за баррель. На дату настоящего Базового проспекта цена на сырую нефть по-прежнему находится на отметке ниже рекордного среднемесячного уровня в 132,72 доллара США за баррель (июль 2008 г.). На 14 октября 2014 года спотовая цена на сырую нефть марки Brent составляла 86,36 долларов США за баррель.

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.

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

Совмещение продаж нефти на экспорт и на внутреннем рынке оказало, и в дальнейшем будет оказывать влияние на результаты хозяйственной деятельности Компании. Традиционно, экспортные цены на сырую нефть были значительно выше внутренних цен, прежде всего из-за рекомендаций и требований Правительства, которое является единственным косвенным акционером, продавать добытую в стране нефть по ценам ниже рыночных. Периодически Правительство издает такие рекомендации или требования для предотвращения роста внутренних цен, особенно когда ощущается нехватка предложения из-за большого спроса, что вызывает рост внутренних цен. В соответствии с договором от 8 сентября 2006 года между Компанией и РД КМГ (далее – «**Соглашение о взаимоотношениях**») РД КМГ также обязан продавать не менее 2,2 млн.

тонн сырой нефти КМГ ПМ, которую КМГ ПМ перерабатывает на Атырауском НПЗ для производства нефтепродуктов для сбыта на местном казахстанском рынке. В 2011, 2012 и 2013 годах Компания передала 1,6 млн., 1,8 млн. и [•] тонн сырой нефти, соответственно, в рамках этого соглашения. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, РД КМГ продала 1,0 млн тонн сырой нефти КМГ ПМ из 1,9 млн. тонн сырой нефти, которую она должна была предоставить в году, заканчивающемся 31 декабря 2014 года, по требованию Атырауского НРЗ. В 2015 году РД КМГ обязана предоставить до 1,9 млн. тонн сырой нефти, по требованию Атырауского НРЗ. 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, обеспечивает уровень средней цены по договору на уровне 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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года по сравнению с результатами за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года – Доходы – Объем продаж сырой нефти и нефтепродуктов», «Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 года по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2012 года – Доходы – Объем продаж сырой нефти и нефтепродуктов», «Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2011 года – Доходы – Объем продаж сырой нефти и нефтепродуктов».

Несмотря на то, что продажи нефтепродуктов до приобретения компании KMG International 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. Однако на момент составления данного Базового проспекта временный запрет на экспорт нефтяных продуктов, который был введен 1 июня 2008 года сроком до 1 сентября 2008 года, а затем продлен уже на неопределенный срок, до сих пор не снят. Кроме того, 1 июля 2014 года правительство наложило еще один временный запрет на экспорт легких фракций и нефтепродуктов, бензол, газойлей и других продуктов нефтепереработки сроком на шесть месяцев. Таким образом, неизвестно когда компания сможет получить прибыль от более высоких цен на экспорт продуктов нефтепереработки из Казахстана. Тем не менее, Компания продает продукты нефтепереработки на Европейских рынках через компанию KMG International, которой принадлежат крупнейшие нефтеперерабатывающие предприятия в Румынии.

На доход от продуктов нефтепереработки в Казахстане также влияет доступность местной сырой нефти. К примеру, в 2013 году нефтеперерабатывающим заводам, которыми владеет Компания, не хватало сырой нефти из Казахстана для производства соответствующих нефтепродуктов, в результате чего НПЗ были вынуждены импортировать нефть по более высоким ценам, чем цены, по которым нефть предоставляли дочерние предприятия Компании. Это оказало негативное влияние на финансовые показатели Компании в области нефтепереработки. Несмотря на то, что на протяжении всего текущего года нефтеперерабатывающие заводы Компании имели достаточные объемы поставок сырой нефти для достижения бюджетных показателей производства, нет гарантий, что в будущем нефтеперерабатывающие заводы Компании снова не столкнутся с проблемой недостаточности внутренних объемов поставки сырой нефти.

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 совместные предприятия и ассоциированные организации. Однако, в связи с тем, что Компания отчитывается по своим совместным 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 совместными 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 совместных предприятий и ассоциированных организаций).

Добыча сырой нефти

На РД КМГ приходится 87,9% от консолидированного объема добычи сырой нефти Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, и 88,5%, 93,4% и 100% консолидированного объема добычи сырой нефти Компании за период каждого из годов, закончившихся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 годов, соответственно. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, консолидированное производство нефти в Компании увеличилось на 2,6% до 4,6 миллионов тонн с 4,5 миллионов тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, за счет увеличения добычи на месторождении Узень на 2,0%. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, консолидированное производство нефти в Компании увеличилось на 9,3% до 9,1 миллионов тонн с 8,3 за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, за счет консолидации добычи КРО за весь календарный год (после приобретения доли в июне 2012 года) и увеличения добычи на месторождении Узень на 5,2%, что отражает возврат объемов добычи ОМГ к показателям до забастовки 2011 года. За год, закончившийся 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 добычи на месторождении Узень на 2,6% главным образом в результате забастовки в ОМГ 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 РД КМГ в 2012 году. См. «Деятельность — Персонал» и «Факторы риска — Факторы риска, связанные с деятельностью Компании — Трудовые конфликты, способные оказывать отрицательное влияние на деятельность Компании».

Добыча газа

На РД КМГ приходится 25,9% консолидированного объема добычи природного газа Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, и 28,8%, 47,2% и 100% консолидированного объема добычи газа Компании за период каждого из годов, закончившихся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, консолидированное производство газа Компании увеличилось на 7,0% до 1,5 млрд. м3 с 1,4 млрд. м3 за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, за счет увеличения производства КРО на 14,4%, что явилось, прежде всего, результатом однократного запланированного закрытия мощностей КРО по добыче на шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, для проверки технологического оборудования КРО, а также консолидации добычи на КРО. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, консолидированное производство газа Компании увеличилось на 69,6% до 2,8 млрд. м3 с 1,6 млрд. м3 за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, за счет увеличения производства КРО на 91,2% за счет консолидации добычи КРО за весь календарный год. За год, закончившийся 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 забастовки в ОМГ 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 РД КМГ в 2012 году. Кроме того, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, и за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., увеличился уровень утилизации нефтяного попутного газа вследствие влияния неблагоприятных метеоусловий.

Производство нефтепродуктов

Конаолидированный объем производства Компанией нефтепродуктов 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 30 июня 2014 года, консолидированное производство переработанных нефтепродуктов в Компании увеличилось на 15,6% до 6,8 млн. тонн с 5,9 млн. тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, за счет увеличения производства нефтепродуктов KMG International в результате осуществления на НПЗ Петромидиа проектов по индустриализации и модернизации (2010-2012 гг.). За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, консолидированное производство переработанных нефтепродуктов в Компании увеличилось на 2,0% до 13,0 миллионов тонн с 12,7 миллионов тонн за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, за счет увеличения производства нефтепродуктов KMG International по тем же причинам. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, консолидированное производство нефтепродуктов в Компании увеличилось на 3,1 процента до 12,7 миллионов тонн до 12,4 млн. тонн с 12,4 миллионов тонн за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, главным образом что отражает реализацию программ модернизации и расширения производства на Павлодарском НПЗ и НПЗ Петромидиа.

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. 11 февраля 2014 года НБРК девальвировал тенге на 18,3% по отношению к доллару США. НБРК заявил, что данная девальвация осуществляется в свете ситуации на мировых финансовых и товарных рынках и обесценивания российского рубля в течение 2013—2014 гг. На 30 июня 2014 года официальный курс тенге к доллару США, установленный КФБ, составлял 183,52 тенге за 1 доллар США, по сравнению с 153,61 тенге за 1 доллар США 31 декабря 2013 года. На 21 октября 2014 года официальный курс тенге к доллару США по данным KASE составил 181,50 тенге за 1 доллар США.

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

Период, закончившийся	Средний курс за период (1)	На конец периода
<i>(тенге за 1 доллар США)</i>		
Конец года, закончившийся 31 декабря 2011 года.....	146,62	148,40
Конец года, закончившийся 31 декабря 2012 года.....	149,11	150,74
Конец года, закончившийся 31 декабря 2013 года.....	152,14	153,61
Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2013 года.....	150,90	151,65
Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2013 года.....	178,07	183,52

Примечание:

Средний курс на КФБ за каждый месяц в течение соответствующего периода.

Дальнейшая девальвация или обесценивание тенге позитивно повлияет на консолидированные доходы от продаж Компании в свете уменьшения риска потенциальных убытков при изменении валютного курса. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, 75% доходов Компании были номинированы в долларах США, в то время как 66% затрат на продажи были номинированы в тенге). С другой стороны, Компания имеет значительные долговые обязательства в долларах США и девальвация или обесценивание тенге по отношению к доллару 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, получают значительные доходы в долларах США и имеют относительно небольшие долговые обязательства в долларах США, и, таким образом, могут получить выгоду от девальвации или обесценивания тенге по отношению к доллару США, вместе с тем из-за значительного количества общих заимствований, деноминированных в долларах США, в целом девальвация или обесценивание тенге по отношению к доллару США 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 с 1 января 2011 года, 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 и совместная деятельность

С 1 января 2011 года Компания совершила несколько значительных приобретений организаций, которые сейчас рассматриваются как консолидированные дочерние компании и совместная деятельность. Эти приобретения имели, и ожидается, что продолжат иметь существенное влияние на доходы, прибыль и активы Компании.

ТОО «Казахтуркмунай»

В июне 2014 года Компания заключила договор купли-продажи на приобретение оставшейся доли в уставном капитале ТОО «Казахтуркмунай», равной 49%, у компании *Turkiye Petrolleri Anonim Ortakligi* за общую сумму вознаграждения, равную 204,5 миллионов долларов США. Ожидается, что данная сделка будет завершена 5 мая 2015 года.

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» («Компаниеразработчике 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 СопосоPhillips (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 КРО, 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 арбитражное 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 КРО на общую сумму 1 млрд. долларов США. КРО управляет Карачаганакским

участком. Признавая, что КРО является консорциумом, действующим согласно договору о совместной деятельности, Компания также отражает в учёте свою долю в КТО согласно методу пропорциональной консолидации. Поскольку приобретение Компанией доли в КРО завершилось только в середине 2012 года, полноценное влияние от приобретения на чистый доход и объемы добычи начали фиксироваться только с 31 декабря 2013 года. Как можно судить по результатам на 31 декабря 2013 года и за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2014, приобретение доли в КРО оказало положительное влияние на общие объемы добычи и чистого дохода Компании, и Компании ожидает, что тенденция продолжится. Для получения дальнейших подробностей, связанных с Карачаганакским участком, смотрите *«Деятельность — Разведка и добыча — Проекты поисково-разведочных работ — Прочие значительные месторождения — КРО» и «Долговые обязательства — Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий»*. См. Примечание 5 к Финансовым отчетам за 2013 год.

Aysir

В августе 2012, Компания решила продать свою 75% долю в Aysir. На данный момент ожидается, что эта продажа завершится во втором полугодии 2014 года и, состоянием на 30 июня 2014 года, 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. См. Примечание 5 к Финансовым отчетам за 2013 год.

KS EP Investments BV

В декабре 2011 года, РД КМГ приобрела 100% акций АО «Карповский Северный» у ТОО «ГазМунайОним» за общую сумму 57,3 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. См. *«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.

Неконсолидированные совместные предприятия и партнеры

С 1 января 2011 года Компания приобрела доли в нескольких значительных совместных 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 совместных 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, РД КМГ приобрела 50% долю в Ural Group Limited (“**UGL**”) у 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. На фоне успешного проведения поисково-разведочных работ, Компания ожидает, что лицензия на добычи полезных ископаемых будет оставаться в силе вплоть до истечения срока ее действия, а Компания подпишет договор на добычу на Федоровском месторождении к концу 2014 года для разработки доказанных и частично разведанных запасов, найденных в ходе разведки на месторождении. См. «Деятельность — Разведка и добыча — Проекты поисково-разведочных работ — Иная деятельность» и «Долговые обязательства — Основные долговые обязательства Компании».

Изменения доли дохода от совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций

Компании принадлежат значительные доли, как прямо, так и через ее дочерние организации, в ряде совместных предприятий, среди которых крупнейшими являются ТШО, «КазРосГаз», ПКИ, Казгермунай и «Valsega 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 совместных 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 совместных предприятиях продолжает осуществляться по методу пропорциональной консолидации, поскольку он является единственным методом, разрешенным МСФО для совместных предприятий. Существенная доля участия Компании в совместно контролируемых активах представлена ее долей участия в Северокаспийском проекте (месторождение «Кашаган»), КПО и в проекте «Участок Н».

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 совместные 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, Финансовой отчетности за 2013 год и в Финансовой отчетности за 2012 год.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, а также за каждый год, закончившийся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 года, Компания получила значительную часть своей консолидированной прибыли от ТШО и других совместных 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 173,9 млрд. тенге и 295,9 млрд. тенге, 267,8 млрд. тенге и 303,4 млрд. тенге, соответственно, и общий доход после уплаты налогов, относимый на все совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании в размере 222,7 млрд. тенге и 483,5 млрд. тенге, 471,1 млрд. тенге и 534,6 млрд. тенге, соответственно. Таким образом, на прибыльность Компании существенно повлияли и, очевидно, продолжают влиять в будущем результаты деятельности таких совместных 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, до \$ 60 за тонну с вступлением в силу с 12 апреля 2013 года и до 80 долларов США за тонну с 12 апреля 2014 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

Разница между официальной налоговой ставкой и фактической налоговой ставкой Компании за каждые шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2014 года и 2013 года, а также за финансовый год, завершившийся 31 декабря 2013 года, объясняется в первую очередь влиянием разных ставок налога на прибыль корпораций, общим числом издержек, не подлежащих вычету из доходов, и доходов, не облагаемых налогами, а также налогом на сверхприбыль и налогом на доход, взимаемый путем вычета, за каждый из финансовых периодов деятельности Компании. Разница между официальной налоговой ставкой и фактической налоговой ставкой Компании финансовые года, завершившиеся 31 декабря 2012 и 2011 гг., объясняется в первую очередь налогом на сверхприбыль и налогом на доход, взимаемый путем вычета, за каждый из финансовых периодов деятельности Компании РД КМГ.

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 30 июня 2014 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

В соответствии с Налоговым кодексом 2009 года были внесены изменения в порядок исчисления налога на сверхприбыль. Если раньше базой 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. См. Примечание 3 к Финансовой отчетности.

Экспортная пошлина/Рентный налог.

Кроме того, Налоговым кодексом 2009 года был пересмотрен рентный налог на экспорт сырой нефти и газового конденсата, который фактически заменил предыдущие экспортные пошлины. 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, до 60 долларов США за тонну, начиная с 12 апреля 2013 года, и до 80 долларов США за тонну, начиная с 12 апреля 2014 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.

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 ею системе нефтепроводов. КТО считается естественной монополией, взимаемые им тарифы устанавливаются Агентством по естественным монополиям с возможностью повышения тарифов, по запросу КТО. Тариф в основном покрывает расходы на финансирование, эксплуатацию и техническое обслуживание трубопровода с добавлением отдельной прибыльной составляющей. На 30 июня 2014 года тариф на транспортировку нефти внутри страны составлял 2 931,8 тенге за тонну на 1000 км, в то время как тариф на экспортную транспортировку нефти составлял 5 871,2 тенге за тонну на 1000 км, что составляет увеличение тарифа на экспортную транспортировку нефти на 19,9%, принятого Агентством по естественным монополиям в апреле 2014 года. С 1 января 2014 года и до 31 марта 2014 года тариф на транспортировку нефти внутри страны составлял 2 931,8 тенге за тонну на

1000 км, в то время как тариф на экспортную транспортировку нефти составлял 4 850,6 тенге за тонну на 1000 км. С 1 декабря 2012 года по 31 декабря 2013 года тариф на транспортировку нефти внутри страны составлял 1 954,5 тенге за тонну за 1000 км, в то время как тариф на экспортную транспортировку нефти составлял 4 732,6 тенге за тонну на 1000 км. С 1 января 2010 года по 30 ноября 2012 года тариф на транспортировку нефти внутри страны составлял 1 303,0 тенге за тонну на 1000 км, в то время как тариф на экспортную транспортировку нефти составлял 3 331,0 тенге за тонну на 1000 км.

Компания предполагает, что увеличение тарифов на транспортировку окажет положительное влияние на доходность КТО и снижающееся негативное влияние на производственные подразделения Компании и предприятий-компаньонов, таких как КТО, КПО, «Участок Н», ТОО «КазахойлАктобе» и ТШО.

В августе 2013 года Агентство по естественным монополиям приняло временный компенсационный тариф, подлежащий применению в отношении транспортировки нефти через трубопроводную систему КТО, который вступил в силу с 29 августа 2013 года. Введение данного тарифа КТО успешно оспорила в Специализированном межрайонном экономическом суде Астаны в декабре 2013 года, и решение затем было поддержано в Апелляционном суде Астаны по гражданским и административным делам в апреле 2014 года. Агентство по естественным монополиям, однако, далее оспорило данное решение в Кассационном суде в мае 2014 года. Решение Кассационного суда в настоящий момент ожидается.

В июле 2014 года Агентство по естественным монополиям приняло дополнительный временный компенсационный тариф на регулируемые услуги по транспортировке нефти через трубопроводную систему КТО, действующий с 1 июля 2014 года по 30 июня 2015 года. В соответствии с условиями тарифа, тариф устанавливается в отношении объемов транспортируемой нефти, направляемой на экспорт, и составляет 5 774,3 тенге за тонну на 1000 км транспортировки (без НДС), а также в отношении тарифа, применимого к транспортировке объемов нефти в пределах страны и составляет 2 910,2 тенге за тонну на 1000 км. 3 июля 2014 года КТО подала иск по оспариванию временного компенсационного тарифа в Специализированный межрегиональный экономический суд Астаны и, согласно решению суда, действие указа о введении временной компенсационной ставки тарифа было приостановлено 8 июля 2014 года.

На момент выпуска 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 течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, тариф на транспортировку природного газа внутри страны составлял 1 380 тенге за 1 000 куб. м природного газа, транспортируемого на расстояние более 100 км для коммунальных предприятий, поставляющих газ частным потребителям и компаниям, поставляющим тепло, и 1 380 тенге за 1000 куб. м на расстояние свыше 100 км всем другим лицам. В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, тариф на транспортировку природного газа внутри страны составлял 233 тенге за 1 000 куб. м природного газа, транспортируемого на расстояние более 100 км для коммунальных предприятий, поставляющих газ частным потребителям и компаниям, поставляющим тепло, и 1 003 тенге за 1 000 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 100 км для коммунальных предприятий,

поставляющих газ частным потребителям и компаниям, поставляющим тепловую энергию, и 898,5 тенге за 1000 куб. м на расстояние свыше 100 км всем другим лицам. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, а также в каждом году, закончившемся 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.

1 июля 2014 года согласно изменениям, внесенным в договор между КТГ и ТШО от 25 декабря 2001 года тариф на транспортировку газа по трубопроводу для ТШО был повышен с 2,50 долларов США за 1 000 куб. м газа на расстояние свыше 100 км до 3,00 долларов США за 1 000 куб. м газа на расстояние свыше 100 км для экспорта природного газа, добываемого ТШО.

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 2.1 миллиарда долларов США, 1,3 миллиарда долларов США и 1.8 миллиарда долларов США на усовершенствование, переоборудование и расширение нефтеперерабатывающих заводов Атырау, Шымкента и Павлодара соответственно, с целью увеличения продукции и соответствия новым 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 хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Основные принципы бухгалтерского учета и оценки

Промежуточная финансовая отчетность, финансовая отчетность за 2013 год и финансовая отчетность за 2012 год была подготовлена в соответствии с МСФО. Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует от руководства Компании сделать выбор соответствующих принципов учетной политики, раскрыть оценки и допущения, влияющие на предоставляемые данные по активам, обязательствам, прибыли и расходам, а также раскрыть условные активы и обязательства. Детальное описание учетной политики Компании см. в Примечании 3 к Финансовой отчетности за 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 2013 и 2012 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.

В 2012 году руководство Компании провело 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. В 2013 году руководство Компании провело формальную оценку возмещаемой стоимости долгосрочных активов ОМГ с отражением дополнительно затрат на обесценение ансумму 56,0 млрд. тенге в сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности за три месяца по 31 марта 2013 года. Данные расходы связаны, в основном, с увеличением экспортных таможенных пошлин (с 40 долларов США за тонну до 60 долларов США за тонну) 2 апреля 2013 года.

Предполагаемый профиль производства был основан на оценке выполняемого уполномоченного третьей стороной инженерным резерва, который предусматривает рост 7% в производстве в течение пяти лет. Если динамика добычи продукции предполагается на 5,0% выше или ниже предполагаемой динамики добычи продукции, используемой для оценки, то будет иметь место эффект увеличения или снижения обесценения более чем на 65,0 млрд. тенге, в зависимости от обстоятельств. Если предполагалось, что производство остается неизменным на уровне 2013 г., оценка возмещаемой стоимости существенно снизится.

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 оценки возмещаемой стоимости более чем на 40,0 млрд. тенге или увеличение обесценения более чем на 45,0 млрд. тенге, соответственно.

Прогноз денежных потоков был ограничен сроком окончания действия лицензии в 2021 г. Расходы денежных потоков до 2018 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.

В апреле и июле 2014 года руководство Компании обновило формальную оценку возмещаемой стоимости ОМГ. В апреле 2014 года результаты оценки показали, что балансовая стоимость активов ОМГ превысила оценку возмещаемой стоимости и, соответственно, руководство приняло решение о начислении обесценения в сумме 27,4 млрд. тенге в рамках финансовой отчетности ОМГ за первый квартал 2014 года. В июле 2014 года результаты оценки показали, что балансовая стоимость активов ОМГ существенно не отличается от оценки возмещаемой стоимости и,

соответственно, руководство не приняло решения об отмене начислений по обесцениванию за прошлые периоды или о дополнительном начислении по обесцениванию.

Руководство считает, что в результате отчисления на долгосрочные 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 («ИИА»). Компания подсчитывает запасы нефти и газа для такого расчета в соответствии с методикой Общества инженеров-нефтяников («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 и газа

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 2013 года, находись в диапазоне от 2,0% до 5,6% и от 6,0% до 8,0%, соответственно (2012 год: от 1,9% до 5,0% и от 4,94% 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 2 891 тысяч 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
2013

	(%)
Ставка дисконтирования	6,01
Уровень инфляции	5,60

Ставка дисконтирования основана на надежных государственных ценных бумагах, выпускаемых в Казахстане.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. учетная стоимость обязательств выбытия составила 16,7 млрд. тенге по сравнению с 15,5 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2012 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 KMG International

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 восстановлению загрязненных земель на НПЗ Vega.

Компания признала обеспечение экологической ответственности по отношению к группе KMG International. Экологический ущерб, причиненный веществами, связанными с деятельностью группы KMG International, может потребовать от Компании взять на себя расходы по восстановлению в соответствии с правилами в различных юрисдикциях, в которых группа KMG International осуществляет свою деятельность и для урегулирования любых юридических или конструктивных обязательств. Анализ и оценка выполняются группой KMG International 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 2013 г. учетная ставка используется для расчета ожидаемых затрат на очистку бассейнов нефтешламов и восстановление загрязненных земель на НПЗ Vega составила 9,7%.

Кроме того, как часть приобретения группы KMG International, 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 2014 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 Примечаниях 21 и 35 к Финансовой отчетности за 2013 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 2013 г. составила 29.7 млрд. тенге, по сравнению с 34.2 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2012 г. и 10.6 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 г. См. Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2013 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 2013 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 35 к Финансовой Отчетности за 2013 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 2011 году Компания приобрела доли в ANS, Карповский 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 2013 и 2012 годы.

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.

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.

Результаты оценки возмещаемой стоимости гудвила, распределенной в Павлодарском НПЗ, чувствительны к изменениям в основных допущениях, включая допущения, касающиеся изменения в ставке дисконтирования средневзвешенной стоимости капитала, а также величины EBITDA в заключительном периоде. Увеличение учетной ставки на 1% с 11,8% до 12,3%, может привести к превышению балансовой стоимости ЕГДС над ее возмещаемой стоимостью на 9,5 млрд. тенге. Снижение значения прибыли до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации, планируемое в заключительном периоде, на 3% с 15,1% до 12,1% может привести к обесценению гудвила на сумму 52,7 млрд. тенге, в результате чего возмещаемая стоимость гудвила составит 35,9 млрд. тенге.

Для получения дополнительной информации в отношении основных допущений, использованных при оценке возмещаемой стоимости гудвила в результате приобретения, см. Примечание 4 к Финансовой Отчетности за 2013 год и Примечание 11 к Финансовой Отчетности за 2012 год.

Результаты деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. по сравнению с шестью месяцами, закончившимися 30 июня 2013 г.

Доход

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., общий доход составил 1 607,9 млрд. тенге, что, по сравнению с 1 418,1 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., отражает увеличение на 189,8 млрд. тенге или 13,4%. Данное увеличение произошло, прежде всего, по причине увеличения продаж продукции очищенной нефти на 189,0 млрд. тенге.

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		% разница между показателями за шесть месяцев, закончившимися 30 июня 2013 и 2014 года
	2014 г.	2013 г.	
		(млрд. тенге)	
Продажа нефтепродуктов	1 010,5	821,5	23,0
Продажа сырой нефти	363,5	377,1	(3,6)
Плата за транспортировку	143,6	129,3	11,0

Продажа продуктов переработки газа	140,9	115,2	22,3
Прочие доходы	129,6	96,4	34,4
За вычетом: налога с продаж и коммерческих скидок	(180,3)	(121,4)	48,5
Всего	1 607,9	1 418,1	13,4

Продажа нефтепродуктов и сырой нефти

В таблице ниже представлена информация об объемах продажи Компанией очищенных нефтепродуктов, при этом Компания выступает в качестве заказчика, за указанные годы, исключая толинговые объемы и продажи:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2014	2013
Доход от продажи очищенных нефтепродуктов (млрд. тенге)	1 010,5	821,5
Объем продаж очищенных нефтепродуктов (тыс. тонн)	6 352	5 898
Средняя цена за тонну очищенных нефтепродуктов (тенге)	159 089	139 288

Общая прибыль Компании от продажи нефтепродуктов увеличилась на 189,0 млрд. тенге или 23,0% до 1 010,5 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 821,5 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года. Этот рост в первую очередь объясняется девальвацией тенге по отношению к доллару в феврале 2014 года и отражает тот факт, что 39,7% переработанных нефтепродуктов, проданных в течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2014 года, продавала компания KMG International, которая продавала их в долларах и евро, и соответственно, обеспечивала более высокий объем выручки в тенге. Данный рост также был обусловлен общим увеличением на 7,7% объемов продаж нефтепродуктов в течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2014 года по сравнению с аналогичным периодом 2013 года.

В таблице ниже приведена информация о продаже нефтепродуктов KMG International за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2014	2013
Продажа очищенных нефтепродуктов (млрд. тенге)	807,0	515,2
Объем проданных очищенных нефтепродуктов (тысяч тонн)	2 401	2 143
Средняя цена за тонну очищенных нефтепродуктов (тенге)	167 262	129 735

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, цены на нефтепродукты KMG International увеличились на 56,6% до 807,0 млрд. тенге по сравнению с 515,5 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года. Этот рост стал результатом девальвации тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года, поскольку KMG International продает продукты в долларах США и евро, а также результатом роста объема продаж на 12,0%, что в свою очередь стало следствием модернизации НПЗ Петромида.

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2014	2013
Доход от продажи сырой нефти (млрд. тенге) ⁽¹⁾	363,5	377,1
Объем проданной сырой нефти (тысяч тонн) ⁽²⁾	2 556	3 230
Средняя цена за тонну сырой нефти (тенге) ⁽³⁾	142 230	116 734

Примечания:

После учета взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ ПМ.

- (2) Включает объемы продаж только по Компании и ее консолидированным дочерним компаниям после учета взаиморасчетов внутри группы в пользу КМГ ПМ.
- (3) Средняя цена за тонну сырой нефти рассчитывается делением общих доходов от продаж сырой нефти (после учета взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ ПМ) на общие объемы продаж сырой нефти (после исключения внутрикорпоративных объемов продаж в пользу КМГ ПМ).

Общая прибыль Компании от продажи сырой нефти за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, сократилась на 13,6 млрд. тенге или 3,6% до 363,5 млрд. тенге по сравнению с 377,1

млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года. Такое снижение стало, главным образом, результатом более низких объемов реализации сырой нефти (в связи с тем, что Компания увеличила объем поставок сырой нефти на собственные перерабатывающие заводы) в период шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с аналогичным периодом 2013 года.

В таблице ниже приведены данные об экспортной продаже сырой нефти РД КМГ и продаже сырой нефти на внутреннем рынке РД КМГ компании КМГ ПМ для последующей переработки на Атырауском НПЗ за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2014	2013
Экспортные продажи сырой нефти (тыс. тонн)	2 938	2 858*
Средняя цена за тонну по экспортным продажам сырой нефти (тенге)	36 715	114 852
Продажи сырой нефти в пользу КМГ ПМ (тыс. тонн)	1 042	1 096
Средняя цена за тонну по продажам сырой нефти в пользу КМГ ПМ (тенге)	48 264	40 412

На момент выпуска настоящего Базового проспекта Компания не располагает полной информацией об экспортных продажах нефти своими дочерними компаниями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании, помимо РД КМГ.

Общий объем экспорта нефти, осуществляемого РД КМГ, увеличился на 2 938 тыс. тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 2 858 тыс. тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает увеличение на 268%, главным образом, в результате увеличения квот мощности Трубопровода КТК, выделенных РД КМГ, в период шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с аналогичным периодом 2013 года.

Общий объем внутренних продаж сырой нефти РД КМГ через КМГ ПМ согласно Агентскому соглашению составил 1 042 тысячи тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, и 1 096 тысяч тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает снижение на 4,9%. Такое снижение произошло, главным образом, в результате уменьшения добычи на ЭМГ, а также решения экспортировать большие объемы сырой нефти, выделенной РД КМГ, через Трубопровод КТК.

Плата за транспортировку

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, сумма оплаты транспортировки составила 143,6 млрд. тенге по сравнению с 129,3 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает увеличение на 14,3 млрд. тенге или на 11,1%. Это увеличение, главным образом, связано с более высокими тарифами, действующими для КТО и КТГ в 2014 году. См. раздел «Деятельность – Перевозка – Транспортировка и хранение газа сырой нефти – Объемы транспортировки газа».

В оплату Компанией транспортировки входят платежи, произведенные вместо транспортировки по договорам «качай или плати», заключенным между Компанией и некоторыми из ее заказчиков, которые не осуществили транспортировку всех согласованных объемов, хотя при этом Компания не понесла никаких операционных расходов в связи с оплатой заказчиками установленных 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 информация о доходах ИЦА от транспортировки за указанные периоды:

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
2014	2013

	(млрд. тенге)	
Услуги по транспортировке:		
Центрально-азиатский газ (транзит)	31,3	27,2
Российский газ (транзит)	9,2	8,1
Казахстанский газ (за пределы страны)	7,6	8,0
Казахстанский газ (в пределах страны)	8,7	3,8
Кыргызстанский газ (транзит)	0,0	0,1
Общие доходы от транспортных услуг⁽¹⁾	56,8	47,2

Примечание:

Без учета корпоративных взаиморасчетов.

Поступления от транспортировки газа за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., возросли на 20,3% до 56,8 млрд. тенге по сравнению с 47,2 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года. Указанное увеличение было вызвано, главным образом, увеличением тарифов на транспортировку газа в январе 2014 года, которое было частично компенсировано снижением на 2,3% объемов транспортировки газа по системе трубопровода ИЦА в период шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с аналогичным периодом в 2013 году. См. «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 информация о доходах КТО от транспортировки сырой нефти за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2014 год	2013 год
	(млрд. тенге)	
Трубопроводы КТО:		
Западная ветвь:	44,0	39,0
Трубопровод УАС		
Другие трубопроводы Западной ветви осуществляют транспортировку на:		
Атырауский НПЗ	4,9	3,1
Морской порт Актау	2,3	3,1
Трубопровод КТК	2,6	2,1
Восточная ветвь осуществляет транспортировку на:		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	11,1	19,5
Шымкентский НПЗ	5,3	5,6
Павлодарский НПЗ	8,3	1,1
Прочие платежи ⁽¹⁾	1,6	2,1
Общий доход от транспортировки сырой нефти⁽²⁾	80,1	75,6

Примечания:

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

(2) Без учета корпоративных взаиморасчетов.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, доходы от транспортировки сырой нефти увеличились на 6,0% до 80,1 млрд. тенге по сравнению с 75,6 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года. Данное увеличение, главным образом, отражает повышение тарифа на транспортировку сырой нефти в апреле 2014 года, что привело к увеличению дохода от транспортировки сырой нефти по трубопроводу УАС в размере 5,0 млрд. тенге или на 12,8%, несмотря на снижение объема транспортировки сырой нефти по трубопроводу УАС на 0,3 млн. тонн до 7,3 млн. тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, с 7,6 млн. тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года.

Продажи газа и продуктов переработки газа

Продукты переработки газа включают в себя природный газ, который продается компанией КТГ и КРО, и сжиженный природный газ, продаваемый РД КМГ. За шесть месяцев, закончившихся 30

июня 2014 года, объем продаж газа и продуктов переработки газа составил 140,9 млрд. тенге по сравнению с 115,2 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает увеличение на 25,7 млрд. тенге или на 22,3%. Указанный прирост, главным образом, был вызван увеличением добычи КРО в период шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с добычей за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, в течение которых проходило плановое закрытие КРО для технологической профилактики.

Прочие доходы

Компания получает прочие доходы от тепло- и электроснабжения, продажи непрофильной продукции, такой как сухой газ, СУГ и сера, сдачи в субаренду капитальных и нематериальных активов Компании, технической поддержки добычи и услуг по ремонту. Компания также получает доход от реструктурирования и продажи части непрофильных активов.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, прочие доходы составили 129,6 млрд. тенге по сравнению с 96,4 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, прирост составил 33,2 млрд. тенге или 34,4%. Такое увеличение произошло, главным образом, за счет девальвации тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года.

Себестоимость реализованной продукции

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		% разница между периодами сроком шесть месяцев, завершившимися 30 июня 2013 и 2014 гг.
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Сырье и материалы.....	735,0	685,7	7,2
Фонд заработной платы.....	124,7	92,8	34,4
Износ, истощение и амортизация	87,2	72,7	20,0
Налог на добычу полезных ископаемых	48,5	38,7	25,3
Ремонт и техническое обслуживание.....	16,6	14,1	17,7
Электроэнергия.....	24,1	21,5	12,1
Прочие налоги.....	10,7	15,0	(28,7)
Прочее.....	63,9	49,6	28,8
Итого.....	1 110,7	990,1	12,2

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, себестоимость реализованной продукции составила 1 110,7 млрд. тенге по сравнению с 990,1 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, прирост составил 120,6 млрд. тенге или 12,2%. Такое увеличение произошло, главным образом, за счет увеличения расходов на материалы и сырье на 49,3 млрд. тенге и роста расходов на заработную плату на 31,9 млрд. тенге.

Расходы на сырье и материалы, главным образом, состоят из расходов на материалы, топливо и коммунальные услуги, использованные для обеспечения деятельности Компании, а также других расходов, включающих закупки сырой нефти от третьих лиц, в частности российских компаний для Павлодарского НПЗ. Увеличение расходов на сырье и материалы до 735,0 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 685,7 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, произошло, в основном, вследствие увеличения объема ремонтных работ, проводимых в этот период, а также девальвации тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года, что увеличило расходы на некоторые материалы и сырье в долларах США и евро (в частности, KMG International и КРО), вызвало повышение цен на сырую нефть, покупаемую КМГ ПМ для поставки на свои НПЗ, и общего повышения цен на сырье.

Увеличение расходов на заработную плату до 124,7 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 92,8 млрд. за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, произошло, главным образом, в результате обязательного увеличения, в соответствии с политикой Компании, заработной платы работникам в связи с девальвацией тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года.

Увеличение расходов на износ, истощение и амортизацию до 87,2 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 92,8 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, произошло, главным образом, в связи с проведением РД КМГ ремонтных работ, а также повышением цен на топливо в период шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года. Увеличение расходов на износ, истощение и амортизацию также было связано с девальвацией тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года в результате фиксирования износа, истощения и амортизации в KMG International и КРО в долларах США.

Затраты Компании на оплату налога на добычу полезных ископаемых за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, составили 48,5 млрд. тенге, по сравнению с 38,7 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает прирост на 9,8 млрд. тенге или 25,2%. Данное увеличение суммы выплаты налога на добычу полезных ископаемых, в первую очередь, отражает увеличение общих объемов добычи Компанией сырой нефти и газа. См. раздел «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность - Налогообложение - Налог на добычу полезных ископаемых/режим роялти».

Прочие затраты на себестоимость реализованной продукции состоят из выплаты штрафов, сборов за выбросы, затрат на охрану окружающей среды, выплат в рамках социального страхования, арендной платы за земельные участки и других обязательных взносов в бюджет. Увеличение суммы прочих производственных затрат до 63,9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 49,6 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, связано с увеличением расходов на охрану окружающей среды, сборов за выбросы и прочих штрафов, подлежащих уплате рядом дочерних предприятий Компании.

Валовая прибыль

С учетом вышеизложенного за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, валовая прибыль Компании увеличилась на 69,3 млрд. тенге или 16,2%, до 497,2 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, с 427,9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года.

Общие и административные расходы

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		% разница между периодами сроком шесть месяцев, завершившимися 30 июня 2013 и 2014 гг.
	2014	2013	
	(млрд. тенге)		
Фонд заработной платы.....	30,4	23,0	32,2
Прочие налоги.....	2,9	9,8	(70,4)
Износ и амортизация.....	7,9	8,3	(4,8)
Консультационные услуги.....	3,9	3,9	--
Пожертвования на благотворительность.....	5,4	6,4	(15,6)
Штрафы, пени и неустойки.....	2,6	5,2	(50,0)
Сумма на обесценивание дебитового сальдо расчета с покупателями и других текущих активов.....	3,2	1,7	88,2
Компенсация.....	—	7,2	(100)
Восстановление / накопление суммы на неликвидные и медленно расходуемые товарно-материальные запасы.....	(1,0)	1,5	(166)
Прочее ⁽¹⁾	15,9	12,8	24,2
Итого.....	71,0	79,9	(11,1)

Примечание:

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

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, общие и административные расходы составили 71,0 млрд. тенге по сравнению с 79,9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает снижение показателя на 8,9 млрд. тенге или 11,1%. Такое снижение связано, главным образом, со снижением суммы налогов на 6,9 млрд. тенге или 4,1%, а также

единовременное отнесение 7,2 млрд. тенге к компенсации неликвидных товарно-материальных запасов в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, наблюдается увеличение расходов фонда заработной платы до 30,4 млрд. тенге по сравнению с 23,0 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, объясняющееся повышением по указанию Правительства заработной платы работников в связи с девальвацией тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года.

Снижение суммы прочих налогов до 2,9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 9,8 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, связано с более низкими выплатами комиссий за период шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с шестью месяцами, закончившимися 30 июня 2013 года.

Снижение расходов по износу и амортизации до 7,9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 8,3 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, связано со снижением уровня основных и нематериальных активов Компании.

Снижение суммы пожертвований на благотворительность до 5,4 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 6,4 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлено сокращением благотворительной деятельности Компании.

Снижение суммы штрафов и неустоек до 2,6 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 5,2 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, связано с меньшим количеством штрафов, наложенных на Компанию и ее дочерние предприятия в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года. Штрафы и неустойки, выплаченные в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, главным образом, относятся к штрафу в размере 1,9 млрд. тенге, наложенного в результате экологического аудита ЭМГ за 2010-2011 гг. Штрафы и неустойки, выплаченные в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, относятся к штрафу в размере 4,0 млрд. тенге, наложенного в результате экологического аудита.

Увеличение суммы на обесценивание дебитового сальдо расчета с покупателями и других текущих активов до 3,2 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 1,7 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, связано с отражением возросших сумм резервов на обесценение по ужесточения Компанией проверок контрагентов Компании в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года.

Увеличение прочих расходов до 15,9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 12,8 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, связано с увеличением стоимости услуг и материалов.

Транспортные и торговые расходы

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

	<u>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня</u>		<u>% разница между периодами сроком шесть месяцев, завершившимися 30 июня 2013 и 2014 гг.</u>
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Налог на экспорт сырой нефти	88,6	75,6	17,2
Таможенная пошлина	42,0	23,6	77,9
Транспортировка.....	26,9	24,6	9,3
Фонд оплаты труда	10,1	7,8	29,5
Износ и амортизация	6,0	5,8	3,3
Прочее.....	11,5	8,7	32,8
Всего.....	185,1	146,1	26,7

Транспортные расходы включают в себя расходы, связанные с транспортировкой сырой нефти через Трубопровод КТК и систему российской компании «Транснефть» в Самаре, и расходы на обеспечение 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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, транспортные и торговые расходы составили 185,1 млрд. тенге по сравнению с 146,1 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает прирост на 39,0 млрд. тенге или 26,7%. Такой прирост, главным образом, обусловлен увеличением таможенных пошлин на 18,4 млрд. тенге или на 77,9%, а также увеличением рентного налога на экспорт сырой нефти на 13,0 млрд. тенге или на 17,2%.

Рост таможенных пошлин и сборов в первую очередь объясняется ростом экспортных пошлин с \$60 за тонну сырой нефти до \$80 за тонну сырой нефти, который вступил в силу 1 апреля 2014 года, а также девальвацией тенге по отношению к доллару США в течение указанного периода. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, Компания выплатила рентного налога на сумму 88,6 млрд. тенге и 42,0 млрд. тенге таможенных пошлин, в то время как за аналогичный период 2013 года компания выплатила рентного налога на сумму 75,6 млрд. тенге и 23,06 млрд. тенге таможенных пошлин. Это объясняется, главным образом, увеличением объемов экспорта, ростом средней цены на нефть и девальвацией тенге по отношению к доллару США, что происходило в период между двумя рассматриваемыми периодами. См. «*Основные факторы, влияющие на операционную деятельность и ликвидность. – Тарифы на услуги Транспортировки нефти и газа*».

Увеличение транспортных издержек до 26,9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 24,6 млрд. тенге, выплаченными за аналогичный период 2013 года, объясняется, главным образом, ростом издержек на транспортировку через Трубопровод КТК, что в свою очередь было вызвано девальвацией тенге по отношению к доллару США, поскольку плата за использование Трубопровода КТК взимается в долларах.

Обесценивание имущества, зданий и оборудования и других внеоборотных активов.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., Компания зарегистрировала обесценивание имущества, зданий и оборудования и других нематериальных активов (за исключением гудвила) на 24,7 млрд. тенге по сравнению с 57,9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., что составляет сокращение на 33,2 млрд. тенге или 57,3%. Это снижение, главным образом, объясняется единичной записью РД КМГ относительно снижения рыночной стоимости ОМГ на 56,0 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, а также получением выплаты по отсроченному налогообложению в размере 11,0 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, что было вызвано повышением в апреле 2013 года вывозных таможенных пошлин с \$40 до \$60 за тонну и, впоследствии, с \$60 до \$80 за тонну сырой нефти (апрель 2014 года).

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., обесценивание имущества, зданий и оборудования РД КМГ составило 27,4 млрд. тенге в результате дальнейшего увеличения расходов на социальное обеспечение работников. См. раздел «*Работники*» и «*Факторы риска – Риски, относящиеся к коммерческой деятельности Компании – Трудовой конфликт может существенно негативно сказаться на коммерческой деятельности Компании*».

Убытки от продажи собственности, зданий и оборудования

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, Компания зарегистрировала чистый убыток от продажи собственности, зданий и оборудования, нематериальных активов и инвестиционного имущества в сумме 3,6 млрд. тенге по сравнению с 1,8 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, что отражает прирост на 1,8 млрд. тенге или 100%. «*Деятельность - Разведка и добыча - Проекты по разведке - Крупнейшие разведывательные проекты Компании*».

Прочие операционные доходы

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, Компания зарегистрировала прочие операционные доходы в размере 10,5 млрд. тенге по сравнению с 15,8 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает сокращение на 5,3 млрд. тенге или на 33,7%. Данное сокращение, главным образом, обусловлено более низким доходом, полученным от продажи некоторых непрофильных активов Компании, в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года.

Прочие операционные расходы

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, Компания зарегистрировала 8,4 млрд. тенге прочих операционных расходов по сравнению с 3,7 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает увеличение на 4,7 млрд. тенге или 127%. Данное увеличение, главным образом, обусловлено расходами, понесенными в связи с продажей некоторых непрофильных активов Компании.

Чистая курсовая прибыль / (убыток)

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, Компания зарегистрировала чистую курсовую прибыль в размере 80,9 млрд. тенге по сравнению с чистым курсовым убытком в 8,6 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года. Чистая курсовая прибыль за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, главным образом, обусловлена девальвацией тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года в результате увеличения денежных средств в виде депозитов, деноминированных в долларах США. Чистый курсовой убыток за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлен чистым движением тенге по отношению к доллару США за соответствующий период.

Доход от финансирования

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, доход от финансирования составил 28,4 млрд. тенге по сравнению с 17,3 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает прирост на 11,1 млрд. тенге или 64,2%. Данный прирост в основном обусловлен увеличением процентного дохода по банковским вкладам, займам и облигациям на 9,1 млрд. тенге или 64,1%, который, в свою очередь, имел место благодаря увеличению объема средств на банковских депозитах.

Расходы на финансирование

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, расходы Компании на финансирование составили 101,8 млрд. тенге по сравнению со 87,2 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает прирост на 14,6 млрд. тенге или 16,7%. Главным образом, прирост был вызван более увеличением объема займов и выпущенных ценных бумаг на 11,4 млрд. тенге или 17,1%, увеличением процентной ставки по предоставляемым займам и долговым ценным бумагам, что, главным образом, обусловлено суммой процентов, выплачиваемых за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по Облигациям, выпущенным Компанией в рамках Программы в мае 2013 года. На 30 июня 2014 года общая сумма заимствований Компании составила 2 697,5 млрд. тенге по сравнению с 2 474,0 млрд. тенге по состоянию на 30 июня 2013 г. См. раздел «Долговые обязательства».

Обесценивание капиталовложений в совместные предприятия

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. Компания зарегистрировала обесценивание капиталовложений в совместные предприятия в размере 0,3 млрд. тенге. Компания не зарегистрировала обесценивания капиталовложений в совместные предприятия за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года.

Доля прибыли в совместных предприятиях и ассоциированных организациях

Компания и ее дочерние организации владеют долями в совместных предприятиях, представляющих собой юридические лица, контроль в отношении экономической деятельности которых установлен согласно договорам, а также долями в ассоциированных организациях, представляющих собой юридические лица, на которые Компания или соответствующая дочерняя организация оказывает значительное влияние. Инвестиции в совместные предприятия и

ассоциированные организации учитываются по методу учета по доле участия. См. раздел «Представление финансовой, резервной и прочей информации – Информация о дочерних организациях, совместных предприятиях и ассоциированных организациях» «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность - Изменения доли дохода от совместных предприятий и ассоциированных организаций» и Примечание 26 к Промежуточной финансовой отчетности.

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

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		% разница между периодами шесть месяцев, завершившимися 30 июня 2013 и 2014 гг.
	2014	2013	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Компании:			
ТШО.....	173,9	149,5	16,3
MIBV.....	44,1	27,0	63,3
«КазРосГаз».....	14,6	10,4	40,4
«Казахойл Актобе».....	4,4	6,1	(27,9)
ТОО «Азиатский Газопровод» (АГП)	(24,4)	11,4	(31,4)
КМГ ПМ:	18,0	15,0	20,0
ПКИ	15,4	20,0	(23,0)
«Казгермунай»	(23,2)	6,2	(474,2)
Другие ⁽¹⁾	222,7	245,7	9,4
Итого			

Примечание:

(1) Включает (среди прочих) компанию «Valsera Holdings B.V.», которой опосредованно принадлежит Шымкентский НПЗ через долю в размере 99,43% в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», «МунайГас» и «Казахтуркмунай».

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, доля дохода от совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций снизилась на 23,0 млрд. тенге или на 9,4% до 222,7 млрд. тенге с 245,7 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года. Данное снижение, главным образом, произошло за счет регистрации убытка в размере 24,4 млрд. тенге и 23,2 млрд. тенге в отношении ТОО «Азиатский Газопровод» и других совместных предприятий и ассоциированных организаций, соответственно. Указанное сокращение частично компенсируется увеличением доли прибыли Компании в ТШО на 24,4 млрд. тенге или 16,3% и увеличением доли прибыли Компании в MIBV на 17,1 млрд. тенге или 63,3%.

Увеличение доли Компании в прибыли ТШО за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с прибылью за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлено девальвацией тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года, поскольку ТШО продает свою сырую нефть по ценам, выраженным в долларах США.

Увеличение доли Компании в прибыли MIBV за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с прибылью за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлено девальвацией тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года, поскольку MIBV продает свою сырую нефть по ценам, выраженным в долларах США, повышением средней цены на нефть в этот период и увеличением объемов добычи MIBV сырой нефти в этот период.

Увеличение доли Компании в прибыли «КазРосГаз» за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, на 4,2 млрд. тенге или 40,4% по сравнению с прибылью за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлено девальвацией тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года, поскольку «КазРосГаз» продает свой газ по ценам, выраженным в долларах США.

Снижение доли Компании в прибыли ТОО «Азиатский Газопровод» за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с прибылью за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлено убытками, понесенными ТОО «Азиатский Газопровод» в результате девальвации тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года и последующего роста долговых обязательств ТОО «Азиатский Газопровод», выраженных в долларах США, при конвертации в тенге.

Увеличение доли Компании в прибыли «Петроказахстан» на 3,0 млрд. тенге или 20,0%, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с прибылью за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлено девальвацией тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года, поскольку «Петроказахстан» продает свою сырую нефть по ценам, выраженным в долларах США.

Снижение доли Компании в прибыли других совместных предприятий и ассоциированных организаций за по сравнению с долей в прибыли за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлено убытками, понесенными совместными предприятиями и ассоциированными компаниями в результате девальвации тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года и последующего роста долговых обязательств, выраженных в долларах США, при конвертации в тенге.

Расходы по подоходному налогу

В расходы по подоходному налогу включается 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 уменьшилась до 24,2% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с 24,6% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, Компания зарегистрировала расходы на подоходный налог на сумму 107,3 млрд. тенге по сравнению с 79,2 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, что отражает увеличение на 28,1 млрд. тенге или 35,5%. Данный прирост, главным образом, вызван увеличением оплачиваемой Компанией суммы текущего подоходного налога корпорации до 29,6 млрд. тенге или на 51,0%, что, в свою очередь, обусловлено увеличением прибыли Компании до уплаты налога за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, в размере 121,7 млрд. или 37,9% по сравнению с данным показателем за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года.

Прибыль за период

В результате действия перечисленных выше факторов, прибыль Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, увеличилась на 93,4 млрд. тенге или 38,5% до 335,5 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, с 242,1 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года.

Прибыль Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года и за 2013 год составила 20,9% и 17,1 соответственно, от доходов Компании за указанные периоды.

Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 года по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2012 г.

Доход

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, общий доход составил 3 252,7 млрд. тенге, что по сравнению с 2 960,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, отражает увеличение на 292,3 млрд. тенге или 9,9%. Данное увеличение произошло, прежде всего, по причине увеличения продаж сырой нефти на 137,8 млрд. тенге или 23,1% и увеличения продаж очищенных нефтепродуктов на 122,5 млрд. тенге или 6,2%.

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

За год, закончившийся 31 декабря		% разница между годами, закончившимися 31 декабря
2013	2012	2012 и 2013

	(млрд. тенге)		
Продажа очищенных нефтепродуктов	2 106,5	1 984,0	6,2
Продажа сырой нефти	735,4	597,6	23,1
Плата за транспортировку	263,4	221,8	18,8
Продажа газа и продуктов переработки газа ..	229,5	210,2	9,2
Прочие доходы	211,2	187,9	12,4
За вычетом: налога с продаж и коммерческих скидок	(293,3)	(241,1)	21,7
Итого	3 252,7	2 960,4	9,9

Продажи сырой нефти и нефтепродуктов

В таблице ниже представлена информация об объемах продажи Компанией очищенных нефтепродуктов, при этом Компания выступает в качестве заказчика, за указанные годы, исключая толинговые объемы и продажи:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2013	2012
Доход от продажи очищенных нефтепродуктов (млрд. тенге).....	2 106,5	1 984,0
Объем продаж очищенных нефтепродуктов (тыс. тонн)	15 338	13 881
Средняя цена за тонну очищенных нефтепродуктов (тенге).....	137 342	142 931

Общая прибыль Компании от очищенных нефтепродуктов увеличилась на 122,5 млрд. тенге или 6,2% до 2 106,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 1 984,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Такое увеличение, главным образом, обусловлено увеличением объемов продажи очищенных нефтепродуктов на 10,5%, которое было частично компенсировано уменьшением средней цены за тонну очищенных нефтепродуктов с 142 931 тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, до 137 342 тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года.

В таблице ниже приведена информация о продаже очищенных нефтепродуктов KMG International за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2013	2012
Продажа очищенных нефтепродуктов (млрд. тенге).....	590,3	607,3
Объем проданных очищенных нефтепродуктов (тысяч тонн)	4 989	4 945
Средняя цена за тонну очищенных нефтепродуктов (тенге).....	118 318	123 403

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, цены на очищенные нефтепродукты KMG International уменьшились на 4,7% до 590,3 млрд. тенге по сравнению с 607,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Такое увеличение, главным образом, обусловлено уменьшением средней цены за тонну очищенных нефтепродуктов с 123 403 тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, до 118 318 тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года.

В таблице ниже приведены данные о доходе Компании от продаж и объемах продаж сырой нефти за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2013	2012
Доход от продажи сырой нефти (млрд. тенге) ⁽¹⁾	735,4	597,6
Объем проданной сырой нефти (тысяч тонн) ⁽²⁾	5 793	4 395
Средняя цена за тонну сырой нефти (тенге) ⁽³⁾	126 953	135 972

Примечания:

- (1) После учета взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ ПМ.
- (2) Включает объемы продаж только по Компании и ее консолидированным дочерним компаниям после учета взаиморасчетов внутри группы в пользу КМГ ПМ.
- (3) Средняя цена за тонну сырой нефти рассчитывается делением общих доходов от продажи сырой нефти (после учета взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ ПМ) на общий объем продажи сырой нефти (после исключения внутрикорпоративных объемов продаж в пользу КМГ ПМ).

Общая прибыль Компании от продажи сырой нефти за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, возросла на 137,8 млрд. тенге или 23,1% до 735,4 млрд. тенге по сравнению с 597.6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Такое увеличение, главным образом, обусловлено увеличением объема продажи сырой нефти на 31,8%, что, в свою очередь, связано с увеличением добычи сырой нефти в 2013 году против незначительного **повышения** средней цены за тонну сырой нефти с 135 972 тенге до 136 953 тенге в соответствии с колебаниями рыночных цен на сырую нефть.

В таблице ниже приведены данные об экспортной продаже сырой нефти РД КМГ по Агентскому Соглашению до 30 апреля 2012 года и напрямую после истечения срока его действия, а также продаже сырой нефти на внутреннем рынке РД КМГ компании КМГ ПМ для последующей переработки на Атырауском НПЗ за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2013	2012
Экспортные продажи сырой нефти (тыс. тонн)	6 017	6 078
Средняя цена за тонну по экспортным продажам сырой нефти (тенге)	118 388	122 103
Продажи сырой нефти в пользу КМГ ПМ (тыс. тонн)	1 967	1 637
Средняя цена за тонну по продажам сырой нефти в пользу КМГ РМ (тенге)	40 449	38 282

Общий объем экспорта нефти, осуществляемого РД КМГ, уменьшился до 6 017 тыс. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 6 078 тыс. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что соответствует уменьшению на 1%, главным образом, в результате более низких квот мощностей Трубопровода КТК, выделенных для РД КМГ в 2013 году.

Общий объем внутренних продаж сырой нефти РД КМГ через КМГ ПМ согласно Агентскому соглашению составил 2,0 миллиона тонн за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, и 1,6 миллиона тонн за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что соответствует увеличению на 20,2%. Такое увеличение, главным образом, обусловлено увеличением добычи сырой нефти РД КМГ. В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях для РД КМГ по требованию устанавливается минимальная квота поставки нефти Атыраускому НПЗ. В 2012 году Атырауский НПЗ не устанавливал требование о минимальной квоте поставки нефти. См. «Уставный капитал, единоличный акционер и сделки с заинтересованностью – Отношения между Компанией и ее значительными дочерними предприятиями – Соглашение о взаимоотношениях».

На момент выпуска настоящего Базового проспекта Компания не располагает полной информацией об экспортных продажах нефти другими своими дочерними компаниями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании, помимо РД КМГ.

Плата за транспортировку

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, сумма оплаты транспортировки составила 263,4 млрд. тенге по сравнению с 221,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, продемонстрировав увеличение на 41,6 млрд. тенге или на 18,8%. Это увеличение, главным образом, обусловлено увеличением дохода от транспортировки сырой нефти КТО.

Доходы от транспортировки газа

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

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2013	2012
	(млрд. тенге)	
Услуги по транспортировке:		
Центрально-азиатский газ (транзит)	54,6	54,8
Российский газ (транзит)	18,5	17,2
Казахстанский газ (за пределы страны)	16,2	16,6
Казахстанский газ (в пределах страны)	7,4	6,3
Кыргызстанский газ (транзит)	0,1	0,03
Общие доходы от транспортных услуг⁽¹⁾	96,8	94,9

Примечание:

Без учета корпоративных взаиморасчетов.

Поступления от транспортировки газа за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., возросли на 1,9% по сравнению годом, закончившимся 31 декабря 2012 года. Данное увеличение, главным образом, обусловлено повышением тарифов на услуги по транспортировке газа в 2013 году, которое было немного перекрыто снижением объема транспортировки газа по системе трубопровода ИЦА в 2013 году. См. «Деятельность – Перевозка – Транспортировка и хранение газа – Объемы транспортировки газа».

Доходы от транспортировки нефти

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

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2013 год	2012 год
	(млрд. тенге)	
Трубопроводы КТО:		
Западная ветвь:		
Трубопровод УАС.....	79,8	55,6
Другие трубопроводы Западной ветви осуществляют транспортировку на:		
Атырауский НПЗ.....	6,0	4,2
Морской порт Актау.....	6,3	5,0
Трубопровод КТК.....	5,3	4,7
Восточная ветвь осуществляет транспортировку на:		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу.....	39,4	25,3
Шымкентский НПЗ.....	10,6	6,4
Павлодарский НПЗ.....	2,3	2,0
Прочие платежи ⁽¹⁾	4,1	7,1
Общий доход от транспортировки сырой нефти⁽²⁾.....	153,8	110,3

Примечания:

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

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, доходы от транспортировки сырой нефти увеличились на 39,4% по сравнению годом, закончившимся 31 декабря 2012 года. Данное увеличение, главным образом, отражает повышение дохода от транспортировки сырой нефти по трубопроводу УАС в размере 24,2 млрд. тенге или на 43,5%, которое, в свою очередь, обусловлено повышением внутреннего тарифа на транзит нефти и экспортного тарифа на транзит нефти с 1 декабря 2013 года. См. «Основные факторы, влияющие на операционную деятельность и ликвидность. Тарифы на услуги Транспортировки нефти и газа». Общему росту выручки от транспортировки сырой нефти также способствовал рост выручки от транспортировки сырой нефти через трубопроводы Восточной ветви на 55,7%. Этот рост в первую очередь объясняется увеличением объемов сырой нефти, транспортируемой по трубопроводу Восточной ветви в 2013 году.

Продажи газа и продуктов переработки газа

Продукты переработки газа включают в себя природный газ, который продается компанией КТГ, и сжиженный природный газ, продаваемый РД КМГ. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, объем продаж газа и продуктов переработки газа составил 229,5 млрд. тенге по сравнению с 210,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что отражает увеличение на 9,3 млрд. тенге или на 9,2%. Данное увеличение, главным образом, обусловлено консолидацией финансовых результатов КРО за весь календарный год в 2013 год (по сравнению всего с шестью месяцами в 2012 году, когда произошло приобретение компании в июне 2012 года), а также ростом средних цен на газ в 2013 году по сравнению с 2012 годом.

Прочие доходы

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, прочие доходы составили 211,2 млрд. тенге по сравнению с 187,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, прирост составил 23,3 млрд. тенге или 12,4%. Данное увеличение, главным образом, обусловлено влиянием

положительных курсовых разниц, а также доходами от продажи некоторых непрофильных активов Компании.

Себестоимость реализованной продукции

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

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между показателями за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 и 2013 гг.
	<u>2013</u>	<u>2012</u>	
	(млрд. тенге)		
Сырье и материалы.....	1 667,7	1 511,9	10,3
Фонд заработной платы.....	205,2	190,8	7,6
Износ, истощение и амортизация.....	150,7	137,0	10,0
Налог на добычу полезных ископаемых.....	84,5	71,9	17,5
Ремонт и техническое обслуживание.....	43,5	31,5	38,1
Электроэнергия.....	37,4	40,7	(8,1)
Прочие налоги.....	34,0	16,1	111,2
Прочее.....	131,2	90,9	44,3
Итого.....	2 354,1	2 090,8	12,6

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, себестоимость реализованной продукции составила 2 354,1 млрд. тенге по сравнению с 2 090,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, прирост составил 263,3 млрд. тенге или 12,6%. Такое увеличение произошло, главным образом, за счет увеличения расходов на материалы и сырье на 155,8 млрд. тенге или 10,3% и роста других позиций себестоимости продукции на 40,3 млрд. тенге или 44,3%.

Увеличение расходов на сырье и материалы до 1,667,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 1 511,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено покупкой РД КМГ для своих нефтеперерабатывающих заводов сырой нефти у третьих лиц по более высоким ценам на сырую нефть, увеличением объема ремонтных работ, проводимых рядом дочерних предприятий Компании в 2013 году, затратами на сопутствующие материалы и сырье, а также общим повышением цен на сырье.

Увеличение расходов на заработную плату до 205,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению со 190,8 млрд. за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено повышением базовой заработной платы работников Компании в рамках индексации.

Прочие затраты на себестоимость реализованной продукции состоят из выплаты неустоек, оплаты эмиссии, затрат на охрану окружающей среды, выплат в рамках социального страхования, арендной платы за земельные участки и других обязательных взносов в бюджет. Увеличение суммы прочих затрат на себестоимость реализованной продукции до 131,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года по сравнению с 90,9 млрд. тенге за год, закончивший 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено увеличением расходов на охрану окружающей среды, сборов за выбросы и прочих штрафов, подлежащих уплате рядом дочерних предприятий Компании.

Увеличение расходов на износ, истощение и амортизацию до 150,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению со 137,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, главным образом, обусловлено последствиями консолидации 10% доли Компании в КРО в 2013 году за весь календарный год после ее приобретения Компанией в июне 2012 года.

Затраты Компании на оплату налога на добычу полезных ископаемых за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, составили 84,5 млрд. тенге, по сравнению с 71,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что отражает прирост на 12,6 млрд. тенге или 17,5%. Данное увеличение суммы выплаты налога на добычу полезных ископаемых, в первую очередь, отражает прирост объемов добычи РД КМГ. 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 2013 года, валовая прибыль Компании увеличилась на 29,0 млрд. тенге или 3,3%, до 898,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, с 869,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года.

Общие и административные расходы

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

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между показателями за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 и 2013 гг.
	2013	2012	
	(млрд. тенге)		
Фонд заработной платы.....	55,6	55,0	1,1
Прочие налоги.....	17,3	11,9	45,4
Износ и амортизация.....	17,0	13,8	23,2
Консультационные услуги.....	10,6	10,3	2,9
Пожертвования на благотворительность.....	8,7	15,1	(42,4)
Штрафы, пени и неустойки.....	5,6	8,9	(37,1)
Сумма на обесценивание дебитового сальдо расчета с покупателями и других текущих активов.....	3,5	12,8	(72,7)
Компенсация неликвидных товарно-материальных запасов.....	1,4	1,6	(12,5)
Прочее ⁽¹⁾	43,0	33,6	27,9
Итого.....	162,7	163,1	(0,2)

Примечание:

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

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, общие и административные расходы составили 162,7 млрд. тенге по сравнению с 163,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что отражает снижение на 0,4 млрд. тенге или 0,2%. Такое снижение связано, главным образом, с уменьшением суммы на обесценивание дебитового сальдо расчета с покупателями и других текущих активов на 9,3 млрд. тенге или 72,7%, уменьшением суммы пожертвований на благотворительность на 6,4 млрд. тенге или 42,4%, а также снижением суммы штрафов, пени и неустоек на 3,3 млрд. тенге или 37,1%, частично компенсированных увеличением на 9,4 млрд. или 27,9% прочих общих и административных расходов и увеличением суммы прочих налогов на 5,4 млрд. или 45,4%.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, наблюдается увеличение расходов фонда заработной платы до 55,6 млрд. тенге по сравнению с 55,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, связанное с годовой индексацией заработной платы в связи с инфляцией.

Прирост суммы прочих налогов до 17,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 11,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлен увеличением суммы налога на имущество, уплаченного в 2013 году по сравнению с 2012 годом.

Увеличение расходов по износу и амортизации до 17,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 13,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено увеличением основных и нематериальных активов Компании в 2013 году по сравнению с 2012 годом.

Снижение суммы пожертвований на благотворительность до 8,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 15,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено сокращением благотворительной деятельности Компании в 2013 году по сравнению с 2012 годом.

Снижение суммы штрафов и неустоек до 5,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 8,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом обусловлено снижением количества штрафов, пени и неустоек, которые вынуждена была выплатить Компания. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, РД КМГ признала штраф в размере 4,0 миллиарда тенге после проведения экологического аудита, а также штраф в размере 1,2 млрд. тенге, который был наложен в связи налоговыми нарушениями. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, размер штрафа после проведения налогового аудита составил 1,3 млрд. тенге, и связанные штрафы составили 6,3 млрд. тенге.

Сокращение суммы на обесценивание дебитового сальдо расчета с покупателями и других текущих активов до 3,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 12,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено единовременным уменьшением дебиторской задолженности KMG International в 2012 году на 9,2 млрд. тенге.

Увеличение прочих расходов до 43,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 33,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 году, главным образом, обусловлено увеличением стоимости услуг и материалов в 2013 году по сравнению с 2012 годом.

Транспортные и торговые расходы

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

	<u>За год, закончившийся 31 декабря</u>		% разница между показателями за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 и 2013 гг.
	<u>2013</u>	<u>2012</u>	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Налог на экспорт сырой нефти	165,3	159,8	3,4
Таможенная пошлина	59,4	43,7	35,9
Транспортировка	57,0	110,8	(48,6)
Фонд оплаты труда	18,0	14,5	24,1
Износ и амортизация	12,6	12,8	(1,6)
Прочее	19,8	19,1	3,7
Всего	332,2	360,7	(7,9)

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, транспортные и торговые расходы составили 332,2 млрд. тенге по сравнению с 360,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что отражает сокращение на 28,5 млрд. тенге или 7,9%. Такое сокращение, главным образом, обусловлено снижением транспортных расходов на 53,8 млрд. тенге или на 48,6%, что частично компенсируется увеличением суммы таможенных пошлин на 15,7 млрд. тенге или 35,9%.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, Компания выплатила рентный налог в размере 165,3 млрд. тенге и налоговые пошлины в размере 59,4 млрд. тенге по сравнению с рентным налогом в размере 159,8 млрд. тенге и налоговыми пошлинами в размере 43,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Увеличение суммы рентного налога в 2013 году по сравнению с 2012 годом, главным образом, обусловлено изменением основных показателей, которые применялись для расчета рентного налога после того как правительство получило список рекомендаций и объяснений от налоговых органов, в результате чего в 2013 году пришлось дополнительно выплатить 5,0 миллиардов тенге. Размер экспортных таможенных пошлин вырос на 12,4 млрд. тенге в результате увеличения экспортного таможенного тарифа с \$40 до \$60 за тонну в апреле 2013 года.

Сокращение транспортных расходов на 57,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года по сравнению со 110,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено завершением 30 апреля 2012 года действия Агентского договора, в соответствии с которым значительную часть сырой нефти РД КМГ экспортировала через Trade House KazMunaiGaz N.V – 100-процентное дочернее предприятия КМГ ПМ. С 1 мая 2012 года ДР КМГ экспортирует добываемую сырую нефть напрямую.

Обесценивание имущества, зданий и оборудования и нематериальных активов

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., Компания зарегистрировала обесценивание имущества, зданий и оборудования и нематериальных активов (за исключением гудвила) на 62,5 млрд. тенге по сравнению с 82,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., что составляет сокращение на 19,9 млрд. тенге или 24,2%. Данное сокращение, главным образом, обусловлено однократным признанием обесценивания в размере 76,3 млрд. тенге в 2012 году в отношении активов РД КМГ в связи с последствиями забастовки на ОМГ с мая по август 2011 года для показателей добычи Компании 2012 году, а также сокращением прогнозируемых показателей добычи, предусмотренных планом на последующие периоды. В 2013 году величина обесценивания имущества, зданий и оборудования и нематериальных активов РД КМГ составила 60,0 млрд. тенге. См. раздел «Работники» и «Факторы риска – Риски, относящиеся к коммерческой деятельности Компании – Трудовой конфликт может существенно негативно сказаться на коммерческой деятельности Компании».

Убытки от продажи собственности, зданий и оборудования

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, Компания зарегистрировала чистый убыток от продажи собственности, зданий и оборудования, нематериальных активов и инвестиционного имущества в сумме 4,9 млрд. тенге по сравнению с 3,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, что отражает прирост на 1,1 млрд. тенге или 28,9%. «Деятельность - Разведка и добыча - Проекты по разведке - Крупнейшие разведывательные проекты Компании».

Доход от продажи акций / доли в уставном капитале дочерней компании

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, Компания не зарегистрировала дохода от продажи акций дочерней компании. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, Компания зарегистрировала прибыль в размере 9,6 млрд. тенге от продажи доли в уставном капитале дочерней компании в результате продажи компанией РД КМГ доли в уставном капитале ТОО «Казахстан Петрокемикал Индастриз Инк.», составляющей 51%, «Объединенной химической компании» за 4,9 млрд. тенге в апреле 2012 года, а также продажи доли в уставном капитале KS EP, составляющей 49%, в ноябре 2012 года, что принесло Компании 4,8 млрд. тенге. РД КМГ сохраняет долю в уставном капитале KS EP в размере 51%.

Прочие операционные доходы

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, Компания зарегистрировала прочие операционные доходы в размере 30,7 млрд. тенге по сравнению с 27,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что отражает прирост на 3,2 млрд. тенге или на 11,6%. Данное увеличение, главным образом, обусловлено сопоставимым уровнем дохода, полученного Компанией от продажи некоторых непрофильных активов Компании.

Прочие операционные расходы

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, Компания зарегистрировала 17,3 млрд. тенге прочих операционных расходов по сравнению с 6,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что отражает увеличение на 0,5 млрд. тенге или 3,0%. Данное увеличение, главным образом, обусловлено расходами, понесенными в связи с продажей некоторых непрофильных активов Компании.

Чистый курсовой убыток

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, Компания зарегистрировала чистый курсовой убыток в размере 22,2 млрд. тенге по сравнению с чистым курсовым убытком в 18,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что отражает увеличение показателя на 4,2 млрд. тенге или 23,3%. Увеличение показателя, главным образом, обусловлено сопоставимым чистым движением курса тенге по отношению к доллару США.

Доход от финансирования

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, доход от финансирования составил 42,4 млрд. тенге по сравнению с 29,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что отражает увеличение на 13,4 млрд. тенге или 46,0%. Данное увеличение, главным образом, обусловлено увеличением процентного дохода по банковским вкладам, займам и облигациям на 7,1 млрд. тенге

или 25,7%, который, в свою очередь, имел место благодаря увеличению среднего сальдо средств на банковских депозитах в 2013 году по сравнению с 2012 годом, а также увеличением прочих доходов от финансирования на 6,2 млрд. тенге или 413,3% в результате увеличения суммы денежных средств, полученных от операционной и прочих видов деятельности.

Расходы на финансирование

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, расходы Компании на финансирование составили 171,7 млрд. тенге по сравнению со 169,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что отражает увеличение на 2,5 млрд. тенге или 1,5%. Данное увеличение, главным образом, обусловлено увеличением объема займов и выпущенных ценных бумаг на 7,3 млрд. тенге или 5,9%, увеличением процентной ставки по предоставляемым займам и долговым ценным бумагам и повышением прочих расходов на финансирование в размере 5,4 млрд. тенге или 41,5%, частично компенсированным снижением чистых расходов по производным ценным бумагам в размере 7,5 млрд. тенге или 98,7% и снижением на 0,2 млрд. или 1,8% суммы процентов, выплачиваемых за приобретение дополнительной доли в Северо-Каспийском проекте. На 31 декабря 2013 года общая сумма заимствований Компании составила 2 307,1 млрд. тенге по сравнению с 2 063,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2012 г. См. раздел «Долговые обязательства».

Обесценивание капиталовложений в совместные предприятия

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, Компания не зарегистрировала обесценивания капиталовложений в совместные предприятия. За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, Компания зарегистрировала обесценивания капиталовложений в совместные предприятия в размере 3 млрд. тенге в отношении инвестиций в ТОО «СП Каспий-Битум». См. Примечание 13 к Финансовой отчетности за 2012 год.

Доля прибыли в совместных предприятиях и ассоциированных организациях

См. раздел «Представление финансовой, резервной и прочей информации – Информация о дочерних организациях, совместных предприятиях и ассоциированных организациях» «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность - Изменения доли дохода от совместных предприятий и ассоциированных организаций», Примечание 30 к Финансовой отчетности за 2013 год и Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2012 год.

В таблице ниже приводится информация о прибыли (убытках) совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании за соответствующие периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между показателями за годы, завершившиеся 31 декабря 2012 и 2013 гг.
	2013	2012	
	(млрд. тенге)		
Компании:			
ТШО.....	295,9	267,8	10,5
МВВ.....	56,5	64,6	(12,5)
«КазРосГаз».....	22,3	40,9	(45,5)
«Казакхойл Актобе».....	11,7	11,3	3,5
РД КМГ:			
ПКИ.....	23,7	34,6	(31,5)
«Казгермунай»	43,2	38,4	12,5
Другие ⁽¹⁾	30,1	13,5	123,0
Итого.....	483,5	471,1	2,6

Примечание:

(1) Включает (среди прочих) компанию «Valsera Holdings B.V.», которой опосредованно принадлежит Шымкентский НПЗ через долю в размере 99,43% в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», «МунайГас» и «Казакхтуркмунай».

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, доля дохода от совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций увеличилась на 12,4 млрд. тенге или на 2,6% до 483,5 млрд. тенге с 471,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Данное увеличение, главным образом, произошло за счет прироста доли Компании в прибыли ТШО на 28,1 млрд. тенге или 10,5%, прироста доли Компании в прибыли других совместных предприятий

или ассоциированных организаций в размере 16,6 млрд. тенге или 123,0%, что частично компенсируется снижением доли Компании в прибыли «КазРосГаз» на 18,6 млрд. тенге или 45,5%, а также снижением доли Компании в прибыли «Петроказхстан» на 10,9 млрд. тенге или 31,5%.

Увеличение доли Компании в прибыли ТШО за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с прибылью за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено увеличением в 2013 году объемов добычи нефти и газа компанией ТШО на 12,0% и на 14,6%, соответственно, по сравнению с 2012 годом.

Снижение доли Компании в прибыли MIBV за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, на 8,1 млрд. тенге или 12,5% по сравнению с прибылью за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено снижением средней цены продажи, а также объемов экспорта MIBV в 2013 году по сравнению с 2012 годом.

Снижение доли Компании в прибыли «КазРосГаз» за год, закончившийся 31 декабря 2013 года по сравнению с прибылью за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено снижением объемов газа, поставляемых КРО «КазРосГазу», в 2013 году по сравнению с 2012 годом.

Снижение доли Компании в прибыли «Петроказхстан» за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с прибылью за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено снижением объемов добычи нефти и газа компанией «Петроказхстан» в 2013 году на 4,6% и 4,3%, соответственно, по сравнению с 2012 годом. Снижение добычи стало результатом истощения некоторых зрелых месторождений «КазРосГаза».

Увеличение доли Компании в прибыли других совместных предприятий и ассоциированных организаций за по сравнению с долей в прибыли за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, произошло, главным образом, за счет увеличения средней цены нефти, а также в общем более высоких объемов продажи в 2013 году.

Расходы по подоходному налогу

Эффективная ставка налогообложения Компании уменьшилась до 28,4% за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 30,0% за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, в результате уменьшения налога на сверхприбыль, наложенного в 2013 году по сравнению с 2012 годом.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, Компания зарегистрировала расходы на подоходный налог на сумму 193,4 млрд. тенге по сравнению со 177,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, что отражает увеличение на 16,3 млрд. тенге или 9,2%. Данный прирост, главным образом, вызван увеличением суммы расходов на уплату подоходного налога на прибыль на 18,3 млрд. тенге или 15,5% и увеличением в обмен непризнанных отложенных налоговых активов на 15,8 млрд. тенге или 61,7%. Данные увеличения частично компенсируются снижением иных не подлежащих вычету расходов и необлагаемых налогом доходов и уменьшением налога на сверхприбыль на 13,7 млрд. тенге или 50,2%.

Прибыль за год

В результате действия перечисленных выше факторов, прибыль Компании за год увеличилась на 75,2 млрд. тенге или 18,2% до 488,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, с 413,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года.

Прибыль Компании за 2013 и за 2012 годы составила 15,0% и 14,0%, соответственно, от доходов Компании за указанные периоды.

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 2 960.4 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	
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

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 Петромидиа 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 KMG International 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 KMG International 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 Петромидиа НПЗ, что в свою очередь, произошло в результате влияния модернизации и программы расширения на этом заводе. Увеличение продаж нефтепродукции на KMG International также связано с более высокой стоимостью на нефтепродукцию, проданную KMG International 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 ПМ.
- (2) Включает объемы продаж только по Компании и ее консолидированным дочерним организациям после исключения взаиморасчетов внутри группы в пользу КМГ ПМ.
- (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 ПМ) на общие объемы продаж сырой нефти (после исключения внутрикорпоративных объемов продаж в пользу КМГ ПМ).

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 ПМ по Агентскому соглашению до 30 апреля 2012 г. и экспортируемые сразу после этого и продаж на внутреннем рынке КМГ ПМ 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 ПМ (тыс. тонн)	1,595	1,898
Средняя цена за тонну по продажам сырой нефти в пользу КМГ ПМ (тенге)	37,906	27,858

На момент выпуска настоящего Базового проспекта Компания не располагает полной информацией об экспорте нефти другими дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании.

Общий объем экспорта нефти, осуществляемого РД КМГ (через КМГ ПМ 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 ПМ 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 ПМ 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».

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:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2012	2011
		(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:

Без учета исключения Корпоративных Взаиморасчетов.

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

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 ¹	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

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

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,
	2012	2011	завершившимися
	(млрд. тенге)		31 декабря
			2011 и 2012
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 (кроме налога на прибыль)	16.1	10.0	61.0
Прочее	90.9	55.2	64.7
Итого	2,090.8	1,836.1	13.9

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.

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.

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 ПМ, 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	годами,
	(млрд. тенге)		завершившимся
			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 ⁽¹⁾	35.3	36.8	(4.1)
Итого	163.1	164.9	(1.1)

Примечание:

(1) 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.%. 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 ПМ 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 1368 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, по сравнению с 1662 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 1561 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г, по сравнению с 1763 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., главным образом, обусловлено сокращением благотворительной деятельности Компании 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 KMG International 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,
	2012	2011	31 декабря
	(млрд. тенге)		2011 и 2012
Налог на вывоз сырой нефти	159.8	149.8	6.7
Транспортировка	110.8	101.5	9.2
Таможенная пошлина	43.7	51.7	(15.5)
Затраты	14.5	17.1	(15.2)
Износ и амортизация	12.8	11.6	(10.3)
Прочие	19.1	19.1	—
Всего	360.7	350.7	2.9

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. Обесценение 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 ПМ 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 ПМ 49 % акций в KZ EP в ноябре 2012, что привело к прибыли в 4 782.3 миллиона тенге. КМГ ПМ 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 уменьшение капиталовложения в совместные предприятия за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Доля прибыли в совместных предприятиях и ассоциированных организациях

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

	За год, закончившийся 31 Декабря		% разница между годами, закончившимися 31 декабря 2011 и 2012
	2012	2011	
	(млрд. тенге)		
Компани:			
ТШО	267.8	303.4	(11.7)
МВУ	64.6	80.9	(20.1)
КазРосГаз	40.9	39.4	3.8
Казахойл Актобе	11.3	15.5	(27.1)
КМГ ПМ:			
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 «Valseira Holdings B.V.», которым косвенно принадлежит Шымкентский НПЗ через их долю в размере 99,43% в ТОО «ПетроКазахстан 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

Эффективная ставка налогообложения Компании выросла до 30 % за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., 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 ПМ. 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.

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».

Транспортировка газа. В управлении Компания владеет и управляет главными системами газопровода, включая две основные сети. Результаты этой деятельности учитываются в составе производственного сегмента «Транспортировка 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 полугодие, закончившееся 30 июня					
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
	Общие доходы (в млрд. тенге)		Валовая прибыль за период	за	Чистая прибыль за период	
Разведка и добыча нефти и газа	527.1	433.9	345.7	277.2	285.2	108.6
Транспортировка нефти	108.9	100.9	54.7	49.7	36.0	44.9
Транспортировка газа	173.1	149.4	34.5	52.0	(30.7)	53.3
		1 127.				
Переработка сырой нефти и нефтепродуктов	1 297.1	1	88.8	65.6	(15.3)	(73.)
Прочие	56.5	51.6	(0.4)	64.3	56.4	42.5
Исключение взаиморасчетов	(554.8)	(444.7)	(26.6)	(20.9)	4.0	0.2
		1 418.				
Всего	1 607.9	1	497.2	427.9	355.5	242.1

Сегмент	За год, закончившийся 31 декабря								
	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011
	Общие доходы (в млрд. тенге)			валовая прибыль за год			чистая прибыль за год		
Разведка и добыча нефти и газа	924.4	853.7	721.2	602.7	585.9	486.0	256.8	300.6	284.2
Транспортировка нефти	208.9	163.9	160.3	91.2	54.1	56.7	84.3	41.8	29.2
Транспортировка газа	288.3	262.2	251.7	78.6	64.1	79.6	32.0	(73.7)	71.5
Переработка сырой нефти и нефтепродуктов	2,673.1	2,674.9	2,201.8	158.9	183.8	186.3	(6.6)	(23.2)	(35.7)
Прочие	111.7	108.5	78.8	10.0	17.0	17.0	121.5	169.6	202.0
Исключение взаиморасчетов	(953.7)	(1,102.7)	(788.6)	(42.9)	(35.3)	(36.4)	0.7	1.6	(72.5)
Всего	3,252.7	2,960.4	2,625.3	898.6	869.6	789.2	488.6	413.4	478.7

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. За полугодия, закончившиеся 30 июня 2014 и 2013 года, 1,0% и 3,8% совокупного дохода сегмента соответственно были получены от внешних клиентов, а 99,0% и 96,2% соответственно – от внутренних клиентов; 3,1%, 1,2% и 1,5% совокупного дохода сегмента были получены от внешних клиентов и 96,8%, 98,8% и 98,5% от внутренних клиентов за года, закончившиеся 31 декабря в 2013, 2012 и 2011 годах соответственно.

РД КМГ, на который приходилось 87,8% и 88,4% от общих объемов добычи нефти Компании за полугодия, закончившиеся 30 июня 2014 и 2013 годов соответственно, а также 88,5%, 93,4%, и 100% от общих объемов добычи нефти Компании за годы, закончившиеся 31 декабря в 2013, 2012 и 2011 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 ПМ по агентскому договору. Такие продажи проводились по рыночным ценам для продажи внешним потребителям. РД КМГ также осуществляет внутренние продажи своей продукции в пользу КМГ ПМ 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 ПМ для переработки, причем указанный доход исключается при консолидации. В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, РД КМГ также обязалась продавать определенное количество сырой нефти КМГ ПМ, которую КМГ ПМ затем перерабатывает эту нефть на Атырауском НПЗ для производства нефтепродуктов на продажу на внутреннем рынке Казахстана. По данному соглашению в 2011, 2012 и 2013 году Компания поставила 1,6 млн, 1,8 млн и 1,9 млн тонн сырой нефти соответственно. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, РД КМГ осуществила продажу 1,0 млн тонн сырой нефти КМГ ПМ из 1,9 млн тонн, которые Компания обязана поставить в течение финансового года, заканчивающегося 31 декабря 2014 года, если соответствующее требование предъявит Атырауский НПЗ. В 2015 году РД КМГ также обязалась

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%, что в целом ниже мировых рыночных цен. На основании этой формулы средняя цена сырой нефти на местном рынке в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 составляла, соответственно, 40 499 тенге, 38 282 тенге и 27 858 тенге за тонну. Объемы продаж на внутреннем рынке в рамках Соглашения о взаимодействии составляли 2,0 млн. тонн, 1,6 млн. тонн и 1,9 млн. тонн за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно. Увеличение объемов продаж на внутреннем рынке за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2012 года, главным образом, обусловлено возобновлением добычи на ОМГ после забастовки 2011 года и ограничением квот на трубопроводе КТК, выделенных РД КМГ для ее экспортных поставок. Снижение объемов продаж на местном рынке за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2011 года, главным образом, обусловлено влиянием забастовки на ОМГ с мая по август 2011 на добычу Компании в 2012 году. Объем продаж в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях составил 1,0 млн. тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года. РД КМГ продает сырую нефть на экспорт (кроме сырой нефти, продаваемой по ежегодным внутригрупповым договорам покупки, описанным ниже), компании КМГ ПМ 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 118 388 тенге, 122 103 тенге и 113 857 тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно. Объем таких продаж составил 6,0 млн. тонн, 6,1 млн. тонн и 5,8 млн. тонн за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 21,5% до 527.1 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года по сравнению с 433.9 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 24,7%, составив сумму в размере 345.7 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года по сравнению с 277.2 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года. Такие увеличения дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года в сравнении с полугодием, закончившимся 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлены девальвацией тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года в результате продажи сырой нефти и газа по ценам в долларах США и евро, а также увеличением на 2,6% и 7,0% совокупного объема добычи сырой нефти и газа Компанией, соответственно, за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года по сравнению с полугодием, закончившимся 30 июня 2013 года.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 8,3% до 924.4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года по сравнению с 853.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 2,9%, составив сумму в размере 602.7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года по сравнению с 585.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Такие увеличения дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за год, закончившийся 31 декабря 2013 года в сравнении с 2012 годом, главным образом, обусловлены вызвано увеличением на 9,3% и на 69,6% совокупного объема добычи сырой нефти и газа Компанией, соответственно, за год, закончившийся 31 декабря 2013 года по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2012 года, а также повышением средней цены за тонну сырой нефти. Увеличение объемов газа, добытого в 2013 году, по сравнению с 2012 годом, главным образом, обусловлено консолидацией добычи КРО за год в 2013 году по сравнению с первым полугодием 2012 года после приобретения 10% доли в КРО в июне 2012 года.

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 в этом сегменте 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. Такие увеличения дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за год, закончившийся 31 декабря 2012 года в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2011 года, главным образом, обусловлены более высокой общей стоимостью нефти в 2012 г.

Чистая прибыль по сегменту разведки и добычи нефти и газа увеличилась на 162,6% до 285.2 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года по сравнению с 108.6 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года преимущественно по вышеуказанным причинам.

Чистая прибыль по сегменту разведки и добычи нефти и газа сократилась на 14,6% до 256.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года по сравнению с 300,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., преимущественно за счет сокращения доли этого сегмента в прибыли совместных предприятий и ассоциированных лиц, а также за счет увеличения амортизационных отчислений в 2013 году по сравнению с 2012 годом.

Чистая прибыль по сегменту 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 76,3 млрд. тенге в 2012 г. преимущественно из-за продолжающегося в 2012 г. воздействия забастовки на ОМГ, 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».

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. За полугодия, закончившиеся 30 июня 2014 и 2013 гг. 82,6% и 84,7% совокупного дохода сегмента соответственно были получены от внешних клиентов, а 17,5% и 15,3% от внутренних клиентов; 84,1%, 84,8% и 84,4% совокупного дохода сегмента были получены от внешних клиентов и 15,2%, 15,8% и 15,6% от внутренних клиентов за года, закончившиеся 31 декабря в 2013, 2012 и 2011 годах соответственно.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 8,0% до 108.9 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с 100.9 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 10,1% до 54.7 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с 49.7 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года. Такие увеличения дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с полугодием, закончившимся 30 июня 2013 годом, главным образом, обусловлены повышением транспортных тарифов с 1 апреля 2014 года.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 27,5% до 208.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 163.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, в то время как валовая прибыль увеличилась на 68,6% до 91,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 54.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Такие увеличения, главным образом, обусловлены увеличением объемов транспортировки сырой нефти в 2013 году, а также влиянием повышения транспортных тарифов с 1 декабря 2012 года.

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 в этом сегменте 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, главным образом, в результате увеличения стоимости предоставляемых товаров и услуг.

Чистая прибыль по сегменту транспортировки нефти сократилась на 19,8% до 36.0 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с 44.9 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года, главным образом, в результате уменьшения доли прибыли Компании от неконсолидированных совместных предприятий и связанных компаний в результате убытков, понесенных некоторыми неконсолидированными совместными предприятиями и

связанными компаниями в этот период из-за девальвации тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года и последующим ростом обязательств, деноминированных в долларах США, таких совместных предприятий и связанных компаний при конвертировании в тенге).

Чистая прибыль сегмента транспортировки нефти увеличилась на 101,7% до 84.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 41.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, в результате увеличения объемов транспортировки, а также влияния повышения транспортных тарифов с 1 декабря 2012 года.

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.

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 15,9% до 173.1 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с 149.4 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте снизилась на 33,7% до 34.5 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с 52.0 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года. Увеличение дохода до исключения взаиморасчетов за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с полугодием, закончившимся 30 июня 2013 года, в основном, относится к увеличению транспортных тарифов с января 2014 года, которое было частично компенсировано уменьшением на 2,3% объемов транспортировки газа через систему газопроводов ИЦА в течение полугодия, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с аналогичным периодом 2013 годом. Сокращение валовой прибыли в этом сегменте за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с полугодием, закончившимся 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлено повышением расходов на продажу в полугодии, закончившемся 30 июня 2014 года, по сравнению с аналогичным периодом 2013 года, в частности, увеличением на 53,9% расходов на продажу газа.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту увеличился на 10% до 288.3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 262,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 22,6% до 78.6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 64.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Такое увеличение, главным образом, обусловлено повышением тарифов на услуги по транспортировке газа в 2013 году по сравнению с 2012 годом, которое было частично компенсировано уменьшением объемов газа, транспортируемого через систему газопроводов ИЦА, в 2013 году.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 462% до 26262 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года по сравнению с 25167 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте 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.

Чистый убыток сегмента транспортировки газа составил 30,7 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с чистым убытком сегмента транспортировки газа в размере 53,3 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года. Данный чистый убыток, главным образом, обусловлен уменьшения доли прибыли Компании от неконсолидированных совместных предприятий и связанных компаний в результате убытков, зафиксированных из-за девальвации тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года и последующим ростом обязательств, деноминированных в долларах США, таких совместных предприятий и связанных компаний при конвертировании в тенге).

Чистая прибыль сегмента транспортировки газа за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, составила 32,0 млрд. тенге, главным образом, в результате повышения тарифов на услуги по транспортировке газа в 2013 году по сравнению с 2012 годом, а также увеличения доли прибыли Компании от неконсолидированных совместных предприятий и связанных компаний.

Чистый убыток сегмента транспортировки газа составил 73,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, в результате дивидендов, выплаченных КазРосГаз Компании в сумме 143,0 млрд. тенге.

Чистая прибыль сегмента транспортировки газа составила 71,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года.

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. За оба полугодия, закончившиеся 30 июня 2014 и 2013 гг., 99,8% совокупного дохода этого сегмента было получено от внешних клиентов, а 0,2% от внутренних клиентов; 99,8%, 92,0% и 98,8% совокупного дохода сегмента были получены от внешних покупателей (т.е. неаффилированных лиц и совместных предприятий) и 0,2%, 8,0% и 1,2% от внутренних покупателей (т.е. Компании и ее дочерних организаций) за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г, 31 декабря 2012 г. и 31 декабря 2011 г. соответственно.

Несмотря на то, что часть доходов сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов была получена от продажи продуктов нефтепереработки на местном рынке, большая, чем половина дохода сегмента, (85,3% и 72,8% за полугодия, закончившиеся 30 июня 2014 и 2013 гг., и 63,7%, 52,6% и 46,3% за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно), получена от продажи нефтепродуктов KMG International на европейских рынках по общей стоимости. Значительная часть нефти, которая была переработана для продажи на отечественном рынке в 2013 и 2012 годах, была приобретена у РД КМГ компанией КМГ ПМ по цене ниже рыночной.

Относительно небольшая часть дохода сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов в полугодии, закончившемся 30 июня 2014 года, и в годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., была получена от оказания услуг по переработке третьим лицам, а именно «Актобемунайгаз» и ТОО «Казахойл Актобе». Так как значительная часть дохода данного 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 KMG International в полугодии, закончившемся 30 июня 2014 года, и в годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., имели существенное негативное воздействие на данный сегмент.

Чистая валовая прибыль сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов составила 6,8% за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с 5,8% за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года, и 5,9% за год, закончившийся 31 декабря 2013 года по сравнению с 6,9% за год, закончившийся 31 декабря 2012 года и 8,5% за год, закончившийся 31 декабря 2011 года.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 15,1% до 1 297,1 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с 1 127,1 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 35,4% до 88,8 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по

сравнению с 65,6 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года. Такое увеличение дохода до исключения взаиморасчетов в этом сегменте за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, по сравнению с шестью месяцами, закончившимися 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлено увеличением дохода от продажи нефтепродуктов компанией KMG International, положительным влиянием девальвации тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года (в связи с тем, что KMG International осуществляет продажу в долларах США и евро) и увеличением дохода от переработки в Казахстане в результате повышения тарифов для внутренних НПЗ. Данное увеличение валовой прибыли за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с полугодием, закончившимся 30 июня 2013 года, главным образом, обусловлено снижением себестоимости реализации у ПМ КМГ; в частности, себестоимость реализации сырой нефти и нефтепродуктов уменьшилась на 52,3% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, по сравнению с шестью месяцами, закончившимися в 2013 году.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту сократился на 0,1% до 2 673.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 2 674.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Такое сокращение, главным образом, обусловлено уменьшением дохода, полученного компанией ПМ КМГ от реализации сырой нефти и нефтепродуктов, в связи с усилением конкуренции с российским импортом. Валовая прибыль по настоящему сегменту сократилась на 13,5% до 158.9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 183.8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года. Такое сокращение, главным образом, обусловлено увеличением себестоимости проданных компанией KMG International товаров и услуг, в частности, увеличением затрат на торговую деятельность по продаже сырой нефти.

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, главным образом, обусловлено увеличением объемов проданной нефтепродукции в результате увеличения объемов производства на Павлодарском и Петромида НПЗ, что, в свою очередь, произошло из-за влияния модернизации и программы расширения на этих заводах. Такое увеличение также объясняется увеличением 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.

Чистый убыток сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов до исключения взаиморасчетов составил 15,3 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с чистым убытком в размере 7,3 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года. Более высокий чистый убыток в 2014 году обусловлен потерями ПМ КМГ на обменном курсе в результате девальвации тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года, что, в свою очередь, негативно отразилось на размере чистой прибыли.

Чистый убыток сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов до исключения взаиморасчетов снизился на 71,6% до 6,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с чистым убытком в размере 23,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. Такое снижение, главным образом, обусловлено увеличением чистой прибыли, полученной КМГ ПМ в 2013 году, что, в свою очередь, объясняется снижением затрат на транспортировку и продажу, а также снижением чистых убытков KMG International в 2013 году, что, в свою очередь, объясняется снижением затрат на транспортировку и продажу в 2013 году по сравнению с 2012 годом.

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 года. Такое снижение является, прежде всего, результатом более низких затрат на финансирование в 2012 г. по сравнению с 2011 годом.

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 81,7% и 81,5% дохода от внешних заказчиков и 18,3% и 18,5% дохода от внутренних заказчиков в полугодиях, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 гг. соответственно, и из 81,6%, 80,9% и 65,9% дохода от внешних заказчиков, и 18,4%, 19.1 % и 34. 1% от внутренних заказчиков за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 31 декабря 2011 г. соответственно.

Доход до исключения взаимозачетов по данному сегменту увеличился на 9,5%, до 56,5 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года по сравнению с 51,6 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года. За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, в этом сегменте был зафиксирован валовый убыток в размере 0,4 млрд. тенге по сравнению с валовой прибылью в размере 4,3 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года. Увеличение дохода до исключения взаиморасчетов за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, по сравнению с полугодием, закончившимся 30 июня 2013 год, главным образом, обусловлено общим повышением цен и тарифов на предоставляемые товары и услуги. Валовый убыток в этом сегменте за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, главным образом, обусловлен увеличением себестоимости реализации, что, в свою очередь, объясняется, главным образом, девальвацией тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года.

Доход до исключения взаимозачетов по данному сегменту увеличился на 2,9%, до 111,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 108.5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, в связи с общим повышением цен и тарифов на предоставляемые товары и услуги. Валовая прибыль сократилась на 41,2% до 10,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, по сравнению с 17,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, главным образом, вследствие роста затрат, в частности, с увеличением стоимости сырья и нефтепродуктов.

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» увеличилась на 32,7% до 56,4 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 31 декабря 2014 г., по сравнению с 42,5 млрд. тенге за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года, главным образом, благодаря выручке, полученной при девальвации тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года.

Чистая прибыль сегмента «прочее» снизилась на 28,4% до 121.5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с 169.6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., прежде всего, в результате увеличения расходов на финансирование и расходов на уплату налога на прибыль в 2013 году по сравнению с 2012 годом.

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.

Ликвидность и собственные фонды

Движение денежных средств

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

	За 6 месяцев, закончившиеся 30 июня		% разница между шестимесячными периодами, закончившимися 30 июня 2013 и 2014 гг.		
	2014	2013			
	<i>(млрд. тенге)</i>				
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	294,7	133,7			120,4
Чистые денежные потоки, (использованные для)/ полученные от инвестиционной деятельности	(4,0)	(134,7)	97,0		
Чистые денежные потоки, (использованные для)/ полученные от финансовой деятельности	(92,0)	385,6			(123,9)

	За год, закончившийся 31 декабря			% разница между годами, закончившимися 31 декабря	
	2013	2012	2011	2012 и 2013	2011 и 2012
	<i>(млрд. тенге)</i>				
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	344,0	136,3	73,4	152,4	85,7
Чистые денежные потоки, (использованные для)/ полученные от инвестиционной деятельности	(462,1)	(210,8)	3,3	119,2	6 487,9
Чистые денежные потоки, (использованные для)/ полученные от финансовой деятельности	(107,7)	(93,9)	(137,4)	--	(31,7)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

За 6 месяцев, закончившиеся 30 июня 2014 г., чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 294,7 млрд тенге по сравнению с 133,7 млрд тенге за 6 месяцев, закончившиеся 30 июня 2013 г., что соответствует росту на 161,0 млрд тенге, или 120,4%. Такой рост, был, прежде всего, обусловлен увеличением средств от операционной деятельности на 160,7 млрд тенге или 54,8%, главным образом, благодаря увеличению суммы денежных средств (в тенге), полученных Компанией в этот период, в результате девальвации тенге по отношению к доллару США в феврале 2014 года.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 344,0 млрд. тенге по сравнению с 136,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., т.е. произошло увеличение на 207,6 млрд. тенге или 152,4%. Данное увеличение, главным образом, обусловлено ростом притока средств от операционной деятельности на 214,5 млрд тенге или 58,9%, прежде всего, в результате увеличения объемов реализации сырой нефти и газа, а также повышения цены на реализуемую сырую нефть и нефтепродукты и повышения тарифов на оказываемые услуги в 2013 году.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г. чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 136,3 млрд. тенге по сравнению с 73,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., что соответствует росту на 62,9 млрд тенге или 85,7%. Такой рост, главным образом, обусловлен, увеличением притока средств от операционной деятельности, главным образом за счет повышения цены на сырую нефть в 2012 году.

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 совместных предприятий и ассоциированных организаций, открытие срочных депозитов.

За первые шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2014 г., чистые денежные средства, используемые в целях инвестиционной деятельности, составляли 4,0 млрд тенге по сравнению с 134,7 млрд тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., что соответствует снижению

на 130,7 млрд тенге или 97,0%. Такое снижение было обусловлено, прежде всего, денежными средствами в размере 144,1 млрд тенге, размещенными на банковских депозитах за шестимесячный период, закончившийся 30 июня 2014 г., по сравнению с денежными 86,9 млрд тенге, размещенными на банковских депозитах за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., чистые денежные средства, используемые в целях инвестиционной деятельности, составляли 462,1 млрд тенге по сравнению с 210,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., что соответствует росту на 251,3 млрд тенге или 119,2%. Такой рост был обусловлен, прежде всего, увеличением денежных средств, использованных на приобретение недвижимости, основных производственных средств и оборудования, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и разведочных и оценочных активов, на 137,0 млрд тенге или 30,3%, увеличением денежных средств, размещенных на банковских депозитах, на 82,9 млрд тенге или на 44,8% и отражением в отчетности кредитов, выданных аффилированным лицам, на 11,3 млрд тенге.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., чистые денежные средства, используемые для инвестиционной деятельности, составили 210,8 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 учитывала 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, использованных Компанией для оплаты цены приобретения 5,0% доли в КРО (Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.) в июне 2012 г. (дополнительная доля в размере 5,0% в КРО в Компанию была внесена АО «Самрук-Казына») и 452,8 млрд тенге наличных средств, используемых для приобретения недвижимости, машин и оборудования и нематериальных активов, что соответствовало снижению на 5,7 млрд тенге или 1,2%, по сравнению с уровнем наличных средств, использованных для приобретения недвижимости, машин и оборудования и нематериальных активов в 2011 г. Чистые денежные средства, используемые для инвестиционной деятельности в 2012 г., частично компенсировались ростом распределяемой прибыли, полученной от совместных предприятий и ассоциаций в 2012 г., на 98,6 млрд тенге или 24,3% по сравнению с 2011 г.

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

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 92,0 против чистых денежных средств, полученных от финансовой деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., в размере 385,6 млрд тенге. Объем чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., прежде всего, обусловлен погашением займов в размере 194,8 млрд тенге и снижением поступлений от заимствований на 77,3%, что отражает высокие поступления от заимствований, полученные за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., в результате выпуска Компанией Нот по Программе в мае 2013 года.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности, составили 107,7 млрд тенге по сравнению с чистыми денежными средствами, использованными в финансовой деятельности, за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в размере 93,9 млрд тенге. Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности в 2013 г. первоначально отражали увеличение поступлений от заимствований на 227,6 млрд тенге или на 0,4% в 2013 г. в результате выпуска Компанией Нот по Программе по сравнению с 2012 г.

Депозиты в казахстанских банках

На 30 июня 2013 г., объем текущих счетов денежных средств и депозитов Компании, размещенных в казахстанских банках составил 5,3 млрд долл. США (по сравнению с 5,5 млрд долл. США на 31 декабря 2013 г., 4,5 млрд долл. США на 31 декабря 2012 г. и 4,6 млрд долл. США на 31 декабря 2011 г.), при чем депозиты, открытые в Казкоммерцбанке, составляли 1,5 млрд долл. США (по сравнению с 1,6 млрд долл. США на 31 декабря 2013 г., 1,1 млрд долл. США на 31 декабря 2012 г. и 0,6 млрд долл. США на 31 декабря 2011 г.), депозиты, открытые в Halyk Bank, составляли 1,8 млрд долл. США (по сравнению с 2,0 млрд долл. США на 31 декабря 2013 г., 2,2 млрд долл. США на 31 декабря 2012 г. и 2,9 млрд долл. США на 31 декабря 2011 г.), и

депозиты, открытые в БТА Банке, составляли ноль (по сравнению с нулем на 31 декабря 2013 г., нулевым показателем на 31 декабря 2012 г. и 2,0 млн долл. США на 31 декабря 2011 г.).

Самрук-Казына дал Компании (а также другим подконтрольным ей юридическим лицам) распоряжение ограничить их вклады в международных банках до 10% всех вкладов, что увеличило зависимость Компании от Казахстанского банковского сектора. На 30 июня 2014 года, Компания и все входящие в Группу юридические лица, находящиеся в Казахстане, соответствовали этому правилу, за исключением РД КМГ, которая ведёт переговоры с Самрук-Казына касательно применимости этого правила к ее деятельности, поскольку долевые ценные бумаги этой компании размещены на Лондонской фондовой бирже.

Существенные безналичные сделки

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, и в годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2013 гг., Компания заключала существенные безналичные и иные сделки, не отраженные в консолидированных отчетах Компании о движении денежных средств.

В течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2014 г., Компания (i) осуществила хеджирование чистых инвестиций в некоторые дочерние общества, относимые к категории зарубежных подразделений, в отношении отдельных займов, деноминированных в долларах США, причем эффект таких мер составил 322,9 млрд тенге; (ii) предоставила финансовые гарантии в интересах совместного предприятия, справедливая стоимость которых составила 19,2 млрд тенге, в целях обеспечения займа, привлеченного таким совместным предприятием; (iii) выпустила в пользу «Самрук-Казына» обыкновенные акции на сумму 3,8 млрд тенге в обмен на газопроводные активы на ту же сумму; (iv) капитализовала балансовую стоимость займов на приобретение недвижимости, машин и оборудования на сумму 8,3 млрд тенге; (v) отразила в отчетности рост торговой кредиторской задолженности за приобретение недвижимости, машин и оборудования на 25,2 млрд тенге.

В течение года, завершившегося 31 декабря 2013 г., Компания (i) отразила в отчетности прирост стоимости недвижимости, машин и оборудования в размере 38 млрд тенге; (ii) отразила в отчетности прирост торговой кредиторской задолженности за приобретение недвижимости, машин и оборудования в размере 4,7 млрд тенге; (iii) выпустила в пользу «Самрук-Казына» обыкновенных акций на сумму 18,7 млрд тенге в обмен на газопроводные активы на сумму 9,8 млрд тенге и связанные денежные средства в размере 8,9 млрд тенге; (iv) капитализовала балансовую стоимость недвижимости, машин и оборудования в размере 12,3 млрд тенге.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, Компания отразила в отчетности прирост кредиторской задолженности от торговли недвижимостью, машинами и оборудованием в размере 71,3 млрд. тенге.

Капитальные затраты

Информация по общим капитальным затратам Компании по сегментам за указанные периоды, включая приобретения путем слияния, приведена в таблице ниже. Основные приобретения Компании в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., и лет, завершившихся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., описаны ниже в разделе «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность - Приобретения*».

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря			% изменение между показателями за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013г. и 2014 г.	% изменение между показателями за годы, закончившиеся 31 декабря	
	2014	2013	2013	2012	2011		2012 и 2013	2011 и 2012
			(млрд тенге)					
Разведка и добыча нефти и газа	114,7	125	282	546,6	272,7	(8,8)	48,3	100,4

Транспортировка нефти и газа	56,0	37,9	151,5	138,5	104,3	47,8	9,4	32,8
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов	37,9	57,0	129,0	95,7	74,3	33,5(0)	34,8	28,8
Прочее	9,9	20,2	40,4	59,8	51,5	(51,0)	(32,4)	16,1
Нарушение	(1,6)	—	—	(2,4)	(3,8)	—	—	(36,8)
Общие капитальные затраты	217,0	240,8	603,8	838,2	499,0	(9,9)	28,0	68,0

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., наиболее существенные капитальные затраты включали разведку и добычу в рамках Северо-Каспийского морского проекта (47,7 млрд. тенге); программу модернизации, обеспечение производства и увеличения объемов РД КМГ (81,0 млрд. тенге), модернизацию НПЗ КМГ ПМ, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов и установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ (52,2 млрд. тенге); реконструкцию системы трубопроводов КТГ (30,7 млрд. тенге); реконструкция системы трубопроводов КТО (35,4 млрд. тенге).

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., наиболее существенные капитальные затраты включали разведку и добычу в рамках Северо-Каспийского морского проекта (101,9 млрд. тенге); программу модернизации, обеспечение производства и увеличения объемов РД КМГ (142,7 млрд. тенге), модернизацию НПЗ КМГ ПМ, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов и установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ (86,4 млрд. тенге); реконструкцию системы трубопроводов КТГ (52,5 млрд. тенге); реконструкция системы трубопроводов КТО (47,4 млрд. тенге).

На конец года, закончившийся 31 декабря 2012 года, наиболее существенные капитальные затраты Компании включали приобретение Компанией 10,0% доли в КРО (301,2 млрд. тенге); разведку и добычу в рамках Северо-Каспийского морского проекта (158,9 млрд. тенге); обеспечение производства и увеличения объемов при капитальных затратах РД КМГ (137,8 млрд. тенге), модернизацию НПЗ КМГ ПМ, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов и установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ (103,6 млрд. тенге); реконструкцию системы трубопроводов КТГ (7,7 млрд. тенге); реконструкция системы трубопроводов КТО (20,4 млрд. тенге).

На конец года, закончившийся 1 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 ПМ, 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 Петромидия НПЗ (25,5 млрд. тенге).

На разведку и добычу в нефтегазовом сегменте пришлось 52,9% и 52,2% от всех капитальных затрат Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 гг. соответственно, а также 46,8%, 65,2% и 54,6% капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно. Капитальные затраты на разведку и добычу за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., в основном представляли собой затраты на проекты исследования дна и разведку и разработку в рамках Северо-Каспийского морского проекта. В течение шестимесячного периода, закончившегося 30 июня 2014 г., и лет, закончившихся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 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 25,8% и 15,7% капитальных затрат Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 гг. соответственно, а также 25,1%, 16,5% и 20,9% капитальных затрат Компании за периоды, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно. В течение шестимесячного периода, закончившегося 30 июня 2014 г., а также лет, закончившихся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., самые крупные проекты в сегменте транспортировки газа с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) были связаны с реконструкцией систем трубопроводов КТО.

На сегмент переработки, маркетинга и продажи сырой нефти и нефтепродуктов пришлось 17,5% и 23,7% капитальных затрат Компании за период в шесть месяцев, закончившийся 30 июня 2014 и 2013 гг. соответственно, и 21,4%, 11,4% и 14,9% за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно. Капитальные затраты этого сегмента снизились в 2012 г. по сравнению с 2011 г. в основном за счет нарушения сроков строительства установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ.

Сегмент «прочее» составлял 4,6%, и 8,4% капитальных затрат Компании за период в шесть месяцев, закончившийся 30 июня 2014 и 2013 гг. соответственно, и 6,7%, 7,1% и 10,3% капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно.

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2014 г. наиболее значительные капитальные затраты совместных предприятий Компании включали ТШО (247,6 млрд. тенге), AGP (97,9 млрд. тенге) и BSGP (33,7 млрд. тенге). В 2013 году наиболее значительные капитальные затраты совместных предприятий Компании включали ТШО (306,5 млрд. тенге), AGP (314,9 млрд. тенге) и BSGP (108,4 млрд. тенге). В 2012 году наиболее значительные капитальные затраты совместных предприятий Компании включали ТШО (206,8 млрд. тенге), AGP (110,4 млрд. тенге) и КТК (202,3 млрд. тенге). В 2011 году, наиболее значительные капитальные затраты совместных предприятий Компании включали КТК (114,4 млрд. тенге), MMG (22,7 млрд. тенге), AGP (63,4 млрд. тенге) и ТШО (106,6 млрд. тенге).

В таблице ниже приведена смета расходов Компании за отчетные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014(Е)	2015(Е)	2016(Е)	2017(Е)	2018(Е)
			<i>(млрд. тенге)</i>		
Разведка и добыча нефти и газа	264,0	269,0	227,3	166,7	127,2
Транспортировка нефти и газа	140,7	103,9	68,3	42,5	48,8
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов	240,3	400,1	141,3	34,3	47,4
Прочее	134,1	96,9	53,9	51,3	56,8
Общие капитальные затраты	779,1	869,9	490,8	294,8	280,2

За год, закончившийся 31 декабря 2014 г., сметные капитальные расходы составили 779,1 млрд. тенге, из которых 508,5 млрд. тенге было потрачено на 30 сентября 2014 года. Наиболее значительные капитальные затраты Компании, предусмотренные в бюджете на 2014 г., включали [разведку и добычу в пределах Северо-Каспийского морского проекта (86,5 млрд. тенге); капитальные затраты РД КМГ на программу модернизации и поддержание производственных уровней (133,2 млрд. тенге); модернизацию НПЗ КМГ ПМ, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов и установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ (179,2 млрд. тенге); проект реконструкции и модернизации Павлодарского НПЗ (12,0 млрд. тенге); модернизацию системы трубопроводов КТГ (29,4 млрд. тенге); реконструкцию системы трубопроводов КТО (31,6 млрд. тенге).

Компания планирует инвестировать более 1 606,0 млрд. тенге в течение следующих пяти лет на следующие проекты:

- Обеспечение производства и увеличение объемов производства на РД КМГ (625,8 млрд. тенге);

Платёжные требования по Кашагану (110,0 млрд. тенге), эта сумма может подвергаться увеличению в случае последующих [ремонтных работ и] потенциальных задержек в проекте Кашаган). См. раздел «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании

– продолжающиеся задержки, неопределенность и штрафы в отношении месторождения Кашаган могут привести к дополнительным капитальным затратам Компании»;

- Модернизация Атырауского НПЗ (378,8 млрд. тенге, включая (i) 52,5 млрд. тенге на строительство установки по производству ароматических углеводородов, и (ii) 321,6 млрд. тенге на строительство установки по глубокой переработке нефти);
- Реконструкция Павлодарского НПЗ (236,9 млрд. тенге);
- Другие проекты поисково-разведочных работ Компании (254,5 млрд. тенге).
- Кроме того, план о совместном предприятии Компании относительно расходования 5 989,9 млрд. тенге на последующие пять лет на следующие важные проекты:
- Проекты расширения на Тенгизском месторождении, осуществляемые ТШО (4 313,4 млрд. тенге);
- Дальнейшее развитие производственной мощности Азиатского газопровода до 55 млрд. м³ в год, осуществляемое AGP (491,4 млрд. тенге);
- Проекты КТК по расширению трубопровода (527,4 млрд. тенге);
- Развитие газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент на BSGP (637,0 млрд. тенге);
- Переоборудование Шымкентского НПЗ (327,6 млрд. тенге); и
- Другие инвестиционные проекты (20,7 млрд. тенге).

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

См. Примечание 30 к Промежуточной финансовой отчетности, Примечание 35 к Финансовой отчетности за 2013 г. и Примечание 36 к Финансовой отчетности за 2012 г.

Обязательства в совместных предприятиях

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

Являясь участником ТШО, КПо и Проекте «Участок Н», а также 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 совместным предприятием 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 («**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 («**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 и иностранными кредиторами о расторжении Договора концессии и передаче права собственности в отношении трубопроводов ИЦА и рассчитывает, что передача права собственности будет осуществлена к концу 2014 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., контрактные обязательства ИЦА в отношении данного инвестиционного обязательства составляли 72,7 млрд. тенге.

До 31 декабря 2005 г. ИЦА выплачивала Государству 10% своей чистой прибыли согласно Договору концессии. 31 марта 2006 г., Казахстан в лице Министерства финансов и ИЦА пришли к соглашению относительно внесения определенных исправлений («**Исправления**») в Договор концессии. В соответствии с Исправлениями в течение нескольких лет, начиная с 1 января 2008 г. по 31 декабря 2012 г. и дополнительного необязательного пятилетнего периода пролонгации размер ежегодных выплат подлежит согласованию в начале каждого периода, в противном случае, ИЦА обязуется выплатить 2,1 млрд. тенге.

В июле 2012 г. ИЦА вступила в дополнительное соглашение к Договору концессии («**Дополнительное соглашение**»), предусматривавшее выплату в 2012 г. дополнительно 3,1 млрд. тенге за 2011 г. и дополнительную выплату в 2013 г. разницы между 25,0% чистой прибыли ИЦА и ранее согласованной вылаты в размере 2,1 млрд. тенге.

По оценкам ИЦА, дополнительные расходы на аренду за 2013 г, подлежащие погашению в 2014 г., будут установлены в размере разницы между 20% чистой прибыли ИЦА за 2013 г. и фиксированной суммой 2,1 млрд тенге, и, соответственно, дополнительные расходы по Договору концессии за 2013 г. в размере 2,0 млрд тенге были отражены в отчетности за 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 г. ИЦА была обязана уплачивать роялти Правительству 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 дату настоящего Базового проспекта 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 г. период разведки был продлен до декабря 2015 г., и минимальная рабочая программа до указанной даты была увеличена на 44,3 млн. долларов США. На 31 декабря 2013 года и на 30 июня 2014 году, у Компании не было никаких обязательств по минимальной рабочей программе.

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 млрд. 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 пользование недрами в отношении газового месторождения Амангельды ООО «Амангельды газ», находящееся в полной собственности дочерней компании.

Инвестиционные обязательства KMG Kashagan B.V.

На 30 июня 2014 г. KMG Kashagan B.V. имела инвестиционные расходные обязательства на 2014 г. по приобретению, строительству и расширению своего неделимого участия в разведочных и оценочных активах и по развитию нефтегазовых активов на сумму 270,7 млн. долларов США.

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

На 30 июня 2014 г. КТО имело контрактные обязательства по приобретению земли, машин и оборудования и строительных услуг на сумму 58,1 млрд. тенге. В дополнение, на 30 июня 2014 г. КТО имело контрактные обязательства по покупке товарно-материальных запасов (материалы и запасные части) и услуг на сумму 20,5 млрд. тенге.

На 30 июня 2014 г. КТО имело контрактные обязательства своих совместных предприятий по приобретению земли, машин и оборудования и строительных услуг на сумму 0,6 млрд. тенге. В дополнение, на 30 июня 2014 г. КТО имело контрактные обязательства своих совместных предприятий по покупке товарно-материальных запасов (материалы и запасные части) и услуг на сумму 7,5 млрд. тенге.

Контрактные 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 30 июня 2014 г. КМТ имело контрактные обязательства по одобренному в 2014 г. бюджету в размере 1,5 млрд. тенге.

Контрактные 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 2013 г., обязательства ММГ в отношении капитальных и эксплуатационных расходов составляли 338,9 млрд. тенге, включая обязательства по бурению 104 скважин и добыче 6 158 тыс. тонн сырой нефти и 511 тыс. м³ природного газа. На 31 декабря 2013 г., ММГ понесло расходы в размере 565,9 млрд. тенге в отношении капитальных и эксплуатационных расходов, пробурило 150 скважин (в превышение целей, поставленных минимальными рабочими программами) и добыло 6 077 тыс. тонн сырой нефти (из 6 158 запланированных по минимальным рабочим программам) и 525 тыс. м³ природного газа (в превышение целей, поставленных минимальными рабочими программами). Руководство полагает, что на 31 декабря 2013 г., ММГ в значительной степени выполнило требования минимальной рабочей программы, и отклонения, при наличии таковых, будут урегулированы путем переговоров с ЗапКазНедра без какого-либо существенного влияния на консолидированные финансовые отчеты Группы. На 31 декабря 2013 г., ММГ еще не согласовало ежегодную минимальную рабочую программу для 2013 г. с ЗапКазНедра.

На 30 июня 2014 г. ММГ имело инвестиционные обязательства по рабочей программе на сумму 24,7 млрд. тенге на 2014 г. и 121,9 млрд. тенге на период с 2015 по 2019 гг.

Кроме того, на 30 июня 2014 г. ММГ имело контрактные обязательства в отношении инвестиций в разведочные работы на месторождениях нефти Махамбет и Бобек на период с 2014 по 2015 гг. на сумму 13,3 млрд. тенге.

Обязательства по лицензиям и контрактам в отношении месторождений нефти

На 31 декабря 2013 года Компания имела следующие обязательства по минимальным рабочим программам в соответствии со условиями лицензий, соглашениями о разделе продукции и соглашениями о пользовании недрами, заключенных с правительством:

Год	Капитальные затраты	Эксплуатационные
		расходы
	(млрд тенге)	
	190,6	11,2
2014.....	77,1	3,2
2015.....	72,5	3,1
2016.....	19,3	3,0
2017-2024.....	30,9	9,6
Итого.....	390,4	30,1

См. Примечание 35 к Финансовой отчетности за 2013 г. и Примечание 36 к Финансовой отчетности за 2012 г. в отношении дополнительных обязательств, принятых Компанией.

Контрактные обязательства КазГерМунай

На 30 июня 2014 г. доля Компании в обязательствах КазГерМунай составила 9,2 млрд. тенге в отношении капитальных затрат и 2,6 млрд. тенге в отношении эксплуатационных затрат за 2014 г.

Контрактные обязательства UGL

На 30 июня 2014 г. доля Компании в обязательствах UGL составила 0,6 млрд. тенге, в отношении капитальных затрат за 1,3 млрд. тенге.

Контрактные обязательства KS EP

На 30 июня 2014 г. доля Компании в обязательствах KS EP, составила 3,8 млрд. тенге в отношении капитальных затрат 2014 г. и 0,1 млрд. тенге в отношении эксплуатационных затрат за 2014 г.

Контрактные обязательства КМГ ПМ

На 30 июня 2014 г. капитальные затраты КМГ ПМ составили 479,9 млрд. тенге и, главным образом, представляли собой инвестиционные обязательства Атырауского НПЗ в отношении строительства установки по производству ароматических углеводородов.

Инвестиционные обязательства КРО

На 30 июня 2014 г. доля Компании в инвестиционных обязательствах КРО по приобретению, строительству и развитию нефтегазовых активов составила 10,7 млрд тенге за 2014 г.

Обязательства KMG International Group

На 31 декабря 2013 года Rompetrol Rafinare приняла на себя обязательства по капитальным расходам на сумму 12,5 млн. долларов США в отношении предполагаемого увеличения производственной мощности Петромида НПЗ, а также реконструкции НПЗ в соответствии со стандартами Евро 4 и Евро 5.

На 31 декабря 2013 года Ромпетрол Rafinare имело негрупповые обязательства по приобретению сырьевых материалов и вспомогательного оборудования на сумму 59,9 млн долл. США, а также нефтепродуктов и вспомогательного оборудования на сумму 502,0 млн долл. США.

С 1 января 2014 года хозяйственная деятельность Rompetrol Petrochemicals S.R.L. была передана компании Rompetrol Rafinare SA, и, соответственно, переданные по договорам обязательства будут совокупно представлены в данных по обязательствам Rompetrol Rafinare SA на все даты после 31 декабря 2013 года.

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:

	По состоянию на 30 июня 2014	На 31 декабря		
		2013	2012	2011
		<i>(млрд тенге, кроме процентных отношений)</i>		
Всего заимствований	2.697,5	2.307,1	2.063,6	1.917,7
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	1.949,1	1.638,4	1.560,5	1.363,4
Средневзвешенное значение фиксированной ставки вознаграждения	7,41%	7,09%	8,01%	8,13%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	748,4	668,8	503,1	554,3
Средневзвешенное значение плавающей ставки вознаграждения	4,03%	3,94	4,89%	8,92%
Займы, деноминированные в долларах США	2.412,4	2.033,5	1.760,3	1.631,9
Займы, деноминированные в тенге	253,4	238,0	265,7	250,5
Займы, деноминированные в евро	31,2	33,0	36,6	35,3
Займы, деноминированные в других валютах	0,5	2,7	1,0	0,2
Краткосрочные	611,7	301,7	469,9	282,9
Долгосрочные	2.085,8	2.005,4	1.593,7	1.634,8

По состоянию на 30 июня 2014 г. общая сумма заимствований Компании увеличилась на 16,9% до 2.697,5 млрд тенге с 2.307,1 млрд тенге на 31 декабря 2013 г. Рост был в значительной степени обусловлен заключением КТГ Аймак договора о предоставлении кредитной линии в размере 21,49 млрд тенге в мае 2014 г., займа в размере 250 млн долл. США, предоставленного компанией КТГ в марте 2014 г. и выпуском КТГ Аймак долговых обязательств на сумму 8,62 млрд тенге в январе 2014 г. Долгосрочные заимствования Компании (за исключением текущей части долгосрочной задолженности) увеличились до 2.085,8 млрд тенге по состоянию на 30 июня 2014 г. с 2.005,4 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2013 г. по приведенным выше основаниям. После 30 июня 2014 года были получены дополнительные займы, как указано ниже. См. «Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий».

По состоянию на 31 декабря 2013 г. общая сумма заимствований Компании увеличилась на 11,8% до 2.307,1 млрд тенге с 2.063,6 млрд тенге 31 декабря 2012 г. Рост был в значительной степени обусловлен выпуском Нот по Программе (Серии 6 и Серии 7) на общую сумму 3 млрд долл. США в мае 2013 г., а также предоставлением АО «Павлодарский нефтехимический завод» кредитной линии Natixis на финансирование закупок сырой нефти. Долгосрочные заимствования Компании (за исключением текущей части долгосрочной задолженности) увеличились до 2.005,4 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2013 г. с 1.593,7 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2012 г. в основном в силу выпуска вышеупомянутых Нот.

Общая сумма займов Компании увеличилась на 7,6%, до 2,063.6 млрд. тенге на 31 декабря 2012 года с 1 917,7 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 КРО было внесено 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 дочерних предприятий». 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 ПМ 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.

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, а коэффициента совокупной задолженности к совокупному капиталу – менее чем 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 предприятий

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

- В августе 2014 г. КМГ ПМ заключило соглашение со Сбербанком о предоставлении кредитной линии в размере 400 млн долл. США под обеспечение Компании с целью финансирования работ по реконструкции и модернизации Шымкентского НПЗ. Кредит предусматривает процентный доход в размере годовой ставки ЛИБОР плюс 3,5% годовых; срок погашения – август 2024 г.
- В августе 2014 г. KMG International N.V. (бывшая Rompetrol Group) заключило соглашение о предоставлении синдицированного кредита с Raiffeisen Bank International AG, Raiffeisen Bank S. A., Banca Commerciale Romana S.A., отделением ING Bank N.V. Amsterdam в Бухаресте и Unicredit Tiriac Bank S.A. на сумму 200 млн долл. США под обеспечение Компании. Кредит предусматривает процентный доход в размере трехмесячной ставки ЛИБОР плюс 2,5% годовых; срок погашения – август 2019 г. Поступления по кредиту были использованы для погашения синдицированного кредита в размере 200 млн долл. США, соглашение о предоставлении которого было заключено Rompetrol в феврале 2012 г., о чем подробнее см. ниже.
- В марте 2014 г. КТГ Аймак заключило соглашение о предоставлении кредитной линии в размере 21,5 млрд тенге с ОАО Банк развития Казахстана с целью финансирования Проекта газификации Южно-Казахстанской области. Суммы к погашению по данному кредиту предусматривают процентный доход по фиксированной ставке 8,2% годовых; срок погашения – апрель 2027 г. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенная сумма по кредиту составляла 8,9 млрд тенге.
- В марте 2014 г. КТГ получил необеспеченный заем от ВТБ Капитал в размере 250 млн долл. США на пополнение оборотных средств. Кредит предусматривает процентный доход в размере трехмесячной ставки ЛИБОР плюс 2,2% годовых; срок погашения – март 2015 г. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенный остаток основного долга составлял 250 млн долл. США (45,88 млрд. тенге).

- В феврале 2014 года, КТГ получил необеспеченную возобновляемую кредитную линию на 50 миллионов долларов США от Королевского банка Шотландии на финансирование оборотного капитала. Возобновляемая кредитная линия предоставлена под ставку процента в размере трехмесячный LIBOR плюс 2,5% годовых и подлежит погашению в феврале 2015 г. На 30 июня 2014 года, задолженность по основной сумме кредита отсутствовала.
- В январе 2014 г. КТГ Аймак выпустил Ноты (серии 1) на сумму 8,62 млрд тенге под процентную ставку 7,50% годовых, подлежащие погашению в декабре 2018 г. Ноты торгуются на Казахстанской фондовой бирже.
- В декабре 2013 года КТГ, ICA и КТГ Аймак (действуя в качестве созаемщиков) заключили договор о предоставлении долгосрочной кредитной линии на сумму 50 млн. долларов США срочного кредита с «Ситибанк Казахстан» и Citibank, NA Нассау, Багамский филиал, для целей финансирования оборотного капитала. Гарантом по кредиту выступает КТГ; на выбранные суммы по данной кредитной линии начисляются проценты по ставке трехмесячный LIBOR плюс 2,0% годовых; срок погашения: декабрь 2014 года. На 30 июня 2014 года, задолженность по основной сумме кредита составляла 3,8 млрд. тенге.
- В сентябре 2013 г. КТГ Аймак заключило соглашение о кредитной линии с дочерним банком ОАО Сбербанк в Казахстане в размере 9,0 млрд тенге на пополнение оборотных средств. Суммы к погашению по данному кредиту предусматривают процентный доход по фиксированным ставкам от 6% до 8%; срок погашения – сентябрь 2016 г. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенная сумма по кредиту составляла 4,6 млрд тенге.
- В июле 2013 г. КТГ Аймак заключило соглашение о кредитной линии ОАО Банк развития Казахстана в размере 16,4 млрд тенге на финансирование Проекта газификации Тараза. Суммы к погашению по данному кредиту предусматривают процентный доход по фиксированной ставке 8,1%; срок погашения – сентябрь 2028 г. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенная сумма по кредиту составляла 3,7 млрд тенге.

На данный момент, семь серий Нот было выпущено по Программе:

- В мае 2013 г. Компания выпустила Ноты 7 Серии по Программе с доходностью 5,75% на сумму 2 млрд долл. США. Ноты подлежат погашению в 2043 г.
- В мае 2013 г. Компания выпустила Ноты 6 Серии по Программе с доходностью 4,4% на сумму 1 млрд долл. США. Ноты подлежат погашению в 2023 г.
- В ноябре 2010 г. Компания выпустила Ноты 5 Серии по Программе с доходностью 6,375% на сумму 1,25 млрд долл. США. Ноты подлежат погашению в 2021 г.
- В мае 2010 г. KMG Finance выпустила Ноты 4 Серии по Программе под поручительство Компании с доходностью 7% на сумму 1,5 млрд долл. США. Ноты подлежат погашению в 2020 г.
- В июле 2009 г. KMG Finance выпустила Ноты 3 Серии по Программе под поручительство Компании с доходностью 11,75% на сумму 1,5 млрд долл. США, подлежащие погашению в 2015 г. Выпуск был осуществлен двумя траншами, которые были консолидированы в единую серию.
- В июле 2008 г. KMG Finance выпустила две серии Нот по Программе под поручительство Компании: Ноты 1 Серии с доходностью 8,375% на сумму 1,4 млрд долл. США, подлежащие погашению в 2013 г., которые были полностью погашены в соответствии с их условиями; Ноты 2 Серии с доходностью 9,125% на сумму 1,6 млрд долл. США, подлежащие погашению в 2018 г.
- В декабре 2012 г., BSGP вступила в синдицированное кредитное соглашение на сумму 1,8 млрд долл. США с, в частности, Китайским Банком развития с целью финансирования развития, строительства и эксплуатации части Бозой-Шымкент газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. В феврале 2014 г. основная сумма кредита, доступная по этом соглашению, была увеличена на 0,7 млрд долл. США до 2,5 млрд долл. США. Иные основные условия кредита остались неизменными. Суммы к погашению по данному кредиту предусматривают процентный доход по трехмесячной ставке ЛИБОР плюс 2,7% годовых на весь срок действия гарантии и, по истечении такового, по трехмесячной ставке ЛИБОР плюс 3,2% годовых. Кредит подлежит погашению 11 марта 2028 г. Заем обеспечен корпоративными гарантиями

Компании и CNPC до истечения срока действия гарантии в декабре 2015 г. На 30 июня 2014 г. непогашенный остаток основного долга составлял 1,1 млрд долл. США (201,87 млрд. тенге).

ТОО Атырауский НПЗ заключил несколько 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 кредитный договор с ОАО Банк развития Казахстана на основную сумму 252 миллиона долларов США. Кредит предусматривает процентный доход по фиксированной ставке 5,0% годовых и подлежит погашению 17 декабря 2025 г. Заем предоставлен под поручительство Компании. На 30 июня 2014 г., непогашенный остаток основного долга по данному займу составлял 45,9 млрд. тенге. См. «Деятельность — Переработка, маркетинг и торговля — КМГ ПМ — Атырауский НПЗ».
- В августе 2012 г. ТОО Атырауский НПЗ также вступил в кредитное соглашение на 297,5 млн долл. США с Японским банком для международного сотрудничества и Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ, Ltd. В соответствии с соглашением было предоставлено два транша: (i) первый транш включает в себя заем, предоставленный Японским банком для международного сотрудничества по ставке CIRR плюс 2,19% годовых; (ii) второй транш включает в себя заем, предоставленный Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ под поручительство Nippon Export и Investment Insurance Agency по ставке, равной шестимесячной ЛИБОР плюс 1,1% годовых. Кредит подлежит погашению 15 декабря 2025 г. и обеспечивается Компанией. На 30 июня 2014 г. непогашенный остаток основного долга по данному кредитному соглашению отсутствовал.
- В июне 2012 г. ТОО Атырауский НПЗ вступил в кредитное соглашение на 1,1 млрд долл. США с Экспортно-импортным банком Китая. Этот заем обеспечен Китайской корпорацией страхования экспортного кредитования (SINOSURE), предусматривает процентный доход по ставке, равной шестимесячной ЛИБОР плюс 4,1% годовых и подлежит погашению 6 ноября 2025 г. Заем предоставлен под гарантии Компании. На 30 июня 2014 г. непогашенный остаток основного долга по данному кредитному соглашению составлял 8,4 млрд тенге.
- В июле 2012 г., Компания вступила в кредитное соглашение на 986 млн долл. США с другими участниками NCPC с целью финансирования будущих капитальных затрат по Северо-Каспийскому проекту (месторождение Кашаган). Заем предусматривает процентный доход по ставке, равной годовой ЛИБОР плюс 3% годовых и подлежит погашению в июле 2016 г. На 30 июня 2014 г. непогашенный остаток основной суммы займа по данному кредитному соглашению отсутствовал. См. «- Капитальные расходы» и «Деятельность — Разведка и добыча — Проекты поисково-разведочных работ — NCPC - Месторождение Кашаган».
- В июне 2012 г., Компания вступила в кредитное соглашение на 1 млрд долл. США с Agip, Karachaganak B.V., BG Karachaganak Limited, Chevron International Petroleum Company, Lukoil Overseas Karachaganak B.V. и ТОО КУДОСРП с целью приобретения 5,0% доли в проекте Карачаганак. Заем предусматривает процентный доход по ставке, равной годовой ЛИБОР плюс 3% годовых, умноженной на 1.25, и подлежит погашению 13 июля 2015 г. Согласно данному кредитному соглашению, Компания принимает обязательство предоставить залога в виде 5% доли в Проекте Карачаганак консорциуму. Заем также гарантирован Компанией. На 30 июня 2014 г. непогашенный остаток основной суммы займа по данному кредитному соглашению составлял 66,4 млрд тенге.
- В феврале 2012 г. KMG International вступил в синдицированное кредитное соглашение на 200 млн долл. США с J.P. Morgan Limited, Citigroup Global Markets Limited, Royal Bank of Scotland plc, Unicredit Bank Austria AG и лондонским подразделением Unicredit Bank AG. Заем предусматривает процентный доход по ставке, равной трехмесячной ЛИБОР плюс 3,55% годовых и подлежит погашению 28 февраля 2017 г. В августе 2012 г. в кредитное соглашение были внесены поправки, увеличившие сумму кредита на 50 млн долл. США до 250 млн долл. США, а также добавившие VTB Capital plc. в синдикатную группу. Кредит выдан под гарантии Компании. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенный остаток основной суммы долга по этому кредиту составляла 45,4 млрд тенге. В августе 2014 г. кредит был рефинансирован за счет синдицированного кредита, описанного выше.
- В сентябре 2011 г. ОАО НМСК Казмортрансфлот заключило кредитное соглашение с ОАО АТФБанк на сумму 103,5 млн долл. США с целью финансирования приобретения двух танкеров. Этот кредит выдан по ставке в размере трехмесячной ЛИБОР плюс 4,21% годовых и со сроком погашения 24 сентября 2018

г. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенный остаток основной суммы долга по этому кредиту отсутствовал.

- В июле 2011 г. KMG Finance заключила соглашение о привлечении синдицированного кредита с рядом международных банков на сумму 1 млрд. долларов США, включая ING Bank NV, выступающий в качестве агента («Кредит ING»). Средства этого займа были направлены на общие корпоративные цели, включая погашение Кредита КМГ ПМ в полном объеме в августе 2011 г. Кредит ING предусматривает процентный доход по ставке, равной трехмесячной ЛИБОР плюс 2,1% годовых и подлежит погашению 15 июля 2016 г. Кредит ING предоставлен под гарантию Компании. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенная основная сумма долга по Кредиту ING году составила 183,7 млрд тенге. В июле 2014 г. было выплачено 200 млн долл. США основной суммы долга по Кредиту ING.
- В январе 2011 г. 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 со сроком погашения 25 января 2024 г. Компания частично погасила этот кредит в 2012 г. и, по состоянию на 30 июня 2014 г., амортизированная стоимость кредита составляла 6,9 млрд тенге.
- В октябре 2010 г. Компания была заменена в качестве основного должника в отношении Нот 1 Серии, Нот 2 Серии, Нот 3 Серии и Нот 4 Серии, выпущенных в рамках Программы. В результате замены KMG Finance была освобождена от своих обязательств в отношении Нот и поручительство Компании было аннулировано, хотя никакие другие условия Нот не были затронуты.
- В октябре 2010 г. Компания выпустила бескупонные облигации на сумму 100 млрд тенге с погашением в 2017 г. Облигации торгуются на Казахстанской фондовой бирже по сниженной номинальной стоимости 64,4 млрд. тенге, дисконтированной по процентной ставке 6,5%.
- 29 октября 2009 г. РД КМГ заключила контракт с Sinopac Engineering на строительство комплекса по производству ароматических углеводородов на Атырауском НПЗ стоимостью 1,1 млрд долл. США, который компания будет финансировать из внешних источников, выбирая кредитную линию, предоставленную по соглашению с ОАО Банк Развития Казахстана от 30 июля 2010 г., на общую сумму около 1.063,7 млн долл. США на 13 лет. Кредитная линия предоставляется двумя траншами. Первый транш деноминирован в долларах США на общую сумму на 884 млн долл. США по ставке, равной шестимесячной ЛИБОР плюс 4,5% годовых. Второй транш деноминирован в тенге на общую сумму 26,4 млрд тенге по фиксированной ставке 9% годовых. Движимое и недвижимое имущество Атырауского НПЗ было передано в качестве обеспечения кредита. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенная основная сумма долга по первому траншу этого кредита составляла 752,9 млн долл. США, включая 218 млн долл. США, полученные в 2012 г.; непогашенная основная сумма долга по второму траншу этого кредита составляла 26,4 млрд. тенге.
- В октябре 2009 г. с целью профинансировать часть своей доли дополнительных средств по Северо-Каспийскому проекту (месторождение Кашаган), привлекавшихся в 2009 г., Компания разместила облигации на Казахстанской фондовой бирже KASE, которые были полностью подписаны ОАО Банк развития Казахстана, на общую основную сумму 120 млрд тенге. По облигациям предусмотрен процентный доход по ставке шестимесячной ЛИБОР плюс 8,5% годовых, выплачиваемый раз в полгода по истечении трехлетнего льготного периода; срок погашения - 2019 г. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенная основная сумма облигаций составляла 107,1 млрд тенге.
- В октябре 2008 г. было подписано соглашение о реализации новой договорной и управленческой базы NCPC, в том числе о передаче дополнительной доли в NCPC в размере 8,48% Компании другими участниками NCPC, доля каждого из которых в NCPC была пропорционально снижена, за встречное вознаграждение в размере 1,78 млрд долл. США, выплачиваемое Компанией тремя равными ежегодными платежами после начала добычи нефти на Кашагане. В соответствии с соглашением, Компания не обязана вносить дополнительные средства для покрытия дальнейших расходов по проекту месторождения Кашаган в случаях, если проект существенным образом пересматривается или добыча не начинается к октябрю 2013 г. В течение шестимесячного периода, закончившегося 30 июня 2014 г., Компания перенесла сроки начала коммерческой добычи нефти на месторождении Кашаган с 30 июня 2014 г. на вторую половину 2016 г. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенная сумма вознаграждения, подлежащего выплате Компанией, включая капитализированные проценты, составила 393,9 млрд тенге. Кредит отражен в балансовом отчете Компании, включенном в Промежуточную финансовую отчетность как «Подлежащий уплате за приобретение дополнительной доли в Северо-Каспийском проекте». См. Примечание 16 к Промежуточной финансовой отчетности.

Основные долговые обязательства неконсолидированных совместных предприятий и ассоциаций

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

AGP и ККТ заключили две кредитные линии в связи со строительством Азиатского газопровода и ККТ, а именно:

- В августе 2013 года AGP заключила кредитное соглашение на сумму 300,0 млн. долл. США с Industrial and Commercial Bank of China Limited и ICBC, Алматы, для рефинансирования нот, выпущенных в 2005 году. Займы, получаемые по этой кредитной линии, облагаются процентом по ставке шестимесячный LIBOR плюс 3,75% годовых. На 30 июня 2014 года, непогашенная основная сумма долга по этому кредиту составила 286,6 млн. долл. США (52,6 млрд. тенге).
- В декабре 2012 г. AGP вступила в кредитное соглашение на сумму 4,7 млрд долл. США с Китайским банком развития с целью финансирования строительства третьей линии газопровода Азии. Кредит выдан по ставке ЛИБОР плюс 2,35% со сроком погашения 27 декабря 2027 г. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенная основная сумма долга по этому кредиту составляла 2,6 млрд. долл. США (477,15 млрд. тенге).
- В октябре 2008 г. AGP вступила в синдицированное кредитное соглашение на сумму 7,5 млрд долл. США с Китайским банком развития с целью финансирования строительства Азиатского газопровода. Кредит выдан по ставке ЛИБОР плюс с 2,15% годовых со сроком погашения 22 октября 2023 г. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенная основная сумма долга по этому кредиту составляла 6,9 млрд. тенге.
- 12 августа 2008 г. ККТ вступила в кредитное соглашение на сумму 1,18 млрд долл. США с Industrial and Commercial Bank of China Limited и ING Bank B.V. сроком на десять лет, которое может быть дополнительно продлено на срок до пяти лет. Данное кредитное соглашение было заключено с целью финансирования строительства нефтепровода Кенкияк-Кумколь. ККТ имеет право выбрать кредит четырьмя траншами, три из которых были получены в течение 2008 г. на совокупную основную сумму 1,0 млрд долл. США. Период использования данного кредита истек в конце 2011 г. По средствам, полученным по этому кредиту, накапливаются проценты по ставке, равной шестимесячной ЛИБОР плюс 2% годовых до февраля 2013 года и шестимесячной ЛИБОР плюс 4% годовых впоследствии; кредит предоставлен под гарантию CNPC. По состоянию на 30 июня 2014 г. непогашенная основная сумма по этой кредитной линии составила 766,2 млрд долл. США (включая капитализированные проценты) (140,6 млрд. тенге).

Отдельные положения и условия долговых обязательств

По состоянию на 30 июня 2014 г. дочерние компании, совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании выпустили следующие существенные облигации согласно двусторонним договорам со стандартными рыночными условиями: (i) 540 млн. долларов США 6,375% со сроком погашения в 2017 году, выданные ИЦА (после замены ИЦА на Intergas Finance B.V. в качестве эмитента) 14 мая 2007 года, непогашенная основная сумма которой была уменьшена до 600 млн. долл. США в феврале 2009 года, когда Интергаз Finance BV выкуплены и аннулированы 60 млн. долларов США основной суммы этих облигаций; (ii) 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% с 12 февраля 2013 года до наступления срока погашения, и (iii) 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 8,8% с 23 сентября 2009 года до наступления срока погашения.

Долговые обязательства дочерних организаций, совместных 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. На дату настоящего Базового проспекта Компания отвечает данным требованиям. 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 30 июня 2012 г., при условии, что все кредитные линии компании были полностью выбраны на эту дату:

Год, в котором наступает срок оплаты	Сумма оплаты ⁽¹⁾ (млрд. тенге)
2014	82,5
2015	454,5
2016	256,6
2017	378,2
2018	475,7
2019	74,8
2020	329,5
2021	283,3
2022	53,8
2023 и далее	716,5

Примечание:

(1) Исключая кредитные услуги, предоставляемые Компании Национальным фондом Казахстана. См. « — Национальный фонд Казахстана».

По состоянию на 30 июня 2014 г. краткосрочная задолженность Компании (включая текущую часть долгосрочного долга) выросла до 611,7 млрд тенге с 301,7 млрд тенге на 31 декабря 2013 г. Рост был в первую очередь обусловлен изменением категории Нот 3 Серии по Программе на краткосрочную задолженность в свете наступления по ним срока погашения менее чем через 1 год в январе 2015 года. По состоянию на 31 декабря 2013 г. краткосрочная задолженность Компании (включая текущую часть долгосрочного долга) снизилась до 301,7 млрд тенге с 469,9 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2012 г. Данное снижение, главным образом, обусловлено погашением Нот 1 Серии по Программе при наступлении по ним срока погашения в 2013 году. Краткосрочная задолженность Компании (включая текущую часть долгосрочной кредиторской задолженности) увеличилась до 470,0 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2012 г. в сравнении с 282,9 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2011 г. Увеличение было первоначально обусловлено вводом числа новых кредитных соглашений, как описано выше.

Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с фиксированной ставкой выросла до 7,41% по состоянию на 30 июня 2014 г. по сравнению с 7,09% по состоянию на 31 декабря 2013 г., главным образом, за счет сравнительно более высоких, чем средние, ставок по новым кредитам, полученным Компанией за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. согласно приведенному выше описанию. Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с плавающей ставкой выросла до 4,03% по состоянию на 30 июня 2014 г. с 3,94% по состоянию на 31 декабря 2013 г. в силу тех же причин.

Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с фиксированной ставкой снизилась до 7,09% по состоянию на 31 декабря 2013 г. по сравнению с 8,01% по состоянию на 31 декабря 2012 г., в основном, за счет выпуска Нот 6 и 7 Серий по Программе по сравнительно более низким процентным ставкам. Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с плавающей ставкой снизилась до 3,94% по состоянию на 31 декабря 2013 г. с 4,89% по состоянию на 31 декабря 2012 г. в основном за счет получения возобновляемого кредита Natixis на сумму 100 млн долл. США в июле 2013 г. на финансирование закупок сырой нефти АО «Павлодарский нефтехимический завод» также по сравнительно более низким процентным ставкам.

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 3% годовых с увеличением в 1,25 раза, а также меньше средней величины размеров ЛИБОР в 2012 году по сравнению с 2011 г.

Национальный Фонд Казахстана

В 2012 г. Национальный фонд Казахстана предоставил Компании кредитную линию в размере 4,0 млрд долл. США с возможностью получения 2,5 млрд долл. США в 2013 г. и 1,5 млрд долл. США в 2015 г. Хотя на дату настоящего Базового проспекта Компания не выбрала никаких средств, и 2,5 млрд. долл. США, подлежащие выборке в 2013 году, более недоступны, на дату настоящего Базового проспекта Компания намерена использовать хотя бы часть оставшихся доступных ей средств из Национального фонда Казахстана в 2015 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, налогообложению 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 возникать 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 35 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 продается на спотовом рынке или по краткосрочным контрактам по ценам, чувствительным к рыночным колебаниям. 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. В то время, как цены на сырую нефть снизились в первой половине 2012 г. по сравнению с ценами на конец 2011 г., в летние месяцы они начали восстанавливаться, и в целом в 2012 г. цены на сырую нефть в 2012 г. оставались высокими второг год подряд. По данным Управления по энергетической информации Министерства энергетики США (EIA), средняя спотовая цена сырой нефти марки Brent снизилась в 2013 г. до 108,64 долл. США за баррель по сравнению со средней ценой в размере 111,67 долл. США за баррель в 2012 г. 111,26 долл. США за баррель в 2011 г. По данным EIA, на конец шестимесячного периода, завершившегося 30 июня 2014 г., средняя спотовая цена сырой нефти марки Brent снизилась еще

сильнее до 102,58 долл. США за баррель. На международном рынке цены на сырую нефть продолжили снижение в 2014 г. и в августе достигли низшей точки за 2014 г.: средняя спотовая цена на сырую нефть марки Brent была зафиксирована на уровне 102 долл. США за баррель, что означает, что впервые за 14 месяцев колебания средней спотовой цены на нефть марки Brent превысили 5 долл. США от диапазона 107-112 долл. США за баррель. На дату составления настоящего Базового проспекта цена сырой нефти по-прежнему ниже рекордно высокого уровня среднемесячной цены в размере 132,72 долл. США за баррель, зарегистрированного в июле 2008 г. По состоянию на 14 октября 2014 г. спотовая цена на нефти марки Brent составляла 86,36 долл. США за баррель. Не может быть никакой уверенности относительно уровня цен на нефть, которые будут сохраняться в будущем. См. раздел *«Основные факторы, оказывающие влияние на результаты - деятельности и ликвидность - Изменение цен на сырую нефть и нефтепродукты»*. Средние цены продаж могут отличаться от указанных рыночных цен в силу эффекта неравномерного распределения объемов в течение рассматриваемого периода, различий в качестве, условиях поставок, отличных от условий по приводимыми справочным ценам, 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, оказывающие влияние 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 меньшей степени, по отношению к другим валютам. 11 февраля 2014 г. НБРК девальвировал тенге на 18,3% до 184,50 тенге за 1 доллар США. НБРК указал, что такая девальвация была проведена в свете ситуации на мировых товарных и финансовых рынках и обесцениванием российского рубля в течение 2013 и 2014 гг. По состоянию на 21 октября 2014 г. официальный курс обмена, зафиксированный KASE, составил 181,50 тенге за 1 доллар США, по сравнению с 183,51 тенге за 1 доллар США на 31 декабря 2014 г. и 153,61 тенге на 31 декабря 2013 года. См. раздел *«Факторы риска - Факторы риска, относящиеся к Республике Казахстан - Дальнейшая девальвация тенге может оказать неблагоприятное воздействие как на Компанию, так и на государственный бюджет и экономику Республики Казахстан»*. В соответствии с действующими нормами и правилами, НБРК может восстановить валютный коридор в отношении обменного курса тенге к доллару США в любой момент в будущем на любом уровне по собственному усмотрению.

Большая часть притока наличных средств Компании (приблизительно 70% в 2013 г.), а также балансы дебиторской задолженности деноминированы в долларах США, в то время как значительная часть расходов Компании на сбыт продукции (приблизительно 66%) выражается в тенге. В том, что касается доходов, все экспортные доходы Компании, включая экспорт сырой нефти и нефтепродуктов, выражаются в долларах США или соотносятся с деноминированными в долларах США ценами на сырую нефть и нефтепродукты.

На 30 июня 2014 г. задолженность Компании в размере 2 412,4 млрд. тенге была деноминирована в долларах США (что составляет 89,4% от общей задолженности Компании на указанную дату в размере 2 697,5 млрд. тенге на эту дату). Падение курса доллара по отношению к тенге снизило и продолжит снижать в тенге стоимость обязательств Компании, выраженных в долларах США, а рост курса доллара США по отношению к тенге увеличил и продолжит увеличивать 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 понесла и продолжит нести убытки при пересчете в доллары США. См. раздел *«Основные факторы, оказывающие влияние 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 комбинировании заимствований с фиксированными и плавающими ставками для управления затратами на процентной выплаты. По состоянию на 30 июня 2014 г. совокупная основная сумма непогашенных кредитов и займов Компании составляла 2697,5 млрд тенге, при чем по заимствованиям на сумму 1949,1 млрд тенге проценты начисляются по фиксированным процентным ставкам (при средневзвешенной процентной ставке 7,41%) и по заимствованиям на сумму 748,4 млрд тенге - по плавающим процентным ставкам (при средневзвешенной процентной ставке 4,03%), определяемым, главным образом, на основе 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 71,1%, 73,6% и 74,6% платежей, получаемых ИЦА за транспортировку газа в 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно, концентрация кредитного риска по дебиторской задолженности ограничена в силу большого числа клиентов, включенных в базу клиентов Компании, и использования аккредитивов в большинстве сделок купли-продажи. Финансовые учреждения, осуществляющие деятельность в Казахстане, не предлагают услуг по страхованию депозитов юридических лиц не предлагается. 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 инструменты хеджирования.

В течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2014 г., Компания осуществила хеджирование чистых инвестиций в некоторые дочерние общества, относимые к категории зарубежных подразделений, в отношении отдельных займов, деноминированных в долларах США, причем эффект от таких мер составил 322,9 млрд тенге. См. Примечание 15 к Промежуточной финансовой отчетности.

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 30 июня 2014 г. Компания не имела существенных внебалансовых статей. Компания указывает все установленные непредвиденные потенциальные обязательства в качестве резервируемых сумм или иным образом отражает их в своей консолидированной финансовой отчетности. Кредитный риск по внебалансовым финансовым документам определяется как возможность убытков в результате несоблюдения другой стороной финансового инструмента условий договора. Руководство Компании считает, что внебалансовые инструменты не имеют существенного значения для консолидированной деятельности или финансового положения Компании.

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Общие сведения

Официальное наименование Компании - Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз», коммерческое наименование - АО «НК «КазМунайГаз». Компания учреждена в форме акционерного общества закрытого типа в соответствии с законодательством Республики Казахстан от 27 февраля 2002 года. В соответствии с Указом Президента Казахстана от 20 февраля 2002 года №811, несколькими последующими решениями уполномоченных государственных органов и отдельными соглашениями о передаче, Компания является правопреемником ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл» (далее - «Казахойл») и ЗАО «Национальная компания «Транспорт нефти и газа» (последние были ликвидированы при передаче Компании всех своих активов, включая доли в совместных предприятиях). Компания перерегистрирована в качестве акционерного общества в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об акционерных обществах», свидетельство о перерегистрации №11425-1901-АО от 16 марта 2004 года.

Юридический адрес Компании: Казахстан, 010000, г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19, телефон +7 (7172) 976 000.

Обзор

Компания является национальной нефтегазовой компанией Республики Казахстан, объединяющей вертикально-интегрированные предприятия по разведке и добыче, транспортировке, переработке и реализации, расположенные преимущественно в Казахстане. На основании данных Статагентства и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что по объемам добычи на 30 июня 2014 года Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане на консолидированной основе (включая пропорциональную долю совместных 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.

Объем добычи Компании за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, составил 11,2 млн тонн (4,6 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 3,5 млрд м³ (1,5 млрд м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) газа. Для сравнения: за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года, объем добычи Компании составил 11,2 млн тонн (4,5 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 3,4 млрд м³ (1,4 млрд м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) газа.

В 2013 году, закончившемся 31 декабря, объем добычи Компании составил 22,6 млн тонн (9,1 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 6,8 млрд м³ (2,8 млрд м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) газа. 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 совместных 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 совместных 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 совместных 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 совместных 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 совместных предприятиях и ассоциированных организациях) составил 28,2%, 27,6%, 26,9% и 26,3% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года и за год, закончившийся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., соответственно.

На 30 июня 2014 года общая протяженность сетей трубопроводов для транспортировки сырой нефти, владельцем или оператором которых является Компания, составила 11 272 км. Кроме того, на 30 июня 2014 г. Компания имела процентный доход в дальнейшем при длине трубопровода для транспортировки сырой нефти 2448 км, как части сети совместного предприятия.

За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, общий объем производства нефтепродуктов Компании составил 6,7 млн тонн (5,5 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях).

Компания добыла в общем 13,2 млн тонн (10,9 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) нефтепродуктов в 2013 году, 13,0 млн тонн (10,7 млн тонн, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) в 2012 году и 12,6 млн тонн (10,4 млн тонн, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) нефтепродуктов в 2011 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 2013 года, запасы Компании по сырой нефти категорий A+B+C1 составили 776,2 млн тонн (375,2 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях), запасы Компании по газовому конденсату составили 34,6 млн тонн (32,6 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях), а запасы Компании по природному газу категорий A+B+C1 составили 475,5 млрд м³ (289,9 млрд м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях). Компания сохраняет обеспеченность сырой нефтью категорий A+B+C1 35,9 лет (44,8 лет за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях), а обеспеченность Компании по запасам природного газа была 69,6 лет (104,8 лет за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) на 31 декабря 2013 года. В 2013 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 48,2% (9,6%, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с 40,3% (247,8% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2012 году. Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий A+B+C1 Компании с 2012 по 2013 г., главным образом, отобразило то, что Компания не осуществила никакие существенные приобретения добывающих мощностей и не открыла значительных месторождений нефти в 2013 году. См. раздел – «Нефтяная и газовая промышленность Казахстана – Классификация запасов» и «Представление информации о финансовой ситуации, запасах и другая информация – Информация об определенных запасах».

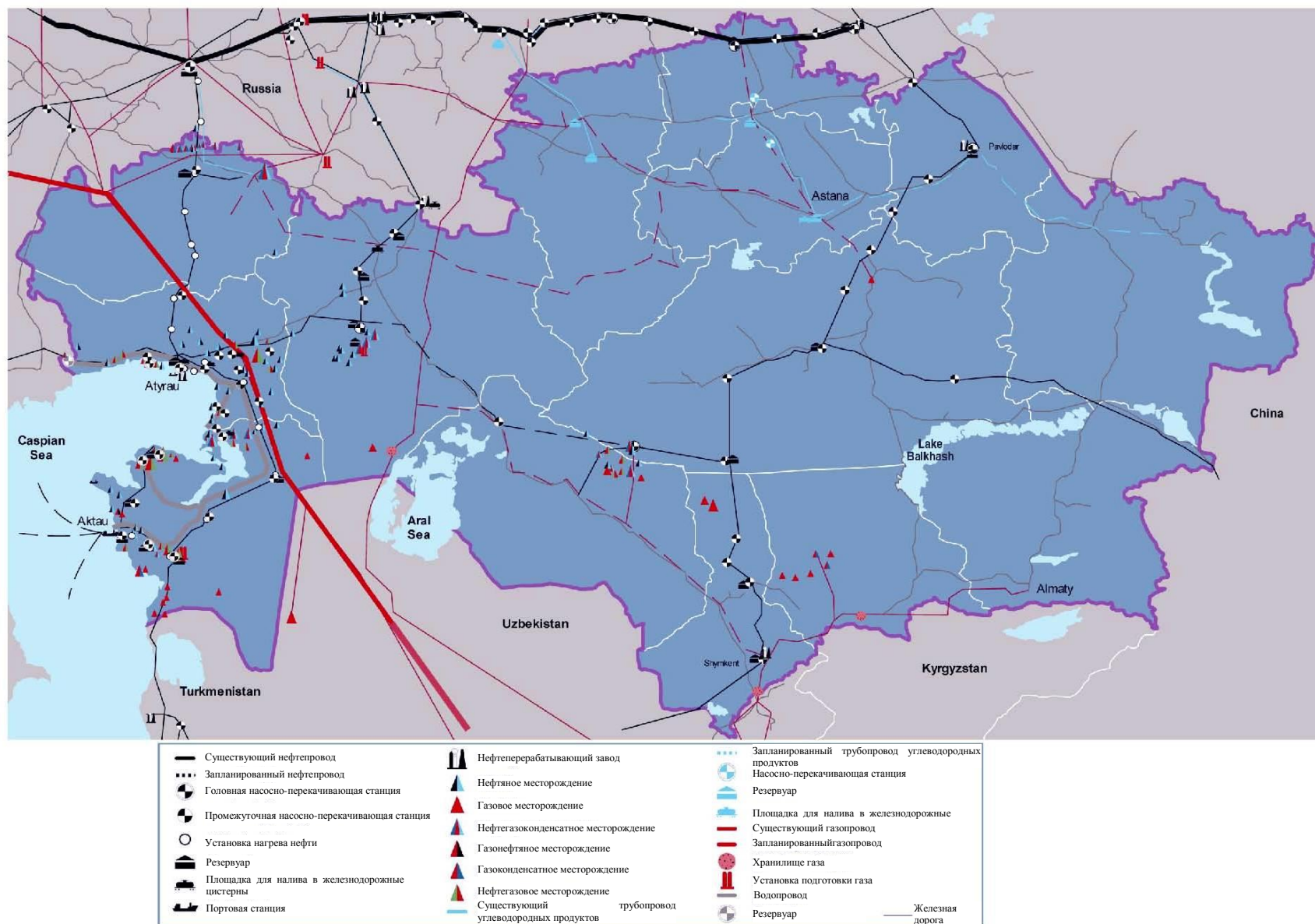
За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, совокупный доход Компании увеличился на 13,4% и составил 1 607,9 млрд тенге по сравнению с совокупным доходом за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года, составившим 1 418,1 млрд тенге. За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, чистая прибыль Компании выросла на 38,6% и составила 335,5 млрд тенге в сравнении с чистой прибылью за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года, составившей 242,1

млрд тенге. Чистое обесценение имущества, машин и оборудования Компании и нематериальных активов, исключая гудвил, за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, сократилось на 57,2% и составило 24,7 млрд тенге (с учетом 27,4 млрд тенге, отнесенных на обесценение имущества, машин и оборудования РД КМГ) по сравнению с суммой обесценения активов, составившей 57,9 млрд тенге, за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года.

Совокупный доход компании за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, увеличился на 9,9% и составил 3 252,7 млрд тенге, по сравнению с совокупным доходом за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, составившим 2 960,4 млрд тенге. Чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, выросла на 18,2% и составила 488,6 млрд тенге по сравнению с чистой прибылью за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, составившей 413,4 млрд тенге. Чистое обесценение имущества, машин и оборудования Компании и нематериальных активов, исключая гудвил, сократилось на 24,2% и составило 62,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года (с учетом 60,0 млрд тенге, отнесенных на обесценение имущества, машин и оборудования РД КМГ) по сравнению с суммой обесценения активов, составившей 82,4 млрд тенге, за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. 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. Чистое обесценение активов Компании за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, увеличилось на 159,9% и составило 82,4 млрд тенге (с учетом 76,3 млрд тенге, отнесенных на обесценение имущества, машин и оборудования РД КМГ) по сравнению с 45,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 года.

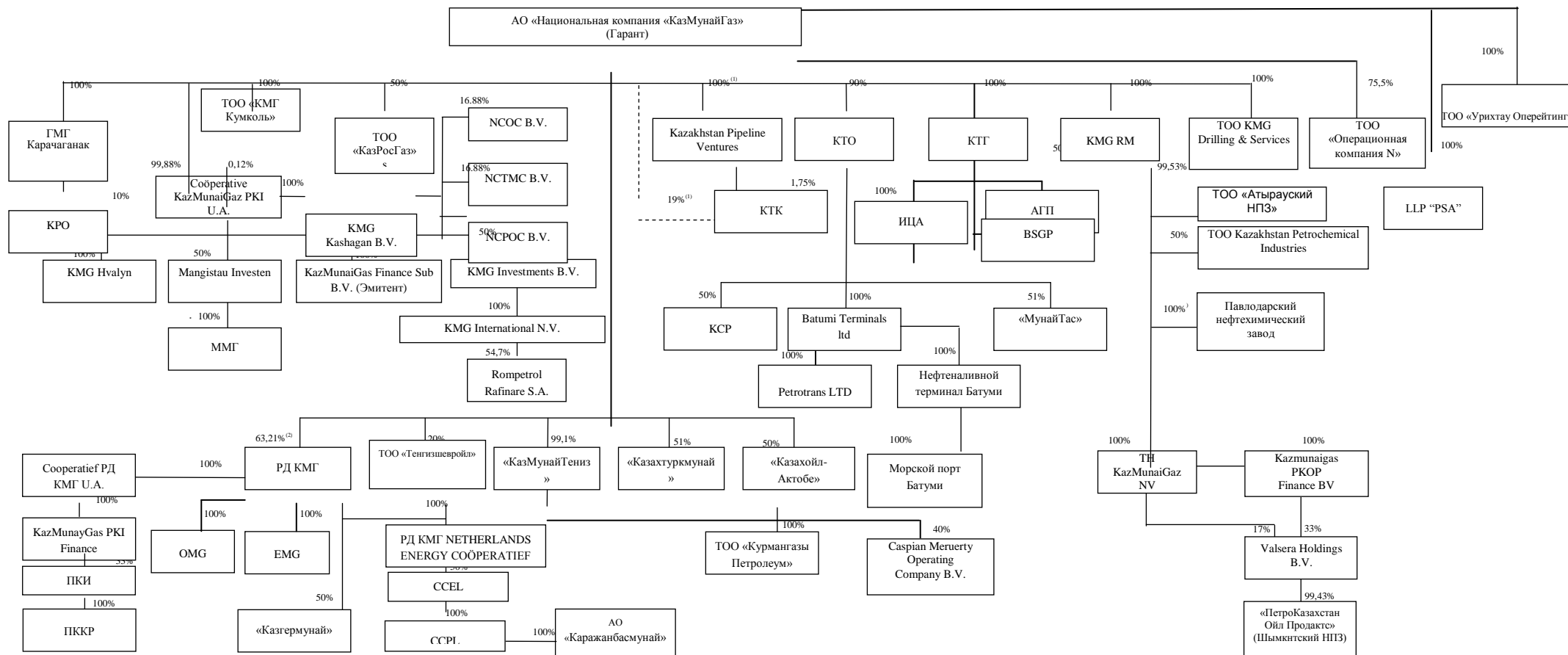
На 30 июня 2014 года общая стоимость активов Компании составляла 8615, 1 млрд тенге по сравнению с 7558,2 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2013 года, 6833,7 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2012 г и 6178,0 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2011 года.

На нижеследующей карте показаны основные казахстанские разведочные, добывающие, транспортные, перерабатывающие и торговые активы на суше на 30 июня 2014 года:



Корпоративная структура

Организационная структура, включающая основных членов группы Компании, по состоянию на 30 июня 2014 года выглядит следующим образом:



Примечание:

(1) По состоянию на 30 июня 2014 года, в процентах от обыкновенных акций с правом голоса РД КМГ.

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 420,3 млрд тенге налогов за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, и 622,0 млрд тенге налогов за год, закончившийся 31 декабря 2013 года.

Компания является бенефициаром преимущественных прав Правительства.

В соответствии с законодательством Казахстана, 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 Закон о недрах 2010 года 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 KMG International. 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 11,2 млн тонн (4,6 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, и 22,6 млн тонн (9,1 млн тонн (8,3 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти за год, закончившийся 31 декабря 2013 года. Компания и ее дочерние предприятия увеличили масштабы своей деятельности за счет приобретения Компанией доли в ММГ, а также в других более мелких компаниях по разведки и добыче, приобретения РД КМГ 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, который внес значительный вклад в увеличение добычи нефти и газа Компании в 2013 году. 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, однако в связи с обнаружением двух протечек в трубопроводе после начала эксплуатации месторождения в сентябре 2013 года коммерческая добыча по состоянию на дату публикации Базового проспекта была приостановлена и ее возобновление не ожидается до 2016 г.

Оператор обширных нефтегазовых трубопроводных сетей Казахстана.

Из-за своего стратегического расположения и запасов 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 подлечит 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 попутного 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 и осуществляет контроль над операционной деятельностью 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 Rafinage, 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 Закона о недрах от 2010 года. Кроме того, Компания продолжит расширение посредством стратегических приобретений существующих наземных и морских разведочных и добывающих предприятий в Казахстане и за рубежом. Компания также будет стремиться создавать совместные предприятия с крупными международными нефтегазовыми компаниями по аналогии с NCPСи 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 повышением эффективности и стабилизацией добычи на своих старых нефтяных и газовых месторождениях.

Повышение эффективности деятельности и старших руководящих кадров .

В ноябре 2013 года Совет директоров Компании утвердил новую организационную структуру Компании, которая предусматривает включение в состав Правления Компании исполнительных руководителей каждого ключевого дочернего предприятия (включая КТО, КТГ и РД «КМГ»). Цель данной реорганизации — централизация управленческих функций и предотвращение их дублирования на уровне дочернего предприятия и Группы.

В феврале 2014 года Самрук-Казына расширила свою «Программу трансформации бизнеса», цель которой состоит в том, чтобы компании, входящие в группу Самрук-Казына, включая Компанию, наращивали свою финансовую и операционную эффективность, внедряли передовые международные стандарты работы и содействовали диверсификации экономической и социальной ответственности в Казахстане с перспективой повысить значимость группы Самрук-Казына. В большой мере там, где это уместно, политика предполагает назначение и продвижение лиц, имеющих опыт международной работы в отрасли, а также опыт руководящей работы в соответствующих компаниях. Согласно данной «Программе трансформации бизнеса», в марте 2014 года господин Кайларс, являвшийся независимым директором Совета директоров с 2006 года, был назначен Председателем Совета директоров. В апреле 2014 года господин Хопкинсон был назначен Первым заместителем Совета директоров. См. «Управление – Совет директоров – недавние изменения». В Компании получили назначения также другие исполнительные лица, имеющие международный опыт: на должность Управляющего директора по охране здоровья, технике безопасности и защите окружающей среды и Управляющего директора по новым технологиям.

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 был завершен в октябре 2009 года с завершением трубопровода Кенкияк-Кумколь, и который в настоящий момент расширяется для увеличения пропускной способности участка Прииртышск-Атасу-Алашанькоу; ведутся работы по реконструкции 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 м³ в год, как ожидается, будет завершена к маю 2015 года; вторая очередь проекта по увеличению пропускной способности газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент», как ожидается, будет завершена к концу 2016 года. Компания также рассматривает дополнительные проекты расширения для поддержания своего стратегического положения. Эти проекты также предоставит Компании дополнительный экспортный потенциал и диверсифицирует экспортные потоки 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 KMG International 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 KMG International, 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 2013 года запасы сырой нефти Компании по категориям А+В+С1 составили 776,2 млн тонн (375,2 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных организациях), запасы газового конденсата Компании категорий А+В+С1 составили 34,6 млн тонн (32,6 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) и запасы природного газа Компании категорий А+В+С1 составили 475,5 млрд м³ (289,9 млрд м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных 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 2013 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 2013 года:

Компания и месторождение	За год, закончившийся 31 декабря 2013 года						
	% доли участия	Нефть	% от общего объема	Газовый конденсат	% от общего объема	Газ	% от общего объема
		(млн тонн)		(млн тонн)		(млн м ³)	
Консолидированные дочерние организации,							
Совместные предприятия и КРО:							
Всего по РД КМГ	63,21% ⁽¹⁾	209,7	27,6%	4,4	12,6%	57 840,7	12,2%
Месторождение Узень		136,1	18,0%	—	0,0%	15 727,4	3,3%
Месторождения ЭМГ		73,6	9,7%	1,6	4,6%	28 252,0	5,9%
Прочие месторождения		—	0,0%	2,8	8,0%	13 861,2	2,9%
Всего по КСКП	16,88%	145,1	18,1%	2,5	7,2%	99 017,6	20,8%
Месторождение Кашаган		139,2	17,6%	—	0,0%	90 793,9	19,1%
Прочие месторождения		5,9	0,4%	2,5	7,2%	8 223,7	1,7%
Всего по КРО Карачаганак ⁽¹⁾	10,00%	13,0	1,7%	19,4	55,3%	74 420,6	15,7%
Всего по Урихтау	100%	1,8	0,2%	5,7	16,2%	40 461,0	8,5%
Оперейтинг							
Месторождение Урихтау		1,8	0,2%	5,7	16,2%	40 461,0	8,5%
Итого для «КазМунайТениз»	100,00%	5,7	0,7%	—	0,0%	652,3	0,1%
Месторождение «Хазар»	25,00%	5,7	0,7%	—	0,0%	652,3	0,1%
Прочие дочерние предприятия	100,00%	—	0,0%	0,5	1,5%	17 506,5	3,7%
Итого по дочерним организациям и совместным предприятиям:		375,2	48%	32,6	92,8%	289 898,5	61,0%
Неконсолидированные совместные							

предприятия ассоциированные организации:							
Компании:							
Всего по ГНК	20,00%	235,6	30,3%	—	0,0%	120 385,7	25,3%
Месторождение Тенгиз		220,6	28,4%	—	0,0%	111 673,8	23,5%
Прочие месторождения		15,0	1,9%	—	0,0%	8711,9	1,8%
Всего по Казахойл Актобе	50,00%	26,5	3,4%	0,3	0,9%	9125,8	1,9%
Месторождение Алибекмола		16,9	2,2%	0,0	0,0%	4349,0	0,9%
Прочие месторождения		9,7	1,2%	0,3	0,9%	4776,8	1,0%
Всего по ММГ	50,00%	75,7	9,8%	0,6	1,8%	29 229,0	6,1%
Месторождение Каламкас		35,7	4,6%	—	0,0%	13 506,3	2,8%
Месторождение Жетыбай		28,8	3,7%	0,6	1,6%	13 013,1	2,7%
Прочие месторождения		11,2	1,4%	0,1	0,2%	2709,6	0,6%
Прочие совместные предприятия		4,3	0,6%	1,3	3,6%	17 656,8	3,7%
РД КМГ:	63,21% ⁽²⁾						
Всего по Казгермунай	50,00%	14,3	1,8%	0,2	0,6%	3564,8	0,7%
Месторождение Акшабулак		11,7	1,5%	0,1	0,2%	1651,1	0,3%
Прочие месторождения		2,6	0,3%	0,1	0,4%	1913,7	0,4%
Всего по РКІ	33,00%	19,8	1,2%	0,1	0,3%	5433,0	1,1%
ПККР		9,4	1,2%	0,0	0,1%	3399,7	0,7%
Прочие месторождения		10,4	1,3%	0,1	0,2%	2033,4	0,4%
Всего по ССЕЛ	50,00%	24,7	3,2%	—	0,0%	198,6	0,0%
Месторождение Каражанбас		24,7	3,2%	—	0,0%	198,6	0,0%
Итого по совместным предприятиям и ассоциированным организациям		400,9	51,7%	2,5	7,2%	185 593,6	39,0%
Итого		776,2	100,0%	35,1	100,0%	475 492,2	100,0%

Примечания:

(1) По состоянию на 1 января 2014 года в процентном соотношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

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

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 30 июня 2014 года Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане по объемам производства сырой нефти. За первое полугодие 2014 года, закончившееся 30 июня, объем добычи сырой нефти Компании составил 11,2 млн тонн (4,6 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях), при этом объем добычи сырой нефти за первое полугодие 2013 года, закончившееся 30 июня, равнялся 11,2 млн тонн (4,5 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях). В 2013 году, закончившемся 31 декабря, производство сырой нефти компанией составляло 22,6 млн тонн (9,1 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях), в сравнении с 21,3 млн тонн (8,3 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти в 2012

году, закончившемся 31 декабря, и 21,1 млн тонн (7,9 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти в 2011 году, закончившемся 31 декабря.

По данным Статагентства и внутренней информации Компании, объем добычи сырой нефти Компании (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) составил 28,2%, 27,6%, 26,9% и 26,3% от общего объема добычи сырой нефти в Казахстане за первое полугодие 2014 года, закончившееся 30 июня, а также за 2013, 2012 и 2011 гг., закончившиеся 31 декабря, соответственно. Объемы добычи природного газа Компании (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) составили 16,9%, 16,3%, 12,9% и 11,5% общей добычи природного газа в Казахстане за первое полугодие 2014 года, закончившееся 30 июня, а также за 2013, 2012 и 2011 гг., закончившиеся 31 декабря, соответственно.

РД КМГ (включая пропорциональную долю участия РД КМГ в «Казгермунай», ССЕЛ и ПКИ) обеспечил 54,6%, 54,9%, 57,3% и 8,6% добычи сырой нефти Компанией за первое полугодие 2014 года, закончившееся 30 июня, а также за 2013, 2012 и 2011 гг., закончившиеся 31 декабря, соответственно. ГНК обеспечил 24,3%, 24,0%, 22,7% и 24,5% общего объема добычи сырой нефти компанией за первое полугодие 2014 года, закончившееся 30 июня, а также за 2013, 2012 и 2011 гг., закончившиеся 31 декабря, соответственно..

За первое полугодие 2014 г., закончившееся 30 июня, объем добычи природного газа Компании составили 3,5 млрд м³ (1,5 млрд м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 3,4 млрд м³ (1,4 млрд м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) природного газа за первое полугодие 2013 г., закончившееся 30 июня. За 2013 год, закончившийся 31 декабря, объем добычи природного газа Компании составил 6,8 млрд м³ (2,8 млрд м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 5,2 млрд м³ (1,6 млрд м³) за 2012 год, закончившийся 31 декабря, и 4,5 млрд м³ (0,8 млрд м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) за 2011 год, закончившийся 31 декабря.

Добыча газа Компанией (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) составила 16,9%, 16,3%, 12,9% и 11,5% от общего объема добычи газа в Казахстане за первое полугодие 2014 года, закончившееся 30 июня, а также за 2013, 2012 и 2011 гг., закончившиеся 31 декабря, соответственно, на основании внутренней информации Компании и статистических данных Статагентства. Крупнейшими газодобывающими дочерними предприятиями Компании с наибольшей долей участия являются РД КМГ (включая соответствующую долю участия РД КМГ в «Казгермунай», ССЕЛ и ПКИ), ГНК и КРО. РД КМГ обеспечил 18,6% (или 0,7 млрд м³), 19,5% (или 1,3 млрд м³), 25,2% (или 1,3 млрд м³) и 30,9% (или 1,4 млрд м³) добычи газа Компанией в первом полугодии 2014 года, закончившемся 30 июня, а также в 2013, 2012 и 2011 гг., закончившихся 31 декабря, соответственно.. ГНК обеспечил 40% (или 1,5 млрд м³), 42,6% (или 2,9 млрд м³), 48,8% (или 2,5 млрд м³) и 59,8% (или 2,7 млрд м³) общей добычи газа компанией в первом полугодии 2014 года, закончившемся 30 июня, а также в 2013, 2012 и 2011 гг., закончившихся 31 декабря, соответственно.. КРО, в которой Компания имеет долю в 10%, добыла 25,5% (или 0,9 млрд м³), 24,1% (или 1,6 млрд м³) и 16,5% (или 0,9 млрд м³) добываемого Компанией газа в первом полугодии 2014 года, закончившемся 30 июня, а также в 2013 и 2012 гг., закончившихся 31 декабря, соответственно.

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 Министерством энергетики. Проекты по разведке представлены дочерними организациями и совместными предприятиями, добыча на месторождениях которых на данный момент не утверждена Министерством энергетики и которые находятся на стадии разведки. Обычно, по завершении программы разведки, если Министерство энергетики (до августа 2014 года – 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 совместных предприятий и ассоциированных организаций за указанные годы:

Компания и месторождение	% доли участия ⁽¹⁾	За полугодие, закончившееся 30 июня			
		2014		2013	
		Нефть (тыс. тонн)	Газ (млн м ³)	Нефть (тыс. тонн)	Газ (млн м ³)
<i>Консолидированные дочерние организации и КРО:</i>					
Всего по РД КМГ	63,21% ⁽²⁾	4022,7	395,1	3945,2	402,7
Месторождение «Узень»		2626,9	107,4	2539,0	103,7
Месторождения «ЭМГ»		1391,1	93,7	1401,5	101,0
Прочие месторождения		4,7	194,0	4,7	198,0
Всего по НСРС	16,88%	—	—	—	—
Всего по КРО⁽³⁾	10,00%	544,4	902,3	506,5	788,6
Прочие дочерние организации	100,00%	12,0	227,0	13,0	233,0
Итого по дочерним организациям		4579,1	1524,4	4464,7	1424,3
<i>Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные организации:</i>					
<i>Компании:</i>					
Всего по ТШО	20,00%	2723,0	1450,0	2723,0	1450,0
Месторождение «Тенгиз»		2424,0	1287,0	2424,0	1287,0
Прочие месторождения		299,0	163,0	299,0	163,0
Всего по «Казахойл Актобе»	50,00%	201,4	115,8	300,7	134,4
Месторождение «Алибекмола»		92,4	51,6	129,3	55,5
Прочие месторождения		109,0	64,2	171,4	78,9
Всего по ММГ		1547,9	154,4	1485,8	126,7
Месторождение «Каламкас»		1045,2	99,3	1041,4	83,8
Прочие месторождения		502,7	55,1	444,4	42,9
Прочие совместные предприятия		58,2	36,4	60,9	30,7
<i>РД КМГ:</i>					
Всего по «Казгермунай»	63,21% ⁽²⁾	752,0	127,3	771,7	130,3
Месторождение «Акшабулак»	50,00%	691,9	93,4	673,0	94,7
Прочие месторождения		60,1	33,9	98,7	35,6
Всего по РКІ	33,00%	810,5	128,5	874,3	121,6
ПККР		457,3	77,1	476,5	64,7
Прочие месторождения		353,2	51,4	397,8	56,9
Всего по ССЕЛ		525,4	6,6	505,6	6,4
Месторождение «Каражанбас»		525,4	6,6	505,6	6,4
Итого по совместным предприятиям и ассоциированным организациям		6618,4	2019,0	6722,0	2000,1
Итого		11 197,5	3543,4	11 186,7	3424,4

Примечания:

(1) По состоянию на 30 июня 2014 г.

(2) По состоянию на 30 июня 2014 г. 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.

Компания и месторождение	% доли участия ⁽¹⁾	За год, закончившийся 31 декабря					
		2013		2012		2011	
		Нефть (тыс. тонн)	Газ (млн м ³)	Нефть (тыс. тонн)	Газ (млн м ³)	Нефть (тыс. тонн)	Газ (млн м ³)
<i>Консолидированные дочерние организации и КРО:</i>							
Всего по РД КМГ	63,21% ⁽²⁾	8058,0	797,5	7776,4	770,3	7911,1	843,1
Месторождение «Узень»		5207,7	212,2	4950,2	201,9	5081,7	207,1

Месторождения «ЭМГ»		2840,9	193,3	2815,8	180,2	2816,0	167,5
Прочие месторождения		9,4	392,0	10,4	388,2	13,4	468,5
Всего по НСРС	16,88%	8,0	—	—	—	—	—
Всего по КРО⁽³⁾	10,00%	1016,9	1644,0	550,0	860,0	—	—
Прочие дочерние организации	100,00%	21,8	324,1	—	—	—	—
Итого по дочерним организациям		9104,7	2765,6	8326,4	1630,3	7911,1	843,1
Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные организации:							
Компании:							
Всего по ТШО	20,00%	5421,0	2910,0	4840,0	2540,0	5160,0	2700,0
Месторождение «Тенгиз»		4872,0	2608,0	4310,0	2260,0	4510,0	2350,0
Прочие месторождения		549,0	302,0	530,0	280,0	650,0	350,0
Всего по «Казахойл Актобе»	50,00%	575,2	282,7	626,2	182,5	570,4	149,8
Месторождение «Алибекмола»		254,6	113,9	292,8	93,0	305,5	85,2
Прочие месторождения		320,6	168,8	333,4	89,5	264,9	64,6
Всего по ММГ		3038,4	262,4	2960,4	270,7	2875,0	256,0
Месторождение «Каламкас»		2108,8	172,7	2122,9	190,1	2100,8	181,5
Прочие месторождения		929,6	89,7	837,5	80,6	774,2	74,5
Прочие совместные предприятия		119,5	73,8	118,8	39,3	117,5	14,5
<i>РД КМГ:</i>							
Всего по «Казгермунай»	63,21% ⁽²⁾	1553,5	259,8	1562,2	257,6	1499,9	259,3
Месторождение «Акшабулак»		1358,5	190,2	1288,5	182,6	1210,0	172,3
Прочие месторождения		195,0	69,6	273,7	75,0	289,9	87,0
Всего по РКІ	33,00%	1759,0	262,5	1844,5	274,3	1951,2	287,6
ПККР		973,2	137,8	976,1	152,8	1044,7	162,4
Прочие месторождения		785,8	124,7	868,4	121,5	906,5	125,2
Всего по ССЕЛ		1025,8	12,8	1018,7	10,0	990,4	8,2
Месторождение «Каражанбас»		1025,8	12,8	1018,7	10,0	990,4	8,2
Итого по совместным предприятиям и ассоциированным организациям		13 492,4	4064,0	12 970,8	3574,4	13 164,4	3675,4
Итого		22 597,1	6829,6	21 075,5	4518,5	21 946,6	4568,2

Примечания:

(1) По состоянию на 31 декабря 2013 г.

(2) По состоянию на 31 декабря 2013 г. 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 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	% участия (1)	доли	Дата добычи	начала	Окончание контракта на недропользование	Продуктивные скважины ⁽¹⁾	Нагнетательные скважины ⁽¹⁾
Консолидированные дочерние организации и совместные предприятия и КРО:							
КМГ ЕР:	63,21% ⁽²⁾						
Месторождение Узень...			1965	2020		3 851	1 285
Месторождения ЭМГ....			между 1911-1999	между 2020-2030		2 326	443
Прочие			между 1973-1982	между 2020-2030		35	0
КСКІ:							
Месторождение Кашаган			2001	2041		32	0
КРО(3)	10,00%,						
Месторождение Карачаганак						128	17
Итого по дочерним организациям			—	—		6 372	1 745
Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные организации:							

Компании:					
ТШО:	20.00%	1991	2033	111	8
Месторождение Тенгиз					
Казахойл Актобе:	50.00%	2001	2023	64	24
Месторождение Алибекмола					
ММГ:					
Месторождение Каламкас,		1979	2031	2 079	675
Месторождение Жетыбай		1967	2031	1 243	470
Прочие месторождения		между 1990-2003	между 2020-2030	66	10
<hr/>					
КМГ ЕР:	63,21% ⁽¹⁾				
Казгермунай:					
Месторождение Акшабулак	50.00%	1997	2024	105	19
Прочие месторождения				65	11
ПКИ:	33.00%				
ПККР		между 1984-2000	между 2019-2024	561	155
ССЕЛ:					
Месторождение Каражанбас				2 595	749
Итого по совместным предприятиям и ассоциированным организациям				6 889	2 121
Итого		—	—		
		—	—		
				13 261	3 866

Примечание:

(1) По состоянию на 30 июня 2014 г.

(2) По состоянию на 30 июня 2014 г. 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 Компанией 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	Продуктивные скважины	Другие скважины
	За год, закончившийся 31 декабря							
	2014	2014	2013	2013	2012	2012	2011	2011
Консолидированные дочерние организации и совместные предприятия КРО:								
РДКМГ:								
Месторождение Узень...	116	0	241	0	104	77	122	50
Месторождения ЭМГ....	40	3	93	18	59	6	63	2
КСКП:								
Месторождение Кашаган	6	0	13	1	0	0	0	1
КРО(1)								
Месторождение Карачаганак	3	0	5	0	4	0	—	—
Итого по дочерним организациям	165	3	352	19	167	83	185	53
Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные организации:								
Компании:								
ТШО:								

Месторождение Тенгиз	3	0	5	0	2	0	0	0
Казахойл Актобе:								
Месторождение Алибекмола	0	0	2	0	3	0	9	0
ММГ:								
Месторождение Каламкас ,	39	0	67	0	33	12	25	7
Месторождение Жетыбай	61	0	85	0	50	15	22	11
Прочие месторождения	1	0	4	0	1	0	1	0
КМГ ЕР:								
Казгермунай:								
Месторождение Акшабулак	4	0	16	0	6	0	9	1
РКІ:								
ПККР	30	0	63	60	49	2	64	0
ССЕЛ:								
Месторождение Каражанбас	69	0	154	0	161	1	155	11
Итого по совместным предприятиям и ассоциированным организациям	207	0	396	60	305	30	285	30
Итого					472	113	470	83

Примечание:

(1) 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 (РД КМГ)

РД КМГ — крупнейшая дочерняя организация Компании по запасам сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1, на ее долю приходится 27,0% запасов сырой нефти А+В+С1, 12,6% запасов газового конденсата категорий А+В+С1 и запасов газа категорий А+В+С1 Компании (в каждом случае, без учета «Казгермунай», ПКИ и ССЕЛ). РД КМГ также является крупнейшей дочерней организацией Компании по объемам добычи: доля РД КМГ в общем объеме добычи Компании составила 35,7% сырой нефти и 11,7% газа в 2013 году (в каждом случае, без учета «Казгермунай», ПКИ 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».

По состоянию на 30 июня 2014 года Компания владеет 63,21% 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.

В июле 2014 года Компания заявила о том, что она обратилась с предварительным предложением к Независимым директорам РД КМГ подготовить вариант оферты на продажу акций РД КМГ, которыми она уже не владеет, за 18,5 доллара США за ГДР/20 393 тнеге за акцию (или 2,8 млрд. доллара США в совокупности). Данная цена предложения включает премию в размере 15,05% на цену РД КМГ за акцию (16,08 доллара США на конец рабочего дня 21 июля 2014 года), а также пребмию в размере 40,70% за вычетом денежных средств за одну ГДР в размерер 10,13 доллара

США). Компания полагает, что предложенная цена является справедливой и в полной мере отражает стоимость РД КМГ, предлагая миноритарным акционерам РД КМГ реализовать премию денежными средствами. Компания уважает независимость РД КМГ и ее миноритарных акционеров, поэтому задачей Компании являлось и продолжает оставаться желание заключить предлагаемую сделку с независимыми директорами РД КМГ. Обсуждения остались, по сути, на предварительном уровне, и на дату Базового Проспекта не ясно, будет ли такая оферта и, если будет, то на каких условиях.

Месторождение Узень

Месторождение Узень является крупнейшим месторождением РД КМГ по запасам сырой нефти и по уровню добычи. На 31 декабря 2013 года прогнозные запасы месторождения Узень составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 - 136,1 млн тонн, газ категорий А+В+С1 - 15,7 млн м³, что составляет 17,5% и 3,3% 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%.

По состоянию на 30 июня 2014 года фонд скважин месторождения Узень состоял из 3851 продуктивных и 1285 нагнетательных скважин, на 31 декабря 2014 г — из 3735 продуктивных и 1285 нагнетательных скважин, включая 116 новых скважин, пробуренных за первое полугодие 2014 года, закончившееся 30 июня, и 241 новую скважину, пробуренную в 2013 году. За первое полугодие 2014 года, закончившееся 30 июня, на Узеньском месторождении было добыто 2,6 млн тонн сырой нефти, в 2013 году, закончившемся 31 декабря, — 5,2 млн тонн, в 2012 году, закончившемся 31 декабря, — 5,0 млн тонн сырой нефти, в 2011 году, закончившемся 31 декабря, — 5,1 млн тонн сырой нефти, что составляет 23,5%, 23%, 23,2% и 24,1% объема добычи сырой нефти Компании за указанные периоды, соответственно. За первое полугодие 2014 года, закончившееся 30 июня, и за 2013 год, закончившийся 31 декабря, средняя производительность продуктивных скважин Узеньского месторождения составила соответственно 14 394 и 14 268 тонн сырой нефти на одну скважину в сутки.

За первое полугодие 2014 года, закончившееся 30 июня, объем добычи сырой нефти на Узеньском месторождении возрос на 3,5%, или на 87,9 тыс. тонн по сравнению с первым полугодием 2013 года, закончившимся 30 июня. Рост добычи обеспечен преимущественно за счет эксплуатации новых скважин Узеньского месторождения. За 2013 год, закончившийся 31 декабря, объем добычи сырой нефти на Узеньском месторождении возрос на 5,2%, или на 257,5 тыс. тонн по сравнению с 2012 годом, закончившимся 31 декабря, в связи с восстановлением темпов добычи после забастовок на ОМГ в мае и августе 2011 года и их последствий для темпов добычи, имевших место в 2012 году. 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 131,5 тыс. 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. 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 программах 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 затратил значительные усилия и финансовые ресурсы для выполнения работ по возмещению ущерба для восстановления добычи на добычном участке Озенмунайгаз. Данные мероприятия включали 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.

В 2013 сумма капитальных расходов ОМГ составила 92,8 млрд тенге, что на 19,8 млрд тенге выше, чем в 2012 году. Рост капитальных расходов обусловлен увеличением количества новых скважин, бурение которых произведено в 2013 году (со 104 до 241), строительством производственных объектов и закупкой оборудования для новых подразделений по добыче, строительством диагностической станции и ремонтом оборудования для подземных работ, строительством объектов для дренажа и приготовления жидких сред, а также строительством объектов для рабочих.

В настоящий момент РД КМГ планирует выделить на капитальные расходы 133,0 млрд тенге в 2013 году и 620 млрд тенге — в период с 2014 по 2014 год, из которых 37,0 млрд и 56,0 млрд тенге соответственно планируется потратить на реализацию программы модернизации, описанную выше.

В 2013 году впервые за двухлетний период зафиксирован рост суточной добычи ОМГ. Стабильный рост объема суточной добычи наблюдался на протяжении всего года. Однако простой нескольких скважин и несвоевременное проведение капитального ремонта в 2012 году, обусловленные забастовками 2011 года, привели к увеличению количества скважин, требующих обслуживания, в связи с чем в 2012–2013 гг. Компания была вынуждена помимо плановых технических работ произвести капитальный ремонт нескольких скважин. Количество скважин, подвергнутых капитальному ремонту, увеличилось с 675 в 2012 г. до 853 в 2013 г.

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) Забурунь; (vii) Жанаталап; и (viii) месторождение Камышитовое Юго-Восточное. На 31 декабря 2013 года прогнозные запасы на месторождениях ЭМГ были следующими: сырая нефть категорий А+В+С1 – 73,6 млн. тонн, газовый конденсат категорий А+В+С1 – 1,6 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 - 28252,0 млн. м³, что составляет 9,5%, 4,6% и 5,9% запасов сырой нефти, газового конденсата 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
Забурунь	1989 г.	Добыча с 3 горизонтов меловых отложений, залегающих на глубине менее 920 м
Жанаталап	1974 г.	Добыча с 7 горизонтов юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 200 м
Камышитовое Юго-Восточное	1987 г.	Добыча с 4 горизонтов меловых и юрских отложений, залегающих на глубине менее 650 м

На 30 июня 2014 года фонд скважин месторождений ЭМГ состоял из 2326 продуктивных скважин и 433 нагнетательных скважин, на 31 декабря 2013 года – из 2286 продуктивных скважин и 440

нагнетательных скважин, включая 43 новые скважины, за первое полугодие по 30 июня 2014 года и 11 новых скважин, пробуренных в 2013 году. На месторождения ЭМГ было добыто 1,4 млн. тонн сырой нефти за 6 месяцев по 30 июня 2014 года, что составляет 12,4% от добычи сырой нефти Компанией за В 2012этот период. На месторождениях ЭМГ было добыто 2,8 млн. тонн сырой нефти в 2013 году, 2,8 млн. тонн сырой нефти в 2012 году и 2,8 млн. тонн сырой нефти в 2011 году, что составляет 12,6%, 13,2% и 13,4% от добычи сырой нефти Компанией за эти годы, соответственно. В первом полугодии 2014 года и в 2013 году из продуктивных скважин на месторождении ЭМГ добывалось в среднем 7622 и 7783 тонн сырой нефти на скважину в сутки, соответственно.

На месторождениях ЭМГ также было добыто 93,7 млн. м3 в первом полугодии 2014 года, что составляет 2,6% добычи газа Компанией за этот период. В 2013 году на месторождениях ЭМГ было добыто 193,3 млн. м3 газа по сравнению с 180,2 млн. м3 в 2012 году и 167,5 млн. м3 газа в 2011 году, что составляет 2,8%, 3,5% и 3,7% от добычи газа Компанией за эти годы, соответственно. Газ, добываемый на месторождениях ЭМГ, используется исключительно для внутренних нужд РД КМГ. Данный газ используется для подогрева нефти, находящейся в трубопроводах РД КМГ, которая в противном случае бы затвердела при температуре -35оС вследствие содержания парафина.

Значительные продуктивные месторождения совместных предприятий и ассоциированных организаций РД КМГ

Казгермунай

Казгермунай - совместное предприятие в форме совместного предприятия 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 2013 года прогнозные запасы месторождения Акшабулак, относимые на счет Компании через РД КМГ, составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 - 11,7 млн. тонн, газовый конденсат категорий А+В+С1 - 0,1 млн. тонн и газ категорий А+В+С1 - 1651,1 млн. м3, что составляет 1,5%, 0,2% и 0,3% запасов сырой нефти, газового конденсата 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 30 июня 2014 года фонд скважин месторождения Акшабулак состоял из 105 продуктивных скважин и 19 нагнетательных скважин, а на 31 декабря 2013 г. - из 101 продуктивных скважин и 19 нагнетательных скважин, включая 4 новых скважин, пробуренных в первом полугодии 2014 года, и 16 новых скважин, пробуренных в 2013 году. В течение первого полугодия 2014 года на месторождении Акшабулак было добыто 0,7 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании через РД КМГ, что составляет 6,2% от добычи сырой нефти Компанией. За 2013 год на месторождении Акшабулак было добыто 1,4 млн. тонн сырой нефти, за 2012 год - 1,3 млн. тонн сырой нефти, за 2011 год - 1,2 млн. тонн сырой нефти, в каждом случае относимой на счет Компании через РД КМГ, что составляет 6,0%, 6,1% и 5,7%, соответственно от объема добычи сырой нефти Компанией за эти годы. За первое полугодие 2014 года и за 2013 год, на месторождении Акшабулак добывалось в среднем 3791 тонн и 3722 тонн сырой нефти в день, относимой на счет Компании через РД КМГ, соответственно.

За 2012 годЗа первое полугодие 2014 года на месторождении Акшабулак было добыто 93,4 млн. м3 газа, относимого на счет Компании, что составляет 2,6% от объема добычи газа Компанией за этот период. За 2013 года на месторождении Акшабулак было добыто 190,2 млн. м3 газа, за 2012 год - 182,6 млн. м3 газа, за 2011 год - 172,3 млн. м3 газа, относимого на счет Компании через РД КМГ, что составляет 2,8%, 3,5% и 3,8% от объема добычи газа Компании в эти годы, соответственно.

CCEL

CCEL - совместное предприятие в форме совместного предприятия между РД КМГ и CITIC, каждому из которых принадлежит по 50%-ной доле. РД КМГ приобрело 50%-ную долю участия в CCEL 12 декабря 2007 года.

CCEL имеет 94,63 %-ную долю участия в предприятии, занимающемся разработкой месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. На 31 декабря 2013 года расчетные запасы месторождения Каражанбас составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 24,7 млн. тонн, газ категорий А+В+С1-198,6 млн. м3, относимых на счет Компании через РД КМГ, что составляет 3,2% и несущественные процентные количества 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%.

30 июня 2014 года фонд скважин месторождения Каражанбас состоял из 2595 продуктивных скважин и 749 нагнетательных скважин, а на 31 декабря 2013 года – из 2526 продуктивных и 749 нагнетательных скважин, включая 69 новых скважин, пробуренных в первом полугодии 2014 года, и 154 новые скважины, пробуренные в 2013 году. На месторождении Каражанбас было добыто 0,5 млн. тонн сырой нефти в первом полугодии 2014 года, что составляет 4,7% от добычи сырой нефти Компанией в этот период. В 2013 году на месторождении Каражанбас было добыто 1,0 млн. тонн сырой нефти, в 2012 и 2011 годах было добыто по 1,0 млн. тонн сырой нефти, что составляет 4,5%, 4,8% и 4,4% от добычи сырой нефти Компанией в эти годы, соответственно. В первом полугодии 2014 года и в 2013 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каражанбас составила 2879 тонн и 2810 тонн сырой нефти в сутки, соответственно.

За первое полугодие 2014 года на месторождении Каражанбас было добыто 6,6 млн. м3 попутного газа, что составляет 0,2 % добычи газа Компанией в этот период. За 2013 год на месторождении Каражанбас было добыто 12,8 млн. м3 попутного газа, за 2012 год - 10,0 млн. м3 попутного газа, за 2011 год – 8,2 млн. м3 попутного газа, что составляет 0,2%, 0,2% и 0,2% от объема добычи газа Компанией в эти годы.

PKI

5 июля 2006 года Компания приобрела у КННК 33%-ную долю участия в РКІ за 169,4 млрд. тенге. В декабре 2009 года Компания продала свою долю в РКІ в пользу РД КМГ. Таким образом, РКІ является ассоциированной организацией РД КМГ, и, следовательно, Компания не имеет прямого участия в запасах или продукции РКІ.

Деятельность РКІ по разведке и разработке осуществляется Казгермунай (в котором РКІ имеет 50%-ую долю) и ПҚКР, которое является подконтрольной дочерней фирмой РКІ. 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 Джекказганская 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 2013 года расчетные запасы на месторождениях ПККР составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 9,4 млн. тонн и газ категорий А+В+С1 – 3399,7 млн. м³, относимых на счет Компании через РКІ и РД КМГ, которые представляют 1,2% 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 30 июня 2014 года фонд скважин на месторождениях ПККР состоял из 561 продуктивных и 166 нагнетательных скважин, на 31 декабря 2013 года – 531 продуктивных и 155 нагнетательных скважин, включая 30 новых скважин, пробуренных в первом полугодии 2014 года, и 123 новых скважин, пробуренных в 2013 году. На месторождениях ПККР было добыто 0,5 млн. тонн сырой нефти в первом полугодии 2014 года, относимой на счет Компании через РКІ и РД КМГ, что составляет 4,1% добычи сырой нефти Компанией за этот период. На месторождениях ПККР было добыто 1,0 млн. тонн сырой нефти за 2013 год и по 1,0 млн. тонн сырой нефти в 2012 и 2011 годах, относимых на счет Компании через РКІ и РД КМГ, что составляет 4,3%, 4,6% и 5,0% от добычи сырой нефти Компанией за эти годы соответственно. За первое полугодие 2014 года и за 2013 год продуктивные скважины месторождений ПККР давали в среднем соответственно 2506 и 2666 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании через РКІ и РД КМГ, в сутки каждая.

В первом полугодии 2014 года на месторождениях ПККР было добыто 77,1 млн. м³ газа, что составляет 2,2% от добычи газа Компанией за этот период. В 2013 году на месторождениях ПККР было добыто 137,8 млн. м³ газа, в 2012 году - 152,8 млн. м³ газа, в 2011 году - 162,4 млн. м³ газа, который относится на счет Компании через РКІ и РД КМГ, и представляет 2,0%, 2,9% и 3,6% от добычи газа Компанией в эти годы, соответственно.

Значительные продуктивные месторождения других совместных 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 течение первого полугодия 2014 года, в 2013, 2012 и 2011 годах. 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

2013 года прогнозные запасы Тенгизского месторождения составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 220,6 млн. тонн и газ категорий А+В+С1 - 111673,8 млн. м³, относимых на счет Компании, что составляет 28,4% и 23,5% 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 30 июня 2014 года, по оценкам ТШО, на территории компании было складировано 0,4 млн. тонн (на 31 декабря 2013 года – 1,1 млн. тонн, на 31 декабря 2012 года – 2,7 млн. тонн, на 31 декабря 2011 года – 4,1 млн. тонн) попутной серы в виде блоков. В первом полугодии 2014 года ТШО продало 1,8 млн. тонн серы, в 2013 году – 3,9 млн. тонн, 3,5 млн. тонн серы в 2012 году и 3,8 млн. тонн в 2011 году. ТШО произвело 1,1 млн. тонн серы в течение первого полугодия 2014 года, 2,4 млн. тонн в 2013 году, 2,1 млн. тонн серы в 2012 году, 2,3 млн. тонн в 2011. 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 30 июня 2014 года фонд скважин Тенгизского месторождения состоял из 111 продуктивных скважин и 8 нагнетательных скважин, на 31 декабря 2013 года – из 108 продуктивных и 8 нагнетательных скважин, включая 3 новые скважины, пробуренные в первом полугодии 2014 года, и 5 новых скважин, пробуренных в 2013 году. В первом полугодии 2014 года на Тенгизском месторождении было добыто 2,4 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, что составляет 21,6% объема добычи сырой нефти Компанией за этот период. В 2013 году на Тенгизском месторождении было добыто 4,9 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в 2012 году – 4,3 млн. тонн сырой нефти, в 2011 году – 4,5 млн. тонн сырой нефти, что составляет 21,6%, 20,24% и 21,4%, соответственно, от объема добычи сырой нефти Компании за соответствующие годы. За первое полугодие 2014 года и за 2013 год средняя производительность продуктивных скважин на Тенгизском месторождении составила в сутки соответственно 13,282 тонны и 13,348 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании.

На Тенгизском месторождении в первом полугодии 2014 года было добыто 1287,0 млн. м³ газа, относимого на счет Компании, что составляет 36,3 % от добычи газа Компанией за этот период. На Тенгизском месторождении в 2013 году было добыто 2608,0 млн. м³ газа, относимого на счет Компании, в 2012 году – 2260,0 млн. м³ газа, относимого на счет Компании, в 2011 году – 2,350.0 млн. м³ газа, что составляет 38,2%, 43,4% и 52,0% ,соответственно, от добычи газа Компанией за эти годы.

Проекты по расширению месторождения Тенгиз.

ТШО завершило реализацию первого этапа 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 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 23,7 млрд. долл. США, которые ТШО рассчитывает оплатить при помощи внешнего финансирования и, по необходимости, с помощью собственных денежных средств. В этой связи, согласно договоренности между Компанией и ТШО, капитальные расходы на данные проекты не повлекут уменьшения выплат в виде дивидендов ТШО в пользу Компании ниже уровня 1 млрд. долларов США в год.

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 получила финансирование 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 2018 года.

ТШО ожидает, что внедрение WPMP и следующих фаз FGP должно начаться в 2015 году до получения необходимого финансирования и других организационных и разрешений от контролирующего органа. Завершение работ над данным проектом ожидается в 2020 году. Средства на реализацию проектов WPMP и FGP предусмотрены бизнес-планом ТШО, утвержденным в январе 2014 года.

В ноябре 2013 года правительство и ТШО заключили меморандум о договоренности с целью продвижения инвестиций, образования, обучения и трудоустройства в Казахстане через реализацию проектов FGP и WPMP.

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 совместное 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 2013 года расчетные запасы месторождения Алибекмола, относимые на счет Компании, составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 16,9 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 – 4349 млн. м³, что составляет 2,2% и 0,9% 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%.

30 июня 2014 года фонд скважин месторождения Алибекмола состоял из 64 продуктивных скважин и 24 нагнетательных скважины, а на 31 декабря 2013 года – из 64 продуктивных скважин и 24 нагнетательных скважин. Новых скважин, пробуренных в первом полугодии 2014 года, не было; 2 новые скважины были пробурены в 2013 году. В первом полугодии 2014 года на месторождении Алибекмола было добыто 0,1 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, что составляет 0,8% от объема добычи сырой нефти Компанией за этот период. В 2013 году на месторождении Алибекмола было добыто 0,3 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в 2012 и 2011 годах – по 0,3 млн. тонн сырой нефти в каждом, что составляет 1,1%, 1,4% и 1,4% от объема добычи сырой нефти за указанные годы Компанией соответственно. За первое полугодие 2014 года и за 2013 год средняя производительность продуктивных скважин месторождения Алибекмола составила соответственно 506 тонн и 698 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки.

В 2012В первом полугодии 2014 года на месторождении Алибекмола было добыто 51,6 млн. м³ газа, относимого на счет Компании, что составляет 1,5% от добычи газа Компанией за этот период. В 2013 году на месторождении Алибекмола было добыто 113,9 млн. м³ газа, относимого на счет Компании, в 2012 – 90,0 млн. м³, в 2011 году – 85,2 млн. м³ газа, что составляет 1,7%, 1,8% и 1,9% от объема добычи газа Компанией за эти годы соответственно.

ММГ

ММГ является компанией, занимающейся разведкой и добычей нефти и газа, принадлежащей компании MIBV - совместное 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 2013 года расчетные запасы месторождения Каламкас, относимые на счет Компании, составляли 35,7 млн. тонн сырой нефти по

категориям А+В+С1 и 13506,3 млн. м3 газа по категориям А+В+С1, что составляет 4,6% и 2,8% 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 30 июня 2014 года фонд скважин месторождения Каламкас состоял из 2079 продуктивных скважин и 675 нагнетательных скважин, на 31 декабря 2013 года – 2 040 продуктивных скважин и 675 нагнетательных скважин, включая 39 новых скважин, пробуренных в течение первого полугодия 2014 года, и 67 новых скважины, пробуренных 2013 году. За первое полугодие 2014 года на месторождении Каламкас было добыто 1,0 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, что составляет 9,3% от добычи сырой нефти Компанией за этот период. В 2013 году на месторождении Каламкас было добыто 2,1 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в 2012 и 2011 годах – 2,1 млн. тонн сырой нефти каждый год, что составляет 9,3%, 10,0% и 10,0% от объема добычи сырой нефти Компанией за эти годы, соответственно. В первом полугодии 2014 года и в 2013 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каламкас составила 5727 и 5778 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки, соответственно.

В первом полугодии 2014 года на месторождении Каламкас было добыто 99,3 млн. м3 попутного газа, что составляет 2,8% от добычи газа Компанией за этот период. В 2013 году на месторождении Каламкас было добыто 172,7 млн. м3 попутного газа, в 2012 году – 190,1 млн. м3, в 2011 – 181,5 млн. м3 газа, что составляет 2,5%, 3,7% и 4,0% от добычи газа Компанией за эти годы, соответственно.

Месторождение Жетыбай - второе по величине месторождение ММГ. Месторождение Жетыбай, расположенное в Каракиянском районе Мангистауской области, прилегающей к Каспийскому морю, было обнаружена 1961 году, добыча начата в 1967 году. По состоянию на 31 декабря 2013 года расчетные запасы сырой нефти категорий А+В+С1 на месторождении Жетыбай составляют 28,8 млн. тонн, запасы газового конденсата категорий А+В+С1 0,6 млн. тонн, запасы газа категорий А+В+С1 составляют 13013,1 млн. м3, относимые на счет Компании, составляют 3,7%, 1,6% и 2,7% от запасов сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 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 30 июня 2014 года фонд скважин месторождения Жетыбай состоял из 1243 продуктивных скважин и 470 нагнетательных скважин, на 31 декабря 2013 года – из 1182 продуктивных скважин и 470 нагнетательных скважин, включая 61 новых скважин, пробуренных в первом полугодии 2014 года, и 85 новых скважин, пробуренных в 2013 году. В первом полугодии 2014 года на месторождении Жетыбай было добыто 0,5 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, что составляет 4,5% от добычи сырой нефти Компанией в этот период. В 2013 году на месторождении Жетыбай было добыто 0,9 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в 2012 и 2011 годах – 0,8 млн. тонн сырой нефти в каждом, что составляет 4,1%, 3,9% и 3,7% от добычи сырой нефти Компанией за эти годы, соответственно. В первом полугодии 2014 года и в 2013 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Жетыбай составила 2755 тонн и 2547 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки, соответственно.

За первое полугодие 2014 года на месторождении Жетыбай было добыто 55,1 млн. м3 попутного газа, что составляет 1,6% от добычи газа Компанией за этот период. За 2013 год на месторождении Жетыбай было добыто 89,7 млн. м3 попутного газа, за 2012 – 80,6 млн. м3 газа, за 2011 – 74,5 млн. м3 газа, что составляет 1,3%, 1,5% и 1,6%, соответственно, от добычи газа Компанией за эти годы.

Каждый период: в первом полугодии 2014 года, в 2013, 2012 и 2011 годах – проводилась 3D сейсморазведка согласно данным лицензиям. В настоящий момент полученные данные обрабатываются.

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%). Компания владеет долей в КРО через собственное дочернее предприятие, KMG Karachaganak. КРО разрабатывает месторождение Карачаганак, которое является одним из крупнейших в мире месторождений газа и газового конденсата и крупнейшим газовым месторождением в Казахстане. По состоянию на 31 декабря 2013 года месторождение Карачаганак имел расчетные запасы сырой нефти категорий А+В+С1 в 13,0 млн. тонн, газового конденсата категорий А+В+С1 в 19,4 млн. тонн и газа категорий А+В+С1 в 74420,6 млн. м³, относимых на счет Компании, что составляет 1,7%, 55,6% и 15,7% от добычи сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 Компанией соответственно. В марте 2014 года результаты переоценки запасов сырой нефти, газового конденсата и природного газа на месторождении Карачаганак были утверждены Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых.

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 международный консорциум приняли решение о передаче 10% доли в данном проекте Компании. Согласно данному договору Компания приобрела 5-ти % долю в КРО за наличный расчет и оставшиеся 5 % будут переданы Компании от АО «Самрук-Казына», согласно приобретению 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 На 30 июня 2014 года фонд скважин месторождения Карачаганак состоял из 128 продуктивных скважин и 17 нагнетательных скважин, на 31 декабря 2013 года – из 25 продуктивных скважин и 17 нагнетательных скважин, включая 3 новых скважин, пробуренных в первом полугодии 2014 года, и 5 новых скважин, пробуренных в 2013 году. Доля месторождения Карачаганак в добыче Компании в первом полугодии 2014 года 0,5 млн. тонн сырой нефти, что составляет 4,9% от добычи сырой нефти Компанией. Доля Карачаганак в добыче Компании в 2013 году составила 1,0 млн. тонн сырой нефти, в 2012 году – 0,6 млн. тонн сырой нефти, что составляет 4,5% и 2,6% от добычи сырой нефти Компанией. В первом полугодии 2014 года и в 2013 году средняя производительность продуктивных скважин составляла 2983 тонн и 2786 тонн сырой нефти в сутки соответственно. Дополнительно, на месторождении Карачаганак в первом полугодии 2014 года было добыто 902,3 млн. м³ газа, относимого на счет Компании, что составляет 25,5% от добычи газа Компанией. В 2013 году на месторождении Карачаганак было добыто 1644 млн. м³ газа, относимого на счет Компании, в 2012

году – 860,0 млн. м3 газа, что составляет 24,1 % и 16,5% от добычи газа Компанией за эти годы соответственно.

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. Компания должна оплатить 10% расходов на такие разработки (в соответствии с владением десятипроцентной долей), что по оценкам будет составлять 10,5 млрд. казахских тенге в 2014 году, 17,2 млрд. казахских тенге в 2015 году, 18,1 млрд. казахских тенге в 2015 году, 18,1 млрд. казахских тенге в 2014 году, 12,2 млрд. казахских тенге в 2017 году и 6,0 млрд. казахских тенге в 2018 году; в итоге вклад Компании в разработки будет достигать согласно оценкам 64,0 млрд. казахских тенге. На 30 июня 2014 года общая сумма капитальных затрат Компании на КРО (через KMG Karachaganak) составила 58,5 млн. долларов США.

Проекты по разведке

Компания должна активно использовать возможности разведки для поддержания имеющейся сырьевой базы и обеспечения долгосрочной стратегии увеличения добычи. Компания считает, что сможет обеспечить достаточное количество проектов по разведке за счет осуществления в качестве бенефициара Правительства преимущественного права на приобретение доли участия в Контрактах на недропользование и в отчуждаемых предприятиях-недропользователях, которые являются стороной Контракта на недропользование. См. разделы «Правовое регулирование в Республике Казахстан -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 2014 год составляет примерно 2,4 млрд. казахских тенге, из которых 0,4 млрд. казахских тенге были израсходованы на 30 июня 2014 года.

Основные разведочные активы Компании и ее дочерних организаций, а также ее и их совместных предприятий в Казахстане расположены на западе Казахстана, включая шельф в северной части Каспийского моря, где находится месторождение Кашаган, и в центральной части Каспийского моря.

В таблице ниже описывается значительная деятельность Компании, ее дочерних организаций, а также ее и их совместных предприятий в области разведки по состоянию на 30 июня 2014 г.:

Разведочная площадь	Собственник 1	Общая площадь проекта (км2)	Окончание контракта 2	Кол-во разведочных скважин	Доля участия по лицензии или контракту, %	
					Самостоятельные операции	Совместные операции
Морские:						
Северо-Каспийский проект	КСКП	5 600	2041	6	–	16.88%
в котором по месторождению Кашаган	КСКП	1 420	2041	2		16.88%
Участок Курмангазы(3)	«КазмунайТениз»	3 512	2050	2	–	50,00%

Участок Жемчужины	«КазмунайТе низ»	895	2040	4	-	25,00%
Участок «Н»	КМГ	8 209	2058	2	-	75,50%
Жамбыл	КМГ	1 935	2016	-	-	73,00%
Сатпаев	КМГ	1 481	2045	-	-	75,00%
Наземные						
Урихтау	КМГ	29	2038	4	100%	-
Кансу	КМГ	4 375	2019	0	100%	-
Участок Р-9	РД КМГ	5 894	2011	4	63,21% ⁽⁴⁾	-
Месторождение Лиман	РД КМГ	6 030	2009	-	63,21% ⁽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 30 июня 2014 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 - СРП СК), подписанным консорциумом в составе «AGIP Caspian Sea B.V.», ((ExxonMobil Kazakhstan)), «INPEX North Caspian Sea Ltd.», ((Phillips Petroleum Kazakhstan Ltd.», ((Shell Kazakhstan Development B.V.» и ((Total EP Kazakhstan)) (далее -Северо-Каспийский проект). Компания стала участником Северо-Каспийского проекта в мае 2005 года в результате приобретения 8,33% доли участия у существующих участников, 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% (на уровне KMG Khashagan B.V.). 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 несла 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. Коммерческое производство началось в Кашагане в сентябре 2013 года, а в октябре 2013 года было остановлено. Соответственно, Компания сейчас будет вынуждена понести дальнейшие затраты по месторождению Кашаган, включая затраты на замену трубопровода, в котором были обнаружены утечки в октябре 2013 года. См. «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – продолжающиеся задержки, неопределенность и штрафы в отношении месторождения Кашаган могут привести к дополнительным капитальным затратам Компании».

В январе 2009 года управление КСКП перешло от компании «Eni S.p.a.» созданному участниками проекта на Северном Каспии совместному предприятию «Норт Каспиан Оперейтинг Компании»

(NCOC). К NCOC перешли все обязанности единоличного оператора КСКП и обязанности по контролю над всеми видами деятельности, планированию, управлению, координации, моделированию коллектора, разработке концепции и разработке планов освоения месторождения на первоначальном этапе. Также NCOC 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 июле 2013 года ConocoPhillips и Компания подписали договор купли-продажи для приобретения доли 8,4% Conoco Phillips в КСКП. В дальнейшем эта доля 8,4% была передана Компанией организации «KMG Kashagan B.V.». Также в июле 2013 года KMG Kashagan B.V. подписало договор купли-продажи с CNPC, согласно которому KMG Kashagan B.V. согласилась продать долю в размере 8,33% в СРП С, а также акции СРП СК, компании КСКП.

В результате двух таких операций, обе из которых были завершены 31 октября 2013 года, организация «KMG Kashagan B.V.» имеет долю участия 16,88% в СРП СК.

В апреле 2014 года, 100% акционерного капитала «KMG Kashagan B.V.» были переданы Cooperative KazManaiGraz PKI U.A., которой Компания владеет полностью.

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 2013 года запасы сырой нефти и газа категорий А+В+С1 Кашаганского месторождения, приходящиеся на долю Компании на консолидированной основе, исходя из 16,88% доли участия Компании в КСКП, составляли 139,2 млн. тонн и 90 793,9 млн. м³ соответственно, что составляет 17,9% и 19,1% 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. В мае 2013 года НКОК открыто заявил, что начало промышленной добычи на Кашаганском месторождении будет отложено до сентября 2013 года.

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 30 июня 2014 года общие инвестиции в месторождение Кашаган от сторон СРП СК составляли 44,3 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.

11 сентября 2013 года началась промышленная добыча на месторождении Кашаган. 24 сентября 2013 года в одной из секций трубопровода была обнаружена утечка сернистого газа. Добыча возобновилась 6 октября 2013 года после завершения ремонтных работ на трубопроводе. 9 октября 2013 года была обнаружена вторая утечка, и добыча была приостановлена. В декабре 2013 года и в январе 2014 года на газо- и нефтепроводе были реализованы программы по диагностике, и в настоящее время диагностические обследования и испытания продолжаются. На дату выхода настоящего Базового проспекта промышленная добыча на Кашаганском месторождении все еще приостановлена, и все эксплуатационные скважины и производственные объекты закрыты. На дату выхода настоящего Базового проспекта ожидается, что промышленная добыча на Кашаганском месторождении возобновится в 2016 году с возможностью дальнейшего переноса сроков.

Из-за возникновения утечек Департамент экологии по Атырауской области провел внеочередную проверку деятельности НКОК, оператора и «Аджип ККО» (его агента) за период с сентября 2013 года по февраль 2014 года и подал иски о взыскании административных штрафов за нарушение законодательства об охране окружающей среды в размере 9,3 миллиона долларов США, а также убытков от загрязнения в размере 123,5 миллиона долларов США. Согласно решению специализированного административного суда города Атырау, в мае 2014 года был оплачен административный штраф за нарушение законодательства об охране окружающей среды. Штраф за загрязнение окружающей среды не оплачен и является предметом переговоров между участниками CNPC и соответствующими регулирующими органами. См. раздел «Судебные процессы – экологический аудит Кашаганского месторождения».

В апреле 2014 года, компания NCOC, оператор месторождения Кашаган, заявила о необходимости полной замены 200 км нефте- и газопровода на месторождении, и Министерство энергетики подтвердило, что вся система трубопроводов на месторождении должна быть заменена. В настоящее время NCOC составляет план полной замены трубопроводов на месторождении Кашаган, объем затрат на нее пока не определен. Компания, владеющая наибольшей долей в NCPC через компанию KMG Kashagan B.V., понесет свою долю расходов в восстановлении трубопроводов в соответствии со своей долей собственности. Дополнительные капиталовложения, связанные с месторождением Кашаган, могут отрицательно сказаться на финансовом состоянии Компании. К тому же, будучи вынуждена нести свою долю обязательных расходов на необходимые восстановительные работы на месторождении Кашаган и в результате дальнейшей задержки промышленного производства, Компания не сможет воспользоваться теми доходами, которые ожидалось от объемов добычи сырой нефти, запланированных на ближайшие несколько лет на месторождении Кашаган. Задержка в получении данной прибыли может отрицательно повлиять на бизнес Компании, ее финансовое состояние, результаты операционной деятельности и перспективы на 2014-2016 годы, а возможно, и далее.

Крупные проекты по разведке АО «КазМунайТениз»

Участок Жемчужины.

«Caspian Meruerty Operating Company B.V.» - это совместное предприятие между «КазМунайТениз», 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 Meruerty Operating Company B.V.» (25%) ведет разведку на участке Жемчужины.

Участок Жемчужины включает в себя месторождения Хазар, Тулпар, Ауэзов и Нарын, и 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 сейсмосьемке 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.

В 2013 году была проведена обработка трехмерных сейсмических данных и оценка запасов, было проведено техническое обоснование и бурение трех разведочных скважин. С июля по ноябрь 2013 года была пробурена разведочная скважина Нарын-1 и оценочная скважина Ауэзов-2, и в Министерство нефти и газа было направлено уведомление о потенциальном обнаружении углеводородов в отношении непромышленных юрских отложений в скважине Нарын-1. Проводятся дополнительные исследования указанных скважин, и ожидается, что решение о дальнейшей деятельности на месторождении Хазар будет принято к концу 2014 года.

Период поисково-разведочных работ на участке «Жемчужный» должен был завершиться в декабре 2013 года, но был продлен до 14 декабря 2015 года после утверждения МНГ. Это второе и последнее продление срока лицензии на поисково-разведочные работы по соответствующему договору купли-продажи.

Доля «КазМунайТениз» в расходах по разведке на участке Жемчужины в 2013 году составила 6,2 млн. тенге. Ожидается, что расходы по разведке составят 5,0 млн. казахских тенге в 2014 году, из которых по состоянию на 30 июня 2014 года потрачено 2,1 казахских тенге.

Значительные проекты Компании по разведке (N Block)

Проект по освоению участка «Н». ТОО «Н Оперейтинг Компани» является совместным 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 течение 2013 года и шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, на участке «Н» были проведены дополнительные геологические и геофизические исследования, включая обработку двумерных и трехмерных сейсмических данных МОГТ, а также бурение разведочных скважин Р-1 и Н-1 на морских структурах Ракушечное море и Нурсултан. На основании результатов изучения нефтегазового потенциала были проведены работы по моделированию бассейна и оценке рисков. Стратегия дальнейшей разработки блоковой структуры Ракушечное море в настоящее время оценивается. В 2013 году также начались инженерно-геологические исследования и работы на месте строительства оценочной скважины AP-1.

В 2013 году было подписано дополнение к договору о выполнении проектных и поисковых работ на участке «Н», предусматривающее перенос сроков бурения третьей разведочной скважины с 2013 года на 2015 год. Кроме того, было подписано дополнение № 6 к контракту на пользование недрами на участке «Н», предусматривающее продление периода проведения разведывательных работ на два года.

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 (через приобретение доли в размере 100% в компании N Block B.V.) Компания также приняла на себя обязательство финансировать расходы на освоение, которые относились к СопосоPhillips, как установленные в договоре о совместной деятельности.

В 2013 году доля Компании в начисляемых расходах на разведку на участке «Н» составила 2,2 млрд. тенге и ожидается, что в 2014 году она составит 3,4 миллиарда тенге, из которых Компания на 30 июня 2014 года начислила 0,7 млрд. тенге, а в 2015 году соответствующая сумма составит 10,2 миллиарда тенге. В соответствии с соглашением о совместной деятельности «Мубадала» также 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 B.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 двумерной 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. В 2013 году было проведено поисковое бурение на структуре Жамбыл на глубину в 2200 метров, и в мае 2013 года были обнаружены и исследованы две перспективы нефтеносности в юрских отложениях. В декабре 2013 года в Министерство нефти и газа был направлен запрос о продлении периода разведывательных работ на месторождении Жамбыл на два года, а именно, до 21 апреля 2016 года, а также о переносе срока строительства разведочной скважины с 2013 года на 2014 год. В 2013 году определенные виды трехмерных сейсмических работ на структурах Жамбыл и Жэтысу также были отложены до 2014 года. В настоящий момент «Жамбыл Петролеум» планирует начать бурение на структуре Жэтысу к концу 2014 года.

Доля Компании в расходах на разведку на месторождении Жамбыл в 2013 году составила 9,8 млрд. тенге, и ожидается, что в 2014 году соответствующая сумма составит 18,6 млрд. тенге, из которых по состоянию на 30 июня 2014 года Компания уже начислила 2,3 млрд. 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 сейсморазведочные работы. В 2013 году был проведен анализ двухмерных сейсмических данных, а также мониторинг условий эксплуатации. Ожидается, что бурение первой разведывательной скважины STP-1 на участке Сатпаев начнется в марте 2015 года по согласованию с Министерством Энергетики.

Доля Компании в расходах на разведку на участке Сатпаев в 2013 году составила 1,2 млрд. казахских тенге и ожидается на уровне 2,0 млрд. казахских тенге в 2014 году. По состоянию на 30 июня 2014 года из указанной суммы уже начислено 0,8 млрд. казахских тенге.

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 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. В 2013 году были проведены тестовые работы на скважинах U-3, U-4 и U-5. Бурение скважины U-5 на целевую глубину в 6000 м началось в июле 2013 года и продолжается до настоящего момента. Кроме того, в 2013 году компания получила разрешение на расширение границ геологического отвода площадью 239,95 км² до фундамента. Иные работы, производимые на месторождении Урихтау, включают возведение промышленного предприятия недалеко от вахтового поселка Жанажол, а также проведение исследования возможностей разработки нефтяной оторочки после завершения опытной добычи, а также интеграции разработки газоконденсатного и нефтяного месторождения после завершения опытной добычи.

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

Доля Компании в расходах на поисково-разведочные работы на месторождении Урихтау в 2013 году составила 8.5 млрд тенге, в 2014 году – ожидается на уровне 24.4 млрд тенге, из которых на 30 июня 2014 года Компания выплатила 3.4 млрд.

Проект по освоению участка Кансу

Газовое месторождение Кансу расположено в Мангистауской области, 135 км на юго-восток от Жанаозена. После проведения разведывательных работ с 1965 года по 1968 год на месторождении Кансу началось глубокое бурение. Месторождение было обнаружено в 1970 году, однако опытно-промышленная добыча на месторождении Кансу началась только в конце 2005 года. Согласно прогнозам, запасы газа в меловых отложениях месторождения Кансу составляют от 12 до 20

миллиардов м3. 15 ноября 2012 года Компания начала прямые переговоры с Министерством нефти и газа о приобретении прав на пользование недрами месторождения Кансу. 15 марта 2013 года Центральной комиссией по разведке и разработке месторождений полезных ископаемых был согласован проект проведения разведывательных работ на месторождении Кансу, одобренный Комитетом геологии и недропользования в апреле 2013 года. 1 октября 2013 года Компания заключила контракт с Министерством нефти и газа на право проведения разведывательных работ на месторождении Кансу.

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 2013 году в совокупности 1 642 млн. тенге, и ожидается, что в 2014 году сумма расходов составит 135,0 млн. тенге (включая минимальные расходы по участку R9 касательно завершения работ), которые по состоянию на 30 июня 2014 года были полностью начислены Компанией.

Проект по освоению участка R9

В 2009 году были выполнены организационные меры на участке Р-9, в т.ч. мобилизация сейсморазведочной партии, топографические и двухмерные сейсморазведочные работы. Участки полевых работ - Шокат, Акши и Иманкара. Предварительный проект по участку Р-9 на дальнейшую разведку был завершен и утвержден Запказнедра. В соответствии с программой разведки, строительство подсолевых скважин и надсолевых разведочных находится на стадии завершения. В 2011 и 2012 годах анализ данных трехмерной сейсморазведки, 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, и был проведен анализ и обобщение двухмерных и трехмерных сейсмических данных и результатов бурения, после чего было принято решение прекратить проведение разведывательных работ и вернуть территорию Правительству.

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 дополнительные 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. В 2013 году было проведено бурение опережающей эксплуатационной скважины на целевую глубину в 1500 м, скважины Г-2 Новобогат Юго-Восточный на общую глубину в 1200 м, а также разведывательной скважины Г-5 на месторождении Новобогат Юго-Восточный на целевую глубину в 1328 м. Бурение разведывательной скважины ПР-1 на месторождении Новобогат Юго-Восточный началось в 2013 году и продолжается до настоящего момента. Также были разработаны технические проекты на строительство разведывательных скважин на площади Новобогат ЮВ (надкарнизный) с целевой глубиной в 1500 м, а также на строительство разведывательных скважин на площади Новобогат ЮВ (подкарнизный) с целевой глубиной в 2500 м.

Другая деятельность

Вслед за консолидацией NBK LLP в 2012 году EMG приобрела лицензию на поисково-разведочные работы и разработку нефтяного месторождения Западное Новобогатинское, расположенное в области Атырау в Казахстане. Лицензия выдана до 2027 года. В 2012 году на данном месторождении Компания пробурила скважину глубиной 2 511 метров. Компания также начала в 2012 году бурение разведочной скважины проектируемой глубиной 2 600 метров. В 2013 году было завершено исследование четырех разведочных скважин. В первом полугодии 2014 года была проведена пробная добыча. Компания планирует провести бурение одной разведочной скважины (G-8) проектируемой глубиной 1 500 метров до конца 2014 года, технические спецификации и проектная документация уже подготовлены. Тестовый период был продлен из-за факельных выбросов газа. Две другие скважины имеют глубину 4 500 метров и 5 200 метров, соответственно.

В апреле 2011 года РД КМГ приобрела 50% обычных акций UGL Exploration Venture Limited владеет остальными 50%. UGL принадлежит 100% акций UOG, которая, в свою очередь, имеет лицензию на поисково-разведочные работы на углеводородном месторождении участка Федоровский. Участок Федоровский имеет три подсолевые скважины, пробуренные в 2012 году общей глубиной 13 500 метров, которые были временно законсервированы для дальнейшей тестовой проверки. В 2013 году проверка шести разведывательных скважин была завершена затоплением. Лицензия на поисково-разведывательные работы данного блока истекает в мае 2014 года. Компания рассчитывает заключить до конца 2014 года контракт на добычу на Рожковском месторождении и начать его разработку. Резервы 2P на конец декабря 2013 года и резервы, оцененные независимыми инженерами, составляли 23.0 м³ газа и 15.9 млн тонн конденсата. 13 мая 2014 года Компания объявила об открытии новой залежи в отложениях Башкирского яруса каменноугольного периода на Рожковском месторождении. Количественная оценка увеличения резервов в результате этого открытия будет проведена позднее, после дальнейшей разведки.

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 «Казахтуркмунай». 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-Карамандыс 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. В 2013 году, на основании геологического анализа сейсмических данных 2d на площади размером 800 км² были дополнительно проведены сейсмические работы в масштабе 3d. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, проведено тестирование 1 новой скважины НВ-1. 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 57,3 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). В 2013 году начато бурение новой скважины проектной глубиной 5250 м. Ожидается, что работы будут завершены к концу 2014 года. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, сейсмические работы в масштабе 3d на участке площадью 732 км² завершены, проводится анализ полевых работ.

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 30 июня 2014 года Компания (за исключением ассоциированных организаций) имела 58 лицензий и контрактов, в т.ч.:

- 7 контрактов на разведку;
- 44 контракта на добычу; и
- 7 контрактов на совмещенную разведку и добычу.

Контракты на разведку предоставляют стороне контракта исключительное право вести разведку запасов на месторождениях в пределах определенной территории. Срок их действия составляет до 6 лет с момента заключения. Контракты на добычу дают стороне контракта исключительное право извлечения запасов с месторождений в пределах определенной территории, срок их действия составляет до 25 лет с момента заключения для мелких и средних месторождений и до 45 лет для крупных и уникальных месторождений. Обычно срок действия контракта на совмещенную разведку и добычу составляет до 31 года для мелких и средних месторождений или до 51 года для крупных и уникальных месторождений. Срок действия большинства контрактов Компании на добычу и на совмещенную разведку и добычу истекает в 2030г. Срок действия большей части лицензий на разведку Компании заканчивается в 2028-2031г.г.

См. раздел «Нефтегазовая промышленность Республики Казахстан - Контракты на недропользование»

Соглашения о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море

На 30 июня 2014 года Компания, ее дочерние организации и совместные предприятия являлись сторонами [четырёх] соглашений о разделе продукции.

В следующей таблице представлена сводная информация по соглашениям о разделе продукции, регулирующим крупнейшие морские разведочные месторождения Компании на 30 июня 2014 года:

СРП	Стороны	Дата	Срок	Участок добычи/разведки
СРП СК	«AGIP», «Total», «ExxonMobil» и «Shell» (по 16,88% каждая), CNPC (8,33%), «Inpex» (7,56%) и Компания (16,88%).	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 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, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании для освоения и реабилитации месторождений в указанные периоды.

	Собственник	Скв., где применяется гидроразрыв	КРС	Новые пробуренные скважины									(тыс. тонн)
				Продукт. скв.					Нагнет. скв.				
				За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря			За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря		
				2012 год	2014 год	2013 года	2011 года	2010 года	2012 год	2014 год	2013 года	2011 года	
Месторождение Узень	РД КМГ	261307	1	4441490	72	134	104	122	44	92	77	50	1 317,7
Месторождение ЭМГ	РД КМГ	20	579720	36	76	59	63	4	7	6	2	360,6	
Месторождение Казгермунай	Казгермунай	610	7892	9	20	14	21	0	0	0	1	401,3	
Месторождение Акшабулак	Казгермунай												
Месторождение Алибекмола	Казахойл Актобе	7	8495	1	6	17	20	0	0	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 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года общая протяженность ее газопроводов составляла 13 720 км в сравнении с 12 577 км по состоянию на 31 декабря 2012 года и 2011 года. Состоянием на 30 июня 2014 года, 31 декабря 2013 года и 2012 года общая протяженность нефтепроводной системы Компании составляла примерно 8 152 км в сравнении с 7 895 км на 31 декабря 2011 года .

В следующей таблице представлена информация по участкам трубопроводов, собственником или оператором которых является Компания по состоянию на 30 июня 2014 года:

Трубопровод	Км. трубопров.	По состоянию на 30 июня 2014 года		Пропуск, способ-ть ⁽¹⁾	Основной источник нефти и газа
		Диаметр трубопровода до 0,5 м	0,5-1,4 м		
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
Азиатский трубопровод	1 305	-	1 305	30	Туркменистан
Газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент»	1 143	-	1 143	2,5	Казахстан
Итого:	12 577	131	12 446	170	
			13 589	172,5	
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
Прочие трубопроводы Восточного филиала	901.0	-	715.9	13,0	Казахстан (месторождения Кумколь и Тургай)
Казахстанско-китайская система					Казахстан
Трубопровод Атырау-Кенкиак	448,8	-	448,8	6,0	Западный Казахстан
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	962,0	-	962,0	1020,0	Западный Казахстан, месторождения Кумколь и Тургай
Трубопровод Кенкиак-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	
			132,3		

Примечания:

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

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

(3) 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 регулируемой 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.

Несмотря на то, что изначально КТГ была включена в качестве одной из целей программы «Народное IPO (первичное размещение акций)» во время оглашения Программы в 2011 году. Поэтому на дату настоящего Базового проспекта нет уверенности как о включении КТГ в данную программу, так и об обратном, а, следовательно, и о сроках или условиях любого предложения акций КТГ.

ИЦА

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 импортруемый 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.

В мае 2012 года ИЦА получила письмо от Правительства о расторжении Концессионного Соглашения и передаче трубопроводов в доверительное управление до 1 января 2013 года, с намерением передать Компании активы, предусмотренные Концессионным Соглашением, в 2012 году. Компания уведомила Правительство, что расторжение Концессионного Соглашения является преждевременным, так как любые изменения и дополнения к Концессионному Соглашению должны быть согласованы с иностранными кредиторами. В настоящий момент ИЦА ведет переговоры с Правительством и иностранными кредиторами о расторжении Концессионного Соглашения и передаче права собственности на трубопроводы ИЦА и ожидает, что данная передача произойдет до конца 2014 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 30 июня 2014 года компания ИЦА эксплуатировала 11 272 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 4,7 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 73,67 млрд. 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 81,2 млрд. тенге.

ИЦА на данный момент осуществляет дальнейший проект постройки В октябре 2013 года была начата эксплуатация трубопроводного компрессора на участке «Макат». Сооружение данного трубопроводного компрессора, стоимость которого составила 33,2 млрд. казахских тенге, было

профинансировано за счет наличных средств ИЦА. Целью данного проекта стала модернизация существующих сооружений и сокращение расходов.

На дату составления настоящего Базового проспекта эмиссии Компания намерена использовать трубопроводную систему Интергаз-Центральная Азия (ИЦА) для транспортировки объемов газа, добываемых на Кашаганском месторождении после того, как в 2016 году начнется его коммерческая эксплуатация.

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»), совместного 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 млрд. кубометров в год, был завершен в декабре 2012 года.

Дальнейшее развитие Азиатского газопровода до производительности в 55 млрд. м³ запланировано достигнуто 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 3,5 млрд. долл. США. Строительство было начато в сентябре 2011 года. В декабре 2013 года был введен в эксплуатацию первый линейный участок трубопровода Бозой-Шымкент длиной в 1143 км, с пропускной способностью 2,5 млрд. кубометров. Первый этап газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, включающий все участки части Бозой-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, и она должна быть погашена полностью в январе 2024 года. 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. В феврале 2014 года основная сумма, доступная к выборке по договору о предоставлении кредитной линии была увеличена на 0,7 млрд. долларов США до 2,5 млрд. долларов США. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности - Обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних компаний».

Объемы транспортировки газа

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 года, а также за 2013, 2012 и 2011 годы, закончившиеся 31 декабря, объемы международного транзита природного газа составили большую часть общих объемов транспортировки ИЦА.

В таблице ниже представлена информация по транспортировке природного газа через газотранспортные системы, оператором которых является ИЦА, за указанные годы:

Трубопровод	Транзит	За годы, закончившиеся 31 декабря		% изм. между 6 месяцами, закончившимися 30 июня 2013 и 2014 годов	
		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2012 года	2011 год 2013 года	2010 год	
		(млрд. м3)			
Трубопроводная система ИЦА: международный транзит через территорию Казахстана:					
Трубопровод Союз/Оренбург-Новопсков Уральской системы	Российский газ	4218,1	17,9	55,0,7	
Трубопровод Бухара-Урал Актюбинской системы	Туркменский Российский газ	17,98,4	19,98,6	0,0(2,1)	
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	Узбекский газ	81,7	7,93,3	11,7(48,6)	
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	Кыргызский газ	0,0	0,0	1640,0	
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	Туркменский газ		(25,4	4,35,5	(0,9)
Итого		33,6	7335,3	81,(4,8)	
Экспорт казахстанского газа					
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	Газ ТШО	1,2	21,8	(30,8)	
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	ТолкынНефтеГаз	0,0	0,0	0,0	
Трубопровод Союз/Оренбург-Новопсков Уральской системы	Карачаганакский газ	6,3,2	63,1	3,2	
Трубопровод Союз/Оренбург-Новопсков Уральской системы	Чинаревский газ	0,5	-0,5	-(0,0)	
Трубопровод Бухара-Урал Актюбинской системы	Жанажольский газ	1,90,4	50,4	43,50,0	
Трубопровод Бухара-Урал Актюбинской системы	Иные виды газа	0,0	0,1	(47,4)	
Газопровод БГР-ТБА	Амангельдинский газ	0,1	0,1	0,0	
Итого		135,5	6,0	(7,7)	
Внутренняя трансп. газа			96,6	85,5	19,3
Общий транзит газа через труб. систему ИЦА				(45,7	46,8 (2,3)
Совместные предприятия:					
Международный транзит через территорию Казахстана:					
Газопровод Казахстан-Китай (АГП)	Туркменский газ	22,813,9	15,013,2	45,5	
Итого		22,813,9	15,013,2	45,5	

Трубопровод	Транзит	За год, закончившийся 31 декабря			% изм. между годами, закончившимся 31 декабря и 2013 годов	% изм. между годами, закончившимися 31 декабря и 2012 годов
		2013 года	2012 года	2011 года		
		(млрд. м3)				
Трубопроводная система ИЦА: международный транзит через территорию Казахстана:						
Трубопровод Новопсков Уральской системы	Союз/Оренбург- Российский газ	37,3	35,7	42,1	4,4	(15,3)
Трубопровод Актюбинской системы	Бухара-Урал Российский газ	17,3	17,9	19,9	(3,3)	(10,0)
Трубопровод азиатской системы	САЦ Центрально- Узбекский газ	5,7	8,7	7,9	(35,2)	9,9
Трубопровод азиатской системы	САЦ Центрально- Кыргызский газ	0,0	0,0	0,3	(100,0)	(90,2)
Трубопровод азиатской системы	САЦ Центрально- Туркменский газ	10,9	10,9	11,2	0,0	(2,4)
Итого		71,2	73,3	81,4	(2,9)	(10,0)
Экспорт казахстанского газа						
Трубопровод азиатской системы	САЦ Центрально- Газ ТШО	3,8	2,8	4,0	35,7	(30,4)
Трубопровод азиатской системы	САЦ Центрально- ТолкынНефтеГаз	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Трубопровод Новопсков Уральской системы	Союз/Оренбург Карачаганакский газ	6,2	6,3	6,1	(0,8)	3,5
Трубопровод Новопсков Уральской системы	Союз/Оренбург Чинаревский газ	1,1	0,6	-	77,7	-
Трубопровод Актюбинской системы	Бухара-Урал Жанажольский газ	0,7	1,9	1,8	(65,2)	5,4
Трубопровод Актюбинской системы	Бухара-Урал Иные виды газа	0,1	0,0	-	-	-
Газопровод БГР-ТБА	Амангельдинский газ	0,2	0,3	-	(41,3)	-
Итого		12,0	11,9	11,9	1,6	(2,7)
Внутренняя трансп., газа		10,4	10,0	9,6	3,7	3,8
Общий транзит газа через труб, систему ИЦА		93,6	95,2	102,9	(1,6)	(7,9)
Совместные предприятия:						
Международный транзит через территорию Казахстана:						
Газопровод Казахстан-Китай (АГП)	Туркменский газ	28,0	22,8	15,0	22,5	52,2
Итого		28,0	22,8	15,0	22,5	52,2

Основным клиентом ИЦА является Газпром, на долю которого приходится 70.5% тарифов за транспортировку газа ИЦА за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, и 71.1%, 73.6% и 74.6% тарифов за транспортировку газа, выплаченных за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 годов, 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 2013, 2012 и 2011 гг., Газпром не просил ИЦА осуществил транспортировку необходимых 80% соответствующих объемов, хотя он оплатил данные объемы в соответствии с условиями контракта. В частности, в 2013, 2012 и 2011 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 2013, 2012 и 2011 годах отображает общее снижение объема поставок природного газа из Туркменистана в Россию.

, был равен 5,5 млрд. кубометров за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, 12,0 млрд. кубометров за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, 11,9 млрд. кубометров за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, и 11,9 млрд. кубометров за год, закончившийся 31 декабря 2011 года.

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 За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, международные тарифы составляли 71,2% от общего дохода ИЦА за указанный период. За годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 года, международные тарифы составляли 76%, 75%, и 79% 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. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, тариф на международный транзит составлял 1,7 долл. США за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа за экспорт российского, туркменского, узбекского и казахстанского природного газа. За годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 годов, тариф на международный транзит составлял 1,7 долл. США за каждые 1 000 м³, 1,70 долл. США за каждые 1 000 м³ и 1,70 долл. США за каждые 1 000 м³, соответственно.

9 июля 2014 года в соответствии с контрактом между КТГ и ТШО тариф на транспортировку газа был увеличен с 2,80 долл. США за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа до 3,00 долл. США за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа (за природный газ, экспортируемый ТШО).

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.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, тарифы ИЦА на внутреннюю транспортировку газа составили 1 380 казахских тенге за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа для теплоэнергетических предприятий, и 1 380 казахских тенге за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа для других лиц.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, тарифы ИЦА на внутреннюю транспортировку газа составляли 233 казахских тенге за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа для теплоэнергетических предприятий, в сравнении с 222 тенге за каждые 1 000 м³ за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 года. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, тарифы ИЦА на внутреннюю транспортировку газа составляли 1003 казахских тенге за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа для других лиц, в сравнении с 898,5 тенге за каждые 1 000 м³ в годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 годов.

ИСА также оказывает услуги по хранению газа в подземных хранилищах. Цены на эти услуги регулируются «Антимонопольным управлением».

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 30 июня 2014 года общая протяженность нефтепроводной сети Компании составляла примерно 8 151,6 км, 5495,0 км из которых принадлежат КТО по праву собственности. Компания транспортировала 39,9 млн. тонн сырой нефти по своей трубопроводной сети за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, и 86,0 миллионов тонн, 81,7 миллионов тонн и 82,7 миллионов тонн сырой нефти по своей трубопроводной сети за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 годов, соответственно. 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 доли и оператором трубопроводной системы, которая соединяет трубопровод Кенкияк-Кумколь с трубопроводом Атасу-Алашанькоу и формирует часть Западного филиала КТО.

В таблице ниже представлена определенная информация по объемам транспортировки нефти за указанные периоды:

Транспортные предприятия	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2012 2014 г.	2011 2013 г.
Трубопроводы КТО	(млн. тонн)	

Западная ветвь:	15,4	15,4
Трубопровод УАС	15,7,3	7,6
Другие трубопроводы западной ветви, транспортируют до:		
Атырау НПЗ	4,2,3	4,2,2
Порта Актау	2,8	2,9
Трубопровода КТК	3,91,5	4,1,7
Итого по Западной ветви	30.113,9	30.814,4
Восточная ветвь трубопровода, транспортирует до:		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	10,46,1	10,5,8
Шымкентский НПЗ	4,52,2	2,4
Павлодарский НПЗ	5,12,3	2,4
Итого по Восточной ветви	20.010,6	19.10,6
Прочее	8,3,0	3,8
Совместные предприятия		
Казахско-Китайский трубопровод:		
Трубопровод Кенкияк-Кумколь(1)	4,52,9	4,12,9
Трубопровод Атасу-Алашанькоу (1)	10,46,0	10,5,8
МунайТас:		
Трубопровод Кенкияк-Атырау(2)	1,3	3,71,9
Батумский нефтеналивной терминал(3):	5,32,2	5,32,7
Итого	23.612,4	23.913,3
Итого транспортировка сырой нефти	81.739,9	82.342,1

Транспортные предприятия	За годы, закончившиеся 31 декабря		
	2013 года	2012 года	2011 года
	(млн. тонн)		
Трубопроводы КТО			
Западная ветвь:			
Трубопровод УАС	15,4	15,4	15,4
Другие трубопроводы западной ветви, транспортируют до:			
Атырау НПЗ	4,3	4,3	4,2
Порта Актау	6,0	6,5	7,4
Трубопровода КТК	3,6	3,9	3,8
Итого по Западной ветви	29,3	30,1	30,8
Восточная ветвь трубопровода, транспортирует до:			
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	11,8	10,4	10,8
Шымкентский НПЗ	4,7	4,5	4,3
Павлодарский НПЗ	5,0	5,1	4,5
Итого по Восточной ветви	21,5	20,0	19,6
Прочее	8,4	8,0	8,0
Совместные предприятия			
Казахско-Китайский трубопровод:			
Трубопровод Кенкияк-Кумколь(1)	6,0	4,5	4,1
Трубопровод Атасу-Алашанькоу (1)	11,8	10,4	10,8
МунайТас:			
Трубопровод Кенкияк-Атырау(2)	3,4	3,4	3,7
Батумский нефтеналивной терминал(3):	5,6	5,3	5,3
Итого	26,8	23,6	23,9
Итого транспортировка сырой нефти	86,0	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 28,9 млрд. тенге в 2013 году, 29,2 млрд. казахских тенге в 2012 году и 34,9 млрд. тенге в 2011 году, соответственно, в модернизацию своей трубопроводной системы. В 2014 году КТО планирует инвестировать 31,6 млрд. тенге. Кроме этого, в 2013 году КТО инвестировало 5,3 млрд. тенге в усовершенствование и увеличение мощности трубопровода совместного предприятия, в сравнении с 2,5 млрд. казахских тенге в 2012 году и 6,3 млрд. казахских тенге в 2011 году.

Западная ветвь.

На 30 июня 2014 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 30 июня 2014 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, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, 13,9 млн. тонн сырой нефти и конденсата, или 35,0% 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 53,8 млрд. тенге, что составляет 67,2% от общего дохода КТО за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года.

По собственным данным Компании, за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, 29,3 млн. тонн сырой нефти и конденсата, или 35,8% 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 97,4 млрд. тенге, что составляет 63,3% от общего дохода КТО за 2013 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 30 июня 2014 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 30 июня 2014 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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, 10,6 млн. тонн нефти и конденсата, добытых в Казахстане, что составляет 26,7% 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 24,7 млрд. тенге, что составляет 30,8% от общего дохода КТО за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года.

По собственным данным Компании, за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, 21,5 млн. тонн сырой нефти и конденсата, что составляет 26,3% 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 52,3 млрд. тенге, что составляет 34,0% от общего дохода КТО в 2013 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.

Тарифы прокачки газа по трубопроводной сети КК (Казахстан – Китай) регулируются Агентством по естественным монополиям и устанавливаются по принципу «издержки плюс фиксированная прибыль». На дату настоящего Базового проспекта тарифы в сети трубопровода КК составляли 4 444,56 тенге за тонну сырой нефти в расчете на 1 000 км.

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 30 июня 2014 года пропускная способность трубопровода Атасу-Алашанькоу составляла 20,0 млн. тонн сырой нефти в год. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года объем транспортировки сырой нефти по трубопроводу Атасу-Алашанькоу составил 6,1 млн. тонн, а за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, объем транспортировки сырой нефти по трубопроводу Атасу-Алашанькоу составил 11,8 млн. тонн. На 30 июня 2014 года протяженность трубопровода составляла 962 км. 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, а в декабре 2013 года – до 20 млн. тонн сырой нефти в год благодаря строительству и вводу в эксплуатацию еще двух нефтеперекачивающих станций.

В апреле 2013 года Компания и CNODC заключили соглашения по «Основным принципам сотрудничества относительно расширения и эксплуатации нефтепровода Казахстан – Китай», предусматривающего расширение трубопроводного участка Прииртышск-Атасу-Алашанькоу.

На дату составления данного Базового проспекта эмиссии 14 компаний поставляют нефть по трубопроводу Атасу-Алашанькоу.

Трубопровод Кенкияк-Кумколь.

30 июня 2014 года протяженность трубопровода составляла [794] км, а его пропускная способность – [10,0] млн. тонн сырой нефти в год. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, через трубопровод Кенкияк-Кумколь было транспортировано 2,9 млн. тонн сырой нефти, а за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, через трубопровод Кенкияк-Кумколь было транспортировано 6 млн. тонн сырой нефти. Согласно вышеупомянутой договоренности между Компанией и CNODC, 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 организаций трубопровода КТК. На 30 июня 2014 года общая протяженность трубопровода КТК составляла 1510 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 возобновлена промышленная добыча на месторождении Кашаган. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, 19,0 млн. тонн нефти и конденсата, добытых в Казахстане, были транспортированы через трубопровод КТК, что составляет 47,8% от общей добычи нефти и конденсата в Казахстане. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, 32,7 млн. тонн сырой нефти и конденсата, добытых в Казахстане были перекачаны через Трубопровод КТК, что составляет 40% 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 на резервные мощности 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. На дату выхода настоящего Базового проспекта все работы по строительству и монтажу, производимые в связи с заменой определенных секций нефтяного трубопровода (с 116-го по 204-й км), а также работы, связанные с реконструкцией и модернизацией нефтеперекачивающих станций Атырау и Тенгиз, строительством двух новых нефтеперекачивающих станций (4 и 3А) и внеплощадочных энергообъектов (высоковольтной линии и подстанций), а также подстанций Атырау и Тенгиз, завершены.

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;
- 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» (слияния недавнего слияния с «Batumi Service Limited», «Batumi Terminal 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 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 Министерством энергетики.

В августе 2013 года Агентством естественной монополии был введен временный компенсирующий тариф на услуги по перекачке нефти через систему трубопроводов КТО, вступающий в действие с 29 августа 2013 года. Введение указанного тарифа было успешно обжаловано КТО в специализированном межрайонном экономическом суде города Астана в декабре 2013 года, и данное решение было утверждено апелляционной судебной коллегией по гражданским и административным делам города Астана. Агентство естественной монополии обжаловало указанное решение в кассационном суде в мае 2014 года.

В июле 2014 года Агентством естественной монополии был утвержден временный компенсирующий тариф на регулируемые услуги по перекачке нефти через систему трубопроводов КТО, действующий с 1 июля 2014 года по 30 июня 2015 года. Согласно указанному постановлению тариф на услуги по перекачке экспортных объемов устанавливается на уровне 5774,3 казахских тенге за 1 тонну на 100 км (без НДС), а тариф на услуги по перекачке внутренних объемов устанавливается на уровне 2910,2 казахских тенге за 1 тонну на 1000 км. 3 июля 2014 года КТО обжаловал введение указанного временного компенсирующего тарифа в специализированном межрайонном экономическом суде города Астана, и, согласно решению указанного суда, 8 июля 2014 года действие приказа о введении данного временного компенсирующего тарифа было приостановлено.

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 73,0% добытой сырой нефти за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года. РД КМГ экспортировал 74,7%, 76,7% и 73,7% добытой сырой нефти за годы, закончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 годов соответственно.

В следующей таблице приведены данные по объемам продаж сырой нефти РД КМГ по экспортным транспортным маршрутам за указанные периоды:

	За полугодие, закончившееся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря			
	2014	2013	2013	2012	2011	2010
	(тыс. тонн)					
Трубопровод КТК						
Новороссийск	1 016	826	1 956	2 523	2 302	2 546
Трубопровод УАС	1 922	2 032	4 061	3 555	3 530	4
Итого экспорт	5 9652 938	2 858	6 017	6 078	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.

За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., ТШО было отгружено 10.5 млн. тонн через Трубопровод КТК по сравнению с [•] млн. тонн за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 г. ТШО было отгружено 16.7 млн. тонн за 2013 г., окончившийся 31 декабря, 15,3 млн. тонн через Трубопровод КТК в 2012 году, закончившемся 31 декабря, и 16,3 млн. тонн в 2011 году, закончившемся 31 декабря. 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 полугодие, закончившееся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря			
	2014	2013	2013	2012	2011	2010
			(тыс. тонн)			
Трубопровод КТК:	10 463	9 038	16 716	15 275	16 251	17 396
Трубопровод БТД	1 243	-	586	—	—	
Трубопровод УАС	-	-	-	—	—	
Ж/д до Одессы, Феодосии и Батуми	1 764	4 832	9 787	8 702	9 879	8 421
Итого экспорт	13 469	13 869	27 089	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.

46,3% добытой сырой нефти за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г. ПКИ экспортировала 78,5%, 62,3% и 64,0% добытой сырой нефти до 31 декабря 2013, 2012 и 2011 года соответственно. В следующей таблице представлены общие данные по экспорту сырой нефти ПКИ по регионам за указанные периоды:

	За полугодие, закончившееся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря			
	2014	2013	2013	2012	2011	2010
			(тыс. тонн)			
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	1 037	1 868	3 833	3 305	3 965	4 130
Ж/д из Джусалы в Актау	65	113	206	256	390	514
Ж/д из Актау в						

Трубопровод КТК	0	0	0	0	0	
Узбекистан	30	80	143	182	225	252
Итого экспорт	1 132	2 061	4 182	3 743	4 580	4 896

Переработка, маркетинг и сбыт

Реализация и распространение природного газа

Компания осуществляет реализацию и сбыт своего природного газа через 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. Согласно Государственному комплексному плану приватизации, ожидается, что Компания продаст 49%-ный пакет акций в КТГА и сохранит контрольный пакет акций КТГА.

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.

Консорциум КРО – один из крупнейших поставщиков газа в КазРосГаз. Продажа газа КРО КазРосГазу регулируется договором купли-продажи, который, в соответствии с его условиями и поправкой, останется в силе до января 2038 года.

В таблице ниже показаны источники поставок газа «КазРосГаз» на указанные даты:

	На 30 июня	2013	На 31 декабря		2010
	2014 г.		2012	2011	
			(млн. м ³)		
Карачаганак (сухой газ)	3 704,9	7 054	6 907,2	6 840,3	6 775,4
ТШО (сухой газ)	0	0	0	773,0	
Прочие	0	0	1 891,7	0	0
Итого	3 704,9	7 054	8 798,9	6 840,3	7 548,4

В таблице ниже указаны пункты назначения газораспределения «КазРосГаз» на указанные даты:

	На 30 июня	На 31 декабря		2011	2010
	2014 г.	2013	2012		
		(млн. м ³)			
Экспорт	3 225,9	6 237,1	8 194,2	6 077,1	6 160,5
Включая операции «своп»	2 030,8	4 952,1	3 429,9	3 695,5	3 291,0
Внутренний рынок	479,1	816,9	604,7	763,1	1 387,8
Итого	3 704,9	7 054,0	8 798,9	6 840,2	7 548,3

КМГ ПМ

КМГ ПМ 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 ПМ посредством ее слияния с АО «КМГ Онимдери» (дочерняя организация, находящаяся в полной собственности КМГ ПМ) и передачи KMG International в собственность Компании. В марте 2014 года Совет директоров Группы компаний «Ромпетроль Н.В.» поменял название на «КазМунайГаз Интернэшнл Н.В.», в соответствии со стратегией Компании продвигать единый бренд по всей Группе компаний.

В настоящее время КМГ ПМ 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 ПМ». 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 и 30 июня 2014 года КМГ ПМ принадлежала 99,53% доля участия в Атырауском НПЗ, 100,0% доля участия в Павлодарском НПЗ; и 49,72% доля участия в Шымкентском НПЗ. По состоянию на 30 июня 2014 года общая фактическая нефтеперерабатывающая мощность этих НПЗ составляла 15,3 млн. тонн сырой нефти в год.

Компания осуществляет ряд проектов модернизации на трех НПЗ. В течение следующих пяти лет Компания планирует потратить в общей сложности 378,8 млрд. тенге (2,1 млрд. долларов) капиталовложений на модернизацию НПЗ в Атырау и 236,9 млрд. тенге (1,3 млрд. долларов) капиталовложений на проекты реконструкции НПЗ в Павлодаре. Кроме того, совместное предприятие Компании на НПЗ в Шымкенте планирует потратить в общей сложности 236,6 млрд. тенге (1,3 млрд. долларов) в течение следующих пяти лет на проекты реконструкции НПЗ в Шымкенте. См. «Обсуждение и анализ эксплуатационных и финансовых показателей – капитальных затрат руководства компании», «– НПЗ в Павлодаре», «– НПЗ в Атырау» и «–НПЗ в Шымкенте».

Павлодарский НПЗ

В августе 2009 года КМГ ПМ приобрела 100,0% долю участия в «Refinery Company RT, LLP» («Refinery Company RT»), которой в то время принадлежали все активы АО «Павлодарский нефтехимический завод», вместе с 25,1% долей участия в АО «Павлодарский нефтехимический завод», владеющем лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (с оставшейся 74,9% долей участия в АО «Павлодарский нефтехимический завод», которая принадлежит непосредственно КМГ ПМ). «Refinery Company RT» сдала в лизинг активы Павлодарского НПЗ АО «Павлодарский нефтехимический завод», которое и осуществляло эксплуатацию АО «Павлодарский нефтехимический завод». В апреле 2013 г. произошло присоединение «Refinery Company RT» к АО «Павлодарский нефтехимический завод» (организация-правопреемник), 100,0% доля участия в

котором принадлежит КМГ ПМ. Соответственно, на дату данного Базового проспекта КМГ ПМ владеет 100,0% долей участия АО «Павлодарский нефтехимический завод».

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 АО «Павлодарский нефтехимический завод» 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. Доля Павлодарского НПЗ составила 33,7% из общего объема нефти, переработанной в Казахстане за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., и 35,3% от общего объема нефти, переработанной в Казахстане в 2013 году, закончившемся 31 декабря. Кроме того, из общего объема, бензина, дизельного топлива и мазута, произведенных в Казахстане за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., доля Павлодарского НПЗ составила 44,2%, 38,5% и 19,0% соответственно, за 2013 год, закончившийся 31 декабря, - 42,2%, 36,0% и 23,6% соответственно. За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., общий объем производства Павлодарского НПЗ составил 2,2 млн. тонн переработанных нефтепродуктов. За 2013 год, закончившийся 31 декабря, общий объем производства Павлодарского НПЗ составил 4,5 млн. тонн переработанных нефтепродуктов.

Павлодарский НПЗ взимает тарифы за переработку нефти, установленные Агентством РК по защите конкуренции (далее - «Агентство по защите конкуренции»). В январе 2014 года Агентство по защите конкуренции разрешило Павлодарскому НПЗ повысить тарифы за переработку до 8084,4 тенге за тонну с 6174,2 тенге за тонну, что положительно отразилось на доходе от переработки. С января 2014 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 ноябре 2009 года Компания заключила Меморандум о взаимопонимании с АО «Эни» на проведение анализа технической осуществимости по отношению к проекту реконструкции и модернизации для АО «Павлодарский нефтехимический завод». 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. Окончательная документация по проекту была подписана в октябре 2013 года.

Основной целью проекта является повышение мощности по переработке нефти Павлодарского НПЗ до 7,5 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) предварительный этап, который планируется завершить к концу первой четверти 2016 г. Основной целью этапа является повышение мощности по переработке нефти Павлодарского НПЗ до 6,0 млн. тонн сырой нефти в год, а также производство транспортного топлива, которое соответствует стандартам «Евро 4», что позволит наладить переработку добытой в Казахстане сырой нефти; и (ii) основной этап, направленный на повышение мощности по переработке нефти Павлодарского НПЗ до 7,5 млн. тонн сырой нефти в год, а также производство транспортного топлива, которое соответствует стандартам «Евро 4» и «Евро 5» и позволяет наладить переработку до 5,2 млн. тонн добытой в Казахстане сырой нефти. Данный этап планируется завершить до конца 2016 года. Ожидается, что общие расходы на предварительном 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 октябрю 2014 года, после чего начнется второй этап, который предположительно завершится к 2016 году. На дату данного Базового проспекта, ведутся работы по проектированию и были размещены заказы на производство и поставку необходимого для проекта оборудования. После подготовки проектно-сметной документации и получения оценки управления государственной экспертизы будет принято решение о начале второго этапа проекта.

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 полугодие, закончившееся		За год, заканчивающийся 31 декабря			
	2014	30 июня 2013	2013	2012	2011	2010
			(тыс. тонн)			
Бензин	659,2	343,7	1 117,0	1 331,9	1 200,5	1 314,4
Дизельное топливо	781,9	713,1	1 472,7	1 513,8	1 424,9	1 477,6
Авиационный керосин	49,0	24,3	133,1	99,6	123,9	189,6
Мазут	287,4	448,7	762,8	810,2	710,3	887,0
Прочие нефтепродукты	396,6	545,6	1 002,5	577,3	548,8	598,5
Итого	2 174,1	2 075,4	4 488,2	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.

Доля Атырауского НПЗ составила 32,9% из общего объема нефти, переработанной в Казахстане за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., и 30,7% - за 2013 год, закончившийся 31 декабря. Кроме того, в общем объеме бензина, дизельного топлива и мазута, произведенных в Казахстане за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., доля Атырауского НПЗ составила 19,8%, 30,7% и 49,8%, соответственно, и 19,0%, 29,9% и 46,6% соответственно за 2013 год, закончившийся 31 декабря. За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., общий объем производства Атырауского НПЗ составил 2,2 млн. тонн переработанных нефтепродуктов. За 2013 год, закончившийся 31 декабря, общий объем производства Атырауского НПЗ составил 4,2 млн. тонн переработанных нефтепродуктов. 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 (в январе 2014 года Агенство по защите конкуренции согласовало дополнительное увеличение тарифа на переработку до 11807,6 тенге за тонну и остается неизменным на дату настоящего Базового Проспекта, что положительно отразилось и продолжает отражаться на доходе от переработки).

Атырауский НПЗ переработал 2,4 млн. тонн сырой нефти за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г, и 2,3 млн. тонн сырой нефти за 2013 год, закончившийся 31 декабря.

Текущая программа капитальных инвестиций в Атырауский НПЗ включает строительство комплекса по производству ароматических углеводородов, которое, по ожиданиям, будет завершено к концу 2014 года, а также строительство комплекса по более глубокой переработке нефти, которое предположительно будет завершено в 2016 году. 29 октября 2009 года КМГ ПМ заключил договор с компанией «Sinopet 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. После поставки основного технологического оборудования для проекта в 2013 году, была начата строительство комплекса по производству ароматических углеводородов, которое, как ожидается, будет завершено к концу 2014 года. Кроме того, как часть этого же проекта, в декабре 2011 года Атырауский НПЗ заключил соглашение с консорциумом, в состав которого входит Sinopet, 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 Sinopet несет ответственность за реализацию настоящего проекта, Marubeni Corporation занимается финансированием проекта, а ООО «КазСтройСервис» отвечает за вопросы, связанные со строительством и материально-техническим обеспечением. В 2013 году была подготовлена техническая документация по проекту и заказано основное технологическое оборудование. На строительных площадках были также проведены инженерные изыскания. 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 в августе 2012 года. 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».

За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., и за 2013, 2012 и 2011 гг., закончившиеся 31 декабря, капитальные затраты КМГ ПМ на модернизацию Атырауского НПЗ составили 46,6 млрд. тенге, 75,6 млрд. тенге, 96,7 млрд. тенге и 79,6 млрд. 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 ПМ для Атырауского НПЗ составляют 115,6 млрд. тенге. Ожидается, что производительность Атырауского НПЗ после модернизации увеличится до 5,5 млн. тонн сырой нефти в год до конца 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. Ожидается, что в 2014 году общие капитальные затраты КМГ ПМ на Атырауский НПЗ составят 179,2 млрд. тенге, из которых 46,6 млрд. тенге были израсходованы компанией по состоянию на 30 июня 2014 г.

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил Атырауский НПЗ в указанные периоды:

	За полугодие, закончившееся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря			
	2014	2013	2013	2012	2011	2010
			(тыс. тонн)			
Бензин	295,9	235,1	503,6	506,0	567,9	601,1
Дизельное топливо	623,7	589,1	1 220,4	1 217,8	1 330,1	1 259,0
Авиационный керосин	9,7	26,1	41,1	56,4	46,4	65,6
Мазут	753,6	828,9	1 506,0	1 542,9	1 785,3	1 953,3
Прочие нефтепродукты	525,2	464,0	892,8	839,1	480,7	253,7
Итого	2 208,2	2 143,2	4 164,0	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 ПМ 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 30 июня 2014 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 33,5% от общего объема нефтепереработки в Казахстане за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., и 34,0% - за 2013 год, закончившийся 31 декабря. Кроме того, на Шымкентском НПЗ было произведено 35,9% бензина, 30,9% дизельного топлива и 31,2% мазута от общего объема производства в Казахстане за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., и 38,7% бензина, 34,1% дизельного топлива и 29,8% мазута от общего объема производства в Казахстане за 2013 г., закончившийся 31 декабря. Общий объем продуктов нефтепереработки, произведенных Шымкентским НПЗ за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., составил 2,3 млн. тонн. В 2013 году, закончившемся 31 декабря, общий объем продуктов нефтепереработки, произведенных Шымкентским НПЗ, составил 4,6 млн. тонн.

Шымкентский НПЗ работает с давальческим сырьем других лиц, взимая при этом тариф за переработку, устанавливаемый Агентством по защите конкуренции. В августе 2012 г. Агентство по

защите конкуренции разрешило Шымкентскому НПЗ повысить тарифы за переработку до 4 975 тенге за тонну с 3 100 тенге за тонну, а в июле 2014 г. было получено разрешение на дополнительное повышение этих тарифов до 11 454 за тонну с 4 975 тенге 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 Шымкентский НПЗ 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 августе 2014 г. КМГ ПМ открыло в Сбербанке кредитную линию на сумму 400 миллионов долл. США для финансирования работ по реконструкции и модернизации Шымкентского НПЗ. Кредит обеспечен 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 таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производились Шымкентским НПЗ в указанные периоды:

	За полугодие, закончившееся		За год, закончившийся 31 декабря			
	2014	2013	2013	2012	2011	2010
			(тыс. тонн)			
Бензин	659,2	497,7	1 024,4	1 046,0	996,0	978,3
Дизельное топливо	781,9	732,9	1 393,7	1 336,0	1 338,0	1 337,2
Авиационный керосин	49,0	124,1	236,6	275,0	218,0	234,4
Мазут	287,4	451,9	961,2	902,0	908,0	930,7
Прочие нефтепродукты	501,4	535,5	974,7	944,0	889,0	946,2
Итого	2 280,3	2 342,2	4 590,6	4 503,0	4 349,0	4 426,8

Реализация и распространение переработанных нефтепродуктов

КМГ ПМ является собственником и оператором расширяющейся сети заправочных станций в Казахстане. На 30 июня 2014 года КМГ ПМ принадлежало 322 (319 по состоянию на 31 декабря 2013 года, 307 по состоянию на 31 декабря 2012 года и 285 по состоянию на 31 декабря 2011 года) заправочных станций, расположенных в Казахстане в городах Астана и Алматы, а также в Западном, Северном и Восточном Казахстане, что по собственным оценкам КМГ ПМ, составляло 15% розничной продажи бензина на внутреннем рынке за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 г. (15% в 2013 г., 14% в 2012 году и 10,0% в 2011 году).

КМГ ПМ продает на внутреннем рынке полный ассортимент нефтяного топлива, включая высококачественный дизель, бензин и авиационный керосин. КМГ ПМ 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 ПМ и соответствующая доля Компании на внутреннем рынке в указанные периоды:

За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г.

Продукция	Производство	КМГ ПМ	Доля на рынке
	(тыс. тонн)		%
Бензин	1 490,7	1 222,9	82,0
Авиационный керосин	202,1	130,4	64,5
Дизтопливо	2 033,0	1 719,3	84,6
Топливо	1 513,6	1 277,3	84,4
Итого	5 239,4	4 349,9	83,0

За 2012 год, закончившийся 31 декабря

Продукция	Производство	КМГ ПМ	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

За 2011 год, закончившийся 31 декабря

Продукция	Производство	КМГ ПМ	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

Компания «KMG International»

В результате реорганизации КМГ ПМ в декабре 2011 года Компания стала прямым владельцем KMG International. В марте 2014 года совет директоров «Ромпетрол Групп» изменил наименование на «KazMunayGas International N.V.» согласно стратегии Компании по продвижению единого бренда в рамках группы. KazMunayGas International N.V. владеет и управляет (помимо других организаций) НПЗ Петромидиа (Petromidia), владельцем которого является ее дочерняя компания (с 54,6% долей участия) «Rompetrol 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 группы KazMunayGas International) 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 KMG International осуществит паевой взнос в сумме 150 млн. дол. США. Общий объем инвестиций в фонд будет обеспечен за семилетний период с суммарными инвестициями компании KMG International 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 KMG International, а 20% - правительству Румынии и ожидается, что он будет осуществлять инвестирование нефтегазового сектора Румынии. При наличии возможности распоряжения компания KMG International имеет преимущественное право на покупку по отношению к доле правительства Румынии в этом инвестиционном фонде.

Меморандум о взаимопонимании предусматривает, что обязательства компании KMG International 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.

22 января 2014 г. меморандум о взаимопонимании был утвержден Постановлением Правительства № 35/2014, согласно которому Министерству общественных финансов было разрешено и поручено осуществить процессуальные действия, необходимые для снятия претензий и прекращения всех судебных разбирательств. Согласно решению суда № 294 от 24 марта 2014 г., дело было закрыто.

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. За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., компания KMG International произвела 2,4 млн. тонн очищенных нефтепродуктов на НПЗ Петромидиа, достигнув использования проектной мощности переработки на 90,5%. В 2013 г., закончившемся 31 декабря, компания KMG International произвела 4,1 млн. тонн очищенных нефтепродуктов на НПЗ Петромидиа, достигнув использования проектной мощности переработки на 86,2%.

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 KMG International, 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 KMG International 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 25,97 дол. США за тонну в 2013 г. с 28,3 дол. США за тонну в 2012 году и 29,9 дол. США за тонну в 2011 году, что обусловлено главным

образом ростом объемов сырой нефти, переработанной за этот период. За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., стоимость переработки была снова снижена до 23,9 дол. США за тонну.

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 к концу 2014 года. 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.

Капитальные расходы компании KMG International в отношении НПЗ Петромидиа составили 199 млн. дол. США в 2011 году, 115 млн. дол. США – в 2012 году и 59 млн. дол. США – в 2013 году. Инвестиции в 2013 году были направлены в основном на выполнение вышеперечисленных проектов по строительству промышленных объектов, а также на обеспечение соответствия действующему законодательству в области регулирования выброса частиц и получения разрешений на оборудование и трубопроводы, работающие под давлением. Компания KMG International планирует потратить 27 млн. дол. США в форме капитальных расходов в 2014 году, которые нацелены главным образом на сохранение уровней производства. На 30 июня 2014 г. было потрачено 19,6 млн. долл. США из этих капитальных расходов.

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил НПЗ Петромидиа в указанные периоды:

	За полугодие, закончившиеся 30		За год, закончившийся 31 декабря			
	июня 2014	2013	2013	2012	2011	2010
	(тыс. тонн)					
Бензин	638,7	498,6	1 190,5	1 293,1	1 258,1	1 125,8
Дизельное топливо	1 159,1	729,9	1 915,3	1 602,8	1 497,1	1 324,4
Авиационный керосин	73,5	41,0	114,7	132,7	103,3	91,7
Мазут	50,8	43,4	87,0	113,2	150,1	104,4
Прочие нефтепродукты	427,5	309,3	755,8	788,3	803,6	495,4
Итого	2 349,6	1 622,2	4 063,3	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 KMG International. Проектная и фактическая мощность переработки НПЗ Вега составляет 0,3 млн. тонн сырья в год. В 2013, 2012 и 2011 гг., закончившихся 31 декабря, общий объем производства НПЗ Вега составлял 0,9 млн. тонн переработанных нефтепродуктов (в среднем 0,3 млн. тонн в год). За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г., общий объем производства НПЗ Вега составлял 0,1 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.

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил НПЗ Вега в указанные периоды:

	За полугодие, закончившееся		За год, закончившийся 31 декабря			
	30 июня		2013	2012	2011	2010
	2014	2013	(тыс. тонн)			
Специальный бензин (растворители) и другие виды бензина	98,2	64,7	159,7	193,3	186,0	207,1
Уайт спирт и нефть	3,8	1,2	4,8	18,2	20,3	8,6
Газойль	3,2	4,2	8,4	6,5	8,7	6,0
Тяжелое топливо	8,0	10,0	25,2	34,0	40,7	24,6
Мазут	—	—	—	—	—	—
Битум	16,8	13,1	46,1	45,0	53,3	36,7
Прочие нефтепродукты	-	-	-	5,9	11,0	19,4
Итого	130,0	93,2	244,2	302,9	320,0	302,4

Розничная сеть

Розничная сеть компании KMG International предлагает широкий ассортимент автомобильного горючего, в т.ч. газ и дизельное топливо, поставляемые в основном с НПЗ Петромидиа, а также НПЗ Vega. Компания KMG International также продает автомобильное горючее через [26] оптовых складов ГСМ, поставки с которых охватывают более 27% румынского рынка, 3,8% рынка Франции и [1,46]% рынка Испании.

Компания KMG International 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 KMG International, в том числе «Ромпетрол Даунстрим», «Rom Oil SA» (оптово-розничная продажа бензина и дизтоплива), «Romcalor SA» 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 KMG International, владеет и эксплуатирует 132 бензозаправочными станциями, которыми владеет и управляет компания, и которые находятся во владении компании при управлении дилером, а также контролирует 137 бензозаправочных станций (которыми владеет и управляет дилер) в Румынии, 71 - в Грузии, 61 - в Болгарии и 59 - в Молдове.

В таблицах ниже представлен сводный ассортимент продукции и объем продаж компании KMG International в Румынии и на международном рынке за указанные периоды в процентах:

За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 г.

Объем продаж %

Нефтепродукт	Объем	Объем продаж %	
		На внутр. рынке (тонн)	На междунар. рынке
Бензин	346,4	35	65
Дизельное топливо	1605,0	39	61
Авиационный керосин	53,1	100	0
Сжиженный нефтяной газ	146,5	52	48
Прочие нефтепродукты ⁽¹⁾	250,0	44	56
Общий объем производства⁽²⁾	2 401,0	41	59

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Объем продаж %

Нефтепродукт	Объем	Объем продаж %	
		На внутр. рынке (тонн)	На междунар. рынке
Бензин	749,8	37	63
Дизельное топливо	3,383,2	38	62
Авиационный керосин	89,5	100	0
Сжиженный нефтяной газ	290,7	63	37
Прочие нефтепродукты ⁽¹⁾	475,4	43	57
Общий объем производства⁽²⁾	4,988,6	41	59

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.

Объем продаж %

Нефтепродукт	Объем	Объем продаж %	
		На внутр. рынке (тонн)	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	533,8	34	66
Общий объем производства⁽²⁾	4 396,4	43	57

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Нефтепродукт	Объем	Объем продаж %	
		На внутр. рынке (тонн)	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	640,6	26	74
Общий объем производства⁽²⁾	4 475,7	42	58

Примечание:

(1) Прочие нефтепродукты по состоянию на 30 июня 2014 г. включают: топочный мазут 99,5 тыс. тонн, кокс 122,3 тыс. тонн, нефтяную серу 17,9 тыс. тонн и тяжелое топливо 10,4 тыс. тонн. Прочие нефтепродукты по состоянию на 31 декабря 2013 г. включают: топочный мазут 199,3 тыс. тонн, кокс 208,0 тыс. тонн, нефтяную серу 36,8 тыс. тонн и тяжелое топливо 31,3 тыс. тонн.

(2) Приведенные показатели включают общий объем продаж предприятий розничной торговли KMG International, а также непосредственные продажи НПЗ Петромидиа третьим лицам.

Нефтехимическая продукция

26 февраля 2009 года Компания приобрела 50% акционерного капитала 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 42,0 млрд. тенге, а сам проект финансирует ТОО «Caspі 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 «Caspі 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 (СNРС); (ii) ССЕЛ - совместное предприятие с СІТІС; (iii) КСР - совместно

контролируемая компания с CNOOC, учрежденная для строительства и эксплуатации Трубопровода КК; (iv) AGP – совместная 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 – Транскаспийский газопровод, источники газа для которого пока еще не определены и, следовательно, их будущее остается неопределенным.

Согласно данным, опубликованным в издании *Краткий анализ государства: Иран*, выполненном Управлением США по информации в области энергетики в июле 2014 года, 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 1193 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 40% от всех запасов природного газа Ирана; среди других значительных месторождений – Киш, Северный Парс, Табнак, Форуз и Канган. 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, через компанию KazMunayGaz International N.V. (ранее – «Ромпетрол Групп») Компания косвенно владеет 54,6% долей в НПЗ Петромидиа в Румынии. 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 30 июня 2014 г. КМГ ПМ был крупнейшим предприятием в Казахстане в части розничных продаж нефтепродуктов, а его доля на рынке составляла 15%. 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 9%. 30 июня 2014 г.

В таблице ниже представлена информация по 4 ведущим компаниям, работающим в секторе розничной торговли нефтепродуктами в Казахстане на указанные даты:

	По состоянию на 30 июня 2014 года	
	Кол-во заправочных станций	Доля рынка
КМГ ПМ	322	15,0%
Гелиос	260	9,0%
Синойл	105	4,7%
Газпромнефть	30	1,3%

Работники

В таблице ниже показано примерное число работников Компании с разбивкой по видам хозяйственной деятельности на указанные даты:

	По состоянию на 30 июня 2014 г.	По состоянию на 31 декабря			
		2013	2012	2011	2010
	28	27			
	155	840			
Производство, разведка и добыча	33 419	32 344	27 300	26 500	28 333
Прочее (дочерние предприятия)	19 949	32 344	29 079	33 141	35 518
Переработка	379	385	11 933	11 850	11 488
КМГ (как холдинговая компания)	8 005	7 890	399	419	464
Распределение и продажа	80 907	79 709	7 510	7 392	7 696
Итого			76 221	79 302	83 499

26 мая 2011 года работниками РД КМГ в ОМГ была организована 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 ОМГ 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 ОМГ, в результате чего было уничтожено офисное оборудование и документация. После этого была организована временная штаб-квартира ОМГ. 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 ОМГ была повышена. В январе 2012 года РД КМГ объединило две новых 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».*

За полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года и год, закончившийся 31 декабря 2013 года, уровень производства ОМГ возрос на 3,5% и 5,2%, соответственно, что свидетельствует о восстановлении уровня производства после забастовки 2011 года.

С 10 по 12 марта 2013 года 101 сотрудник компании ANS Казахстан, работающих на месторождении «Каламкас» приняли участие в забастовке, требуя повышения заработной платы. По окончании забастовки Компания повысила заработную плату некоторым сотрудникам компании ANS на 22% для ликвидации расхождения в оплате труда с работниками, выполняющими аналогичные задачи на других месторождениях.

В апреле 2014 года РД КМГ ввела стандартизованную сетку зарплат применительно к KMG EP и ее филиалам, чтобы устранить расхождения в зарплатах между работниками одной и той же квалификации, выполняющими аналогичные задачи на разных месторождениях и производственных подразделениях. Кроме того, после девальвации тенге Президент Казахстана потребовал, чтобы все государственные компании, включая вышеупомянутую Компанию, соответствующим образом проиндексировали заработную плату своих сотрудников.

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. В 2014 году в Казахстане был принят новый закон о профсоюзах, который поощряет членство в профсоюзах. После принятия этого закона в апреле 2014 года Председатель Управляющего совета Компании заключил договор о сотрудничестве с профсоюзами дочерних предприятий Компании. По состоянию на 30 июня 2014 года в его состав входило 32 члена, являвшихся работниками Компании. Работники некоторых дочерних предприятий Компании являются членами профсоюза на 30 июня 2014 года: РД КМГ (21 621 членов), «КазМунайТениз» (39 членов), КТГ (216 членов) и ИЦА (5 150 членов). Компания рассматривает возможность создания Ассоциации профессиональных союзов Компании и ее основных дочерних предприятий.

На данный момент данных о существовании какой-либо существенной задолженности по зарплате не имеется, до настоящего момента на нефтедобывающих, транспортных, перерабатывающих или дистрибьюторских предприятиях, собственником или оператором которых является Компании, а также на ее дочерних организациях, совместных предприятиях или ассоциированных организациях никаких существенных трудовых споров или забастовок не было, трехмесячной забастовки в мае 2011 года и двухдневной забастовки АНС, как указано выше. В целом Компания считает, что трудовые отношения с работниками хорошие.

A9.11.5

Судебные процессы

За исключением того, что указано ниже под заголовками – *«События, связанные со сжиганием газа в факелах», «Экологическая проверка месторождения Кашаган», «Экологическая проверка ОМГ» «Наложение экспортных таможенных пошлин на экспорт сырой нефти ТШО», «Требования об уплате налогов в отношении РД КМГ», «Налоговая проверка ПККР», «КМГ ПМ», «Международное судебное разбирательство с участием KMG International» и «Антимонопольные разбирательства в отношении компании KMG International и группы KMG International», 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 2008 и 2013 годами был начат ряд судебных дел и налоговых разбирательств против ТШО в отношении деятельности по сжиганию газа в факелах, и ТШО было обложено и уплатило налог на общую сумму 353,1 млн. дол. США. Несмотря на то, что ТШО выплатило такие штрафы, некоторые разбирательства остались на рассмотрении суда, поэтому ТШО созданы резервы на оплаты таких штрафов, размер которых по мнению руководства является соответствующим. Однако

руководство ТШО полагает, что разрешение остающихся на рассмотрении вопросов не окажет существенного влияния на финансовое состояние или результаты деятельности ТШО.

В январе 2014 года ЭМГ получил уведомление от Департамента экологии по Атырауской области о необходимости уплаты штрафа в размере 37,2 млрд. тенге за экологический ущерб, причиненный вследствие нарушения природоохранного законодательства, в том числе вследствие факельного сжигания газа, выявленный в результате проверки за период с 2008 по 2013 гг. Компания ЭМГ не согласилась с данным штрафом и подала апелляцию на исковое требование Экологического департамента области Атырау. 3 июня 2014 года компания ЭМГ получила окончательную оценку подлежащих выплате сумм, включая сниженный штраф за ущерб экологии в размере 2 млрд. тенге. Эта сумма была выплачена в июне 2014 года.

В марте 2014 года, Департамент экологии по Атырауской области потребовал от Атырауского НПЗ уплатить экологический штраф в размере 23,8 млрд. тенге за вменяемое несанкционированное сжигание газа в факелах. Руководство считает данное требование необоснованным, и привлекло специалистов для проведения независимой проверки. В финансовой отчетности Атырауского НПЗ отсутствуют какие-либо оговорки по этому вопросу. В июне 2014 года Специализированный арбитражный суд области Атырау не удовлетворил иск. Областной прокурор и Экологический департамент области Атырау подали апелляцию на это решение, но в августе 2014 года апелляция была отклонена Кассационным судом, и иск был окончательно отклонен.

Экологическая проверка месторождения Кашаган

Во время добычи на месторождении Кашаган в 2013 году произошла утечка газа из трубопровода. В связи с данной утечкой Департамент экологии по Атырауской области провел внеплановую проверку NCOC (в качестве оператора по проекту) и Аджип ККО (его агента) за период с сентября 2013 по февраль 2014 год. В результате проверки были изданы акты, приказы и предписания в отношении факельного сжигания газа и выбросов, и были поданы иски о наложении административных штрафов за нарушение природоохранного законодательства и о возмещении ущерба в размере 55 млн. долларов США (из которых 9,3 млн. долларов США приходится на Компанию) и штрафы за загрязнение окружающей среды в размере 734 млн. долларов США (из которых 123,5 млн. долларов США приходится на Компанию). В соответствии с постановлением специализированного административного суда г. Атырау в мае 2014 года был уплачен административный штраф за нарушение природоохранного законодательства.

Иск о возмещении ущерба за загрязнение окружающей среды был отозван в августе 2014 года в связи с административными изменениями в администрации Департамента по экологии, однако нет никакой уверенности в том, что данный иск не будет возобновлен.

Руководство оценивает риск необходимости уплаты штрафа как «возможный» нежели как «вероятный», и, согласно требованиям МСФО, по состоянию на 30 июня 2014 года резерв на указанную сумму не создавался. Руководство полагает, что решение данных вопросов не окажет существенного влияния на финансовое состояние и результаты деятельности Компании.

Экологическая проверка ОМГ

24 января 2014 года компания ОМГ получила уведомление от Экологического департамента области Мангистау с требованием заплатить штраф в размере 212,6 миллионов тенге за экологический ущерб, причиненный чрезмерными выбросами отходов и загрязнением окружающей среды – в результате инспекции в период 2012-2013 годов. Компания ОМГ заявила, что это отходы прошлых лет, а, в соответствии с действующим законодательством, разрешение Экологического департамента необходимо получать только на удаление новых отходов. 7 февраля 2014 года ОМГ подала исковое заявление, которое было удовлетворено Специализированным административным судом области Мангистау. Решение суда может быть обжаловано прокуратурой, хотя апелляции по данному решению не принимаются.

19 февраля 2014 года Экологический департамент области Мангистау наложил административный штраф на компанию ОМГ за причинение ущерба окружающей среде в размере 327,9 млрд. тенге. Компания ОМГ подала апелляцию на это постановление в Специализированный межрайонный арбитражный суд области Мангистау. В итоге 6 марта 2014 года штраф был полностью отменен, а инспекция была признана незаконной. 22 апреля 2014 года Апелляционная коллегия судей

Областного суда Мангистау не удовлетворила апелляцию Экологического департамента области Мангистау. 25 июня 2014 года Кассационная коллегия судей Областного суда Мангистау поддержала решения судов низших инстанций.

Руководство компании OMG считает, что сумеет успешно отстоять свою позицию в случае любых дальнейших апелляций Экологического департамента области Магистау по данному вопросу.

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. По завершении целевой налоговой проверки в феврале 2012 года Налоговый комитет Министерства финансов вынес окончательное предписание, в соответствии с которым наложенные налоговые обязательства, административные штрафы и пени в связи с несвоевременной уплатой налогов были снижены до 4,6 млрд. тенге, 4,7 млрд. тенге и 2,9 6 млрд. тенге соответственно. Данное окончательное предписание было обжаловано РД КМГ в Налоговом комитете Министерства финансов, а все установленные суммы налогов были обжалованы в Специализированном межрайонном экономическом суде г. Астаны. 24 апреля 2014 года суд первой инстанции Специализированного межрайонного экономического суда г. Астаны отклонил апелляционную жалобу в полном объеме. 25 июля 2014 г. РД КМГ далее подало апелляционную жалобу в Апелляционную судебную коллегия по гражданским и административным делам суда города Астаны, где также было поддержано решение суда первой инстанции. РД КМГ планирует обжаловать и данное решение. По состоянию на 30 июня 2014 года Руководство создало резерв для уплаты налогов в размере 12,0 млрд. тенге, хотя надеется, что РД КМГ успешно обжалует непогашенные остатки, связанные с налоговым обложением.

Налоговая проверка ПККР

В сентябре 2013 года областные налоговые органы провели налоговую проверку ПККР за период с 2009 по 2012 гг. В результате проверки Налоговый комитет Министерства финансов вынес предписание об уплате штрафа за выбросы в окружающую среду в размере 10,7 млрд. тенге, а также сопутствующих штрафов и пеней в размере 8,8 млрд. тенге. ПККР планирует обжаловать данное решение. Однако руководство оценивает риск неблагоприятного рассмотрения данной жалобы как «вероятный», и резерв, доля Компании в котором составляет 6,4 млрд. тенге, признается в финансовой отчетности. Руководство полагает, что решение данных вопросов не окажет существенного влияния на финансовое состояние и результаты деятельности Компании.

Налоговая проверка КМГ ПМ

В июне 2012 года по результатам проведенной в 2012 году налоговой проверки деятельности КМГ ПМ 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 ПМ 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 по результатам аудита за 2012 год. В июле 2012 года КМГ ПМ обжаловал результаты налоговой проверки в налоговом комитете Министерства финансов Казахстана. В ноябре 2012 года КМГ ПМ подало апелляцию в Специализированный Межобластной Экономический Суд г. Астаны. Эта апелляция была отклонена. В феврале 2013 года КМГ ПМ обжаловало результаты налоговой проверки в судебной апелляционной коллегии в городском суде г. Астаны. 19 ноября 2013 г. Верховный Суд Республики Казахстан утвердил решения судов нижней инстанции, в связи с чем компания КМГ-ПМ оплатила дополнительные издержки, связанные с судебным производством.

Рассмотрение дел Rompetrol SA в международных судебных инстанциях

7 сентября 2006 г. следственный департамент по организованной преступности и терроризму инициировал уголовное производство в румынском суде общей юрисдикции в отношении действующего на тот момент председателя совета директоров и генерального директора и бывшего миноритарного акционера КМГ International (ранее – The Rompetrol Group N.V.) Дину Патрисиу, Александру Буска и десяти других лиц; они являются или являлись в соответствующий период чиновниками государственных органов Румынии, торговцами ценными бумагами (с наличием необходимых лицензий), биржевыми маклерами или бизнесменами. Разбирательство в суде ведется по ряду обвинений, среди которых: присвоение денег незаконным путем, «отмывание» денежных средств, торговля внутренней информацией, незаконные операции на рынках ценных бумаг. Ряд других обвинений составляет основу для официальных уголовных расследований, которые осуществляет следственный департамент по организованной преступности и терроризму при Прокуратуре Высшего кассационного суда юстиции.

В соответствии с судебным решением от 27 марта 2007 г. Министерство общественных финансов Румынии получило право участвовать в разбирательстве в качестве третьей стороны, вследствие чего Rompetrol SA (дочернее предприятие KMG International) выступила в уголовном разбирательстве в качестве стороны, потенциально несущей гражданскую, а не уголовную ответственность. Это означает, что в случае если обвинения прокуроров в отношении обвиняемых по уголовному делу будут удовлетворены, Rompetrol SA может понести солидарную ответственность вместе с обвиняемыми по уголовному делу в части возмещения убытков, нанесенных бюджету Румынии. В ноябре 2007 года Компания завершила приобретение KMG International. В ходе сделки Компании было известно об уголовном преследовании, в том числе, г-на Дину Патрисиу, являвшегося на тот момент председателем совета директоров и главным исполнительным директором, а также бывшим акционером KMG International, и г-на Александру Буска, бывшего финансового директора Rompetrol SA. Компании также было известно о судопроизводстве по соответствующим гражданским искам против Rompetrol SA. В ходе сделки и в переходный период г-н Патрисиу продолжал занимать пост главного исполнительного директора и члена правления KMG International вплоть до своего ухода в июне 2009 года, когда г-н Патрисиу отказался от обязанностей генерального директора KMG International, а в феврале 2010 г. – от обязанностей члена Правления KMG International (ранее – The Rompetrol Group N.V.). Г-н Буска продолжил оказывать услуги компании Rompetrol SA до смещения в 2009 году (официально договор с ним расторгнут в 2011 году). Для снижения возможных финансовых рисков Компания в рамках процесса приобретения обеспечила себе гарантии возмещения денежных убытков в этой связи на сумму до 200 млн. долларов США. Несмотря на уход г-ном Патрисиу с занимаемого поста и увольнение г-на Буска, компания Rompetrol SA не была освобождена от участия в судебном разбирательстве.

После обращения в Конституционный суд Румынии в сентябре 2010 г. рассмотрение дела было продолжено в сентябре 2011 г. в Бухарестском суде. 18 июля 2012 г. Бухарестский трибунал снял все обвинения со всех подсудимых, включая Дину Патрисиу и Александру Буска. Кроме того, Бухарестский трибунал отклонил иск Министерства общественных финансов Румынии в отношении компании «Ромпетрол». Данное решение было обжаловано прокуратурой.

7 октября 2014 г. румынский Апелляционный суд признал виновными по одному или более обвинению всех подсудимых, за исключением ныне покойного гражданина Патрисиу. Суд также постановил, что Rompetrol SA несет солидарную уголовную ответственность с Александром Буска и Петрича Грама. В связи с этим компании Rompetrol SA полагалось выплатить 58,5 млн долл. США, а также узаконенные проценты с января 2001 г. вплоть до полной выплаты причитающейся суммы Министерству общественных финансов Румынии. В продолжение данного решения суд наложил

обременение на акции Rompetrol SA вплоть до полной выплаты причитающейся суммы. Помимо этого, компания Rompetrol SA должна оплатить часть расходов на судебное производство.

Полный текст решения румынского Апелляционного суда нами еще не получен, однако в свете последних изменений в законодательстве за февраль 2014 года, решение является окончательным и подлежит приведению в исполнение. В то же время, Rompetrol SA может попытаться обратиться за исключительными средствами судебной защиты с целью обжаловать решение румынского апелляционного суда. После получения, Rompetrol SA планирует обжаловать это решение в Верховном суде Румынии. KMG International (как материнская компания Rompetrol SA) также намерена подать встречный иск против DP Holding (компания, ранее принадлежавшей г-ну Патричиу) и наследникам господина Патричиу, о компенсации, а также изучить возможные пути для переговоров с правительством Румынии о приостановлении процесса приведения в исполнение распоряжения румынского Апелляционного суда, пока Верховный суд Румынии не рассмотрит апелляционную жалобу и пока не будут использованы средства правовой защиты по международному праву.

Судебное разбирательство Rompetrol Rafinare и KazMunayGaz Trading AG

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 «Romptrol 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. у канадского поставщика Bioversel Trading Inc. («Bioversel»). Это постановление было выдано по требованию Европейского бюро по борьбе с мошенничеством. Компания «Rompetrol Rafinare» опротестовала этот штраф, обратившись за рассмотрением к Национальному агентству 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.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта, ни одна повторная проверка не была завершена. В июле 2013 года Апелляционная жалоба компании «Romptrol Rafinare» против вновь установленной суммы налогообложения была отклонена в первой инстанции. Рассмотрение апелляции по поводу данного решения проводилось в апреле 2014 года. Компания «Romptrol 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. На первоначальном этапе жалоба рассматривалась Верховным судом Румынии в феврале 2014 года. Следующее слушание назначено на 21 ноября 2014 года.

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 штрафа в размере 50 млн. румынских леев для получения санкции для установления новых сроков осуществления этого платежа, которая была предоставлена компетентным органом и была выплачена в 2013 году.

Следующий платеж был произведен компанией Refinare в 2013 году.

Параллельно, в сентябре 2012 года SC Bioromil SRL («Bioromil») начала разбирательство по делу KazMunayGaz Trading AG (ранее, Vector Energy AG) Лондонском арбитражном суде о взыскании части таможенных пошлин, наложенных на нее в связи с ввозом биодизеля между 2009 и 2010 гг. на сумму 106,0 млн. румынских лей, плюс косвенные убытки, проценты и издержки. Bioromil стремились ускорить формирование арбитража и слушание дела в связи с процедурой банкротства, которая якобы была инициирована в ее отношении на территории Румынии якобы из-за

принудительных действий со стороны румынских властей в отношении антидемпинговых и компенсационных пошлин, наложенных на компанию в связи с поставками биодизеля. Слушания по этому вопросу прошли в феврале 2013 года и в августе 2013 года, суд постановил компании KazMunayGaz Trading AG выплатить компенсационные налоги и антидемпинговые пошлины, понесенные BioGomoiл, плюс судебные издержки. Итоговая сумма согласно решению арбитража составила 33,6 миллиона долларов США. Данная суммы была оплачена компанией KazMunayGaz Trading AG в сентябре 2013 года.

В сентябре 2014 года, BioGomoiл направила дополнительное требование в Лондонский международный арбитражный суд о взыскании 376,5 млрд. румынский лей (примерно 85,5 млн. долларов США) плюс 0,5 млн евро в виде процентов, а также судебные издержки, которые компания якобы понесла в связи с биодизелем, который был продан ей компанией KazMunayGaz Trading AG. Основная часть заявленной суммы относится к контракту с Петротел-Лукойл, в то время как остальная часть относится к предполагаемой потере прибыли компанией BioGomoiл Automatic Stations (дочерняя компания BioGomoiл), потере субсидии и ряду более мелких претензий. Как ожидается, слушание по делу будет назначено на конец октября и состоится во второй половине 2015 года.

KazMunayGaz Trading AG подала встречный иск в 2012 году против Bioversel и ее аффилированных лиц в Лондонский международный арбитражный суд. В июле 2014 года, арбитражный суд пришел к выводу о том, что Bioversel и ее аффилированные лица несут ответственность перед KazMunayGaz Trading AG на сумму 72 млн. долларов США. После получения этого постановления, KazMunayGaz Trading AG начала исполнительное производство в Канаде. В зависимости от его результатов KazMunayGaz Trading AG может начать аналогичное производство и в других юрисдикциях против компании Bioversel, ее ассоциированных компаний, ее активов и директоров.

По результатам арбитражного разбирательства, основанного на схожих обвинениях, в мае 2014 года KazMunayGaz Trading AG было предписано выплатить 1 миллион долларов США в качестве возмещения ущерба в пользу OMV Petrom Marketing в связи с предполагаемыми потерями прибыли в связи с биодизелем, приобретенным компанией у KazMunayGaz Trading AG. KazMunayGaz Trading AG выплатила сумму присужденных убытков.

Антимонопольные разбирательства в отношении компании KMG International

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 сопровождалось изъятием определенного вида топлива с рынка в 2008 году. KazMunayGaz International N.V. (ранее – «Rompetrol Group») полагает, что все пункты обвинения являются по существу необоснованными и требовала от суда Румынии аннулировать штраф. В сентябре 2013 года Апелляционный суд отклонил иск компании «Rompetrol Downstream SRL» Компания «Rompetrol Downstream SRL» обжаловала данное решение в Верховном суде.

Руководство компании «Rompetrol Downstream SRL» полагает, что обладает убедительными доказательствами, которые позволят успешно оспорить данное решение.

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 30 июня 2014 года в Программе страхования принимали участие РД КМГ, КТО, ИЦА, а также КМГ ПМ и его дочерние предприятия, включая Атырауский НПЗ, АО «Павлодарский нефтехимический завод», Шымкентский НПЗ и «КазМунайТениз». Собственная страховая компания Компании «Kazakhstan Energy Reinsurance Company Ltd.» (KERС) отвечает за реализацию Программы страхования и удовлетворение страховых потребностей Компании. KERС 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. Компания потратила 986,1 млн. тенге на обслуживание и дальнейшую модернизацию своих ИТ систем в 2013 году и 226,4 млн. тенге на обслуживание и дальнейшую модернизацию своих ИТ систем за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года. В 2014 году Компания выделила 2 559,5 млн. тенге на обслуживание и модернизацию своих ИТ систем, из которых 556,4 млн. тенге было потрачено по состоянию на дату выпуска настоящего Базового проспекта.

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 недропользование».

В соответствии со ст. 68 и 69 Экологического кодекса Республики Казахстан, Компания также обязана получать экологическое разрешение, предусматривающее определенные уровни допустимого экологического загрязнения. На Компанию распространяются ограничения по атмосферным выбросам, водопользованию и сбросу сточных вод, утилизации отходов, воздействию на дикуую 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			2011
	2012	2013	2012	
			(млн. тенге)	
РД КМГ	2 593	3 602	1 3812,593	1,381
ТШО	24 433	36 028	19 62924,433	13
				27919,629

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 17,5 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2013 года.

Для получения более подробной информации о судебных разбирательствах, связанных со сжиганием газа, а также с другими делами по вопросам экологии, в которых Компания была задействована, см. «Бизнес—Судебное разбирательство—Дела, связанные со сжиганием газа», а также «Бизнес—Судебное разбирательство —Экологическая проверка проекта “Кашагана”», «Бизнес—Судебное разбирательство—Экологическая проверка OMG». См. также примечание 30 к промежуточному финансовому отчету.

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 3,5 млрд. за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, 6,1 млрд. тенге за год, который завершился 31 декабря 2012 года, 5,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2011 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, (б) 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 Проспекта не изменилось.

Хранение серы

На месторождениях ТШО высокое содержание сероводорода. В процессе добычи нефти и газа с высоким содержанием сероводорода требуется дополнительная переработка с целью конвертирования сероводорода в свободную серу, которая является полезным продуктом. Свободная сера хранится в комковой форме до момента продажи. По оценкам ТШО, на 31 декабря 2013 года в комковой форме ею было складировано 1,1 млн. тонн (по сравнению с 2,7 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2012 года и 4,1 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2011 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 3,8 млн. тонн серы третьим лицам в 2011 году, 3,5 млн. тонн в 2012 году и 3,9 млн. тонн в 2013 году. ТШО ожидает, что объем продаж в 2014 году составит 2,4 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 ЦППН»). В ноябре 2003 года МООС одобрило план утилизации РД КМГ по очистке озера Узень и амбара ЦППН. Дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании в совокупности потратили 12,2 млн. тенге, 17,1 млн. тенге и 21,6 млн. тенге в годы, которые завершились 31 декабря 2013, 2013 и 2011 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. В феврале 2014 г. АО «Самрук-Казына» расширило свою «Программу преобразования бизнеса», согласно которой фирмы, входящие в группу «Самрук-Казына», включая Компанию, должны достичь большей финансовой и производственной эффективности, освоить международные стандарты и передовые достижения производства, поощрять диверсификацию экономики и социальную ответственность в Казахстане, при этом стремясь к повышению ценности фирм, входящих в группу «Самрук-Казына». Данная стратегия включает в себя целесообразное назначение и продвижение по службе сотрудников, имеющих опыт работы в промышленных и международных компаниях, а также знания и навыки работы в управляющих структурах соответствующих компаний. В марте 2014 г. рамках данной «Программы преобразования бизнеса» г-н Куиджлаарс, занимавший с 2006 г. должность независимого директора совета директоров, был назначен председателем совета директоров. Г-н Куиджлаарс имеет большой опыт работы в сферах международного управления, финансов, консультирования и энергетики и в горнодобывающей промышленности. Кроме этого, в апреле 2014 г. на должность первого заместителя председателя правления был назначен г-н Хопкинсон. Оба сотрудника обладают значительным опытом работы в международных нефтегазовых предприятиях. См. разделы «*Совет директоров*» и «*Правление*».

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 31 июля 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 7 членов, четверо из которых - г-да Куйлаарс, Лэйн, Баймуратов и Уолтон - рассматриваются в качестве независимых директоров.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Совета директоров компании входят следующие лица:

<u>Ф.И.О.</u>	<u>Возраст</u>	<u>Впервые назначен</u>	<u>Срок истечения полномочий</u>	<u>Должность</u>
Куйлаарс Франк	5056	2006	20142017	Председатель совета директоров Компании, независимый директор, независимый директор АО «Народный банк Казахстана, управляющий директор Eureka (Energy) Ventures B.V.
Мынбаев Сауат	4752	2012	20142017	Председатель правления Компании, член совета директоров Компании
Лэйн Питер	6768	2008	20142017	Член совета директоров Компании, независимый директор, председатель Corlan Limited , председатель Stratheam Capital Limited
Баймуратов Ерлан	5455	20062014	20142017	Член совета директоров Компании, независимый директор, председатель правления АО «Баян Сулу» и АО «АзияАгроФуд», независимый директор АО «КазАгроХолдинг», член наблюдательного совета АО «Самрук-Казына»
Уолтон Крис	57	2014	2017	Член совета директоров Компании, независимый директор, председатель правления Asia Resource Minerals Plc и Goldenport Holdings, независимый директор и член совета директоров NC KYZH, независимый председатель совета директоров Lothian Buses Plc.
Едербай Даурен	5247	20112014	20142017	Член совета директоров Компании, заместитель председателя правления АО «Самрук-Казына», председатель правления ТОО «Объединенная химическая компания»
Рахметов Нурлан	6349	2012	20142017	Член совета директоров Компании, управляющий директор и член правления АО «Самрук-Казына», председатель совета директоров АО «Казпочта»

Куйлаарс Франк. Родился в 1958 г., имеет степень магистра права, закончил аспирантуру в Институте банковских и страховых компаний Голландии и в Кембриджском университете. Он начал трудовую деятельность в 1984 г. в банке «ABN AMRO». В 1990 г. г-н Куйлаарс стал начальником Департамента корпоративных и инвестиционно-банковских услуг в Бельгии. В 1994 г. - региональный менеджер в Сан-Пауло, Бразилия. В 1995-1999 г.г. г-н Куйлаарс работал менеджером по России и Аргентине. В 2001 г. он стал членом наблюдательных советов «ABN AMRO» в России, Казахстане и Узбекистане. В 2000-2003 г.г. г-н Куйлаарс 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. г-н Куйлаарс – начальник Международного отраслевого управления «ABN AMRO», координирующего работу нефтегазовых отделений «ABN AMRO» по всему миру. В 2006 г. назначен членом Совета директоров «КазМунайГаз». Г-н Куйлаарс является управляющим директором компании «Eureka (energy) Ventures B.V.», консультативного и инвестиционного бутика, специализирующегося в области энергетики, природных ресурсов и экологически чистых технологий, а также входит в советы директоров нескольких компаний, работающих на развивающихся рынках. Также является членом Отраслевого консультативного совета Европейской Энергетической Хартии. В 2006 г. г-н Куйлаарс был назначен на должность независимого директора совета директоров Компании. В марте 2014 г. г-н Куйлаарс стал председателем совета директоров 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 г-н Мынбаев 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 он занимал должность президента Республиканской строительной биржи «Казахстан». С 1992 по 1995 год г-н Мынбаев - первый заместитель Председателя Правления акционерного банка «Казкоммерцбанк». С 1995 по 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 г-н Мынбаев 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 г-н Мынбаев являлся Президентом 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, с 2010 по июль 2013 года был Министром нефти и газа Республики Казахстан. Г-н Мынбаев стал Председателем Правления Компании в июле 2013 года. Г-н Мынбаев 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. г-н Лэйн - 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. г-н Лэйн - 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. г-н Лэйн - Председатель Совета директоров и генеральный директор компании «A1 Holdings Inc.». В 2002 г. стал Исполнительным Председателем Правления компании «Campi & Co Ltd.» и работает в этой должности на дату выпуска настоящего Базового проспекта. В 2004 году он основал компанию «Exchange Insurance Company Inc.», где работал генеральным директором до 2007 г. Г-н Лэйн был председателем Правления компании «Fishergate Limited» и Исполнительным председателем компании «Strathearn Capital Limited» с 2008 и 2009 г. соответственно. На свою текущую должность в Компании был назначен в июне 2008 г.

Баймуратов Ерлан. Родился в 1959 году. В 1981 году окончил Алма-Атинский институт народного хозяйства по специальности инженер-экономист, в 1988 году получил степень кандидата

экономических наук. С 1981 по 1991 годы работал в исследовательских институтах Государственного планового комитета Казахской ССР, занимая различные должности, в том числе инженера и ученого секретаря. С 1991 по 2004 годы г-н Баймуратов работал в банковском секторе, в должностях от начальника отдела до заместителя председателя Туран Банка, Председателя Правления Алем Банка, Председателя Правления Алматинского коммерческого банка и первого заместителя председателя Народного банка. В настоящее время он является Председателем Правления АО «Баян Сулу», Председателем Правления АО «АзияАгроФуд», неисполнительным директором АО «НК «Актауский международный морской торговый порт» и членом Наблюдательного совета ТОО «Самрук-Казына Инвест». Г-н Баймуратов был впервые назначен в состав Совета директоров Компании в 2014 году.

Уолтон Крис. Родился в 1957 году. Окончил Университет Западной Австралии со степенью бакалавра гуманитарных наук в области политологии, получил степень магистра бизнес-администрирования (МВА). С 2011 года занимал должность Председателя компании «Lothian Buses», а впоследствии – Старшего независимого директора и председателя комитета по аудиту компании «Rockhopper Exploration». Г-н Уолтон был финансовым директором компании «EasyJet» и занимал руководящие финансовые и коммерческие должности в компаниях «Qantas», «Air New Zealand», «Australia Post and Australian Airlines». Также служил в резерве Австралийской армии. В настоящее время занимает пост Председателя компании «Asia Resource Minerals» и «Goldenport Holdings». Г-н Уолтон также является председателем комитета по аудиту «Казахстан темиржолы», неисполнительным членом комитета по аудиту и рискам Министерства культуры, средств массовой информации и спорта Великобритании, а также неисполнительным директором и членом совета Британского института директоров. Г-н Уолтон был впервые назначен в состав Совета директоров Компании в 2014 году.

Едербай Даурен. Родился в 1977 году. В 1998 году окончил Казахскую государственную академию управления по специальности международный экономист. С 1998 по 2001 годы работал главным специалистом, заместителем министра экономики и торговли Республики Казахстан. В 2001-2002 гг. г-н Едербай работал советником заместителя премьер-министра Республики Казахстан. В 2002-2003 гг. – консультант Азиатского банка развития, заместитель директора в Министерстве финансов Республики Казахстан и консультант Управления делами Президента Республики Казахстан. В 2003-2004 гг. г-н Едербай работал заместителем председателя Инвестиционного комитета Министерства промышленности и торговли Республики Казахстан. С 2004 по 2007 годы он занимал должность Первого заместителя генерального директора АО «SAT & Company». В 2007-2008 гг. г-н Едербай был Президентом «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.», перед тем как стать Генеральным директором этой компании в 2008-2009 гг. С 2009 по 2013 годы г-н Едербай работал Председателем Правления АО «United Chemical Company». В настоящий момент он является заместителем Председателя Правления АО «ФНБ «Самрук-Казына», Председателем Совета директоров АО «НАК «Казатомпром» и Председателем Наблюдательного совета АО «United Chemical Company». Г-н Едербай был впервые назначен в состав Совета директоров Компании в 2014 году.

Рахметов Нурлан. Родился в 1965 году. В 1987 году окончил Московский государственный университет, кандидат физико-математических наук. С 1990 по 1991 год – 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 планово-финансового отдела, финансовый директор компании «Бутя». 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 по 2011 год - Управляющий директор «Самрук-Казына». С 2011 по 2014 гг. г-н Рахметов был Управляющим директором и членом Правления «Самрук-Казына». Г-н Рахметов был впервые назначен в состав Совета директоров Компании в 2012 г.

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>
Лэйн Питер	Председатель Комитета по аудиту, независимый директор Компании
Куйлаарс Франк	Председатель совета директоров, Независимый Директор Компании
Уолтон Крис	Независимый Директор Компании

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	Председатель совета директоров, Независимый Директор Компании
Уолтон Крис	Независимый Директор Компании

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 четырех 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 совета директоров, Председатель Финансового комитета, Независимый Директор Компании
Лэйн Питер	Независимый Директор Компании
Рахметов Нурлан	Управляющий Директор и член Правления «Самрук Казына»
Уолтон Крис	Независимый Директор Компании

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
Уолтон Крис	Председатель Комитета по стратегиям и инновациям, Независимый Директор Компании
Куйлаарс Франк	Председатель совета директоров, Независимый Директор Компании
Лэйн Питер	Независимый Директор Компании
Баймуратов Ерлан	Независимый Директор Компании

Служебным адресом каждого члена Совета Директоров и Комитетов Совета директоров является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19.

Правление

В ноябре 2013 г. Совет директоров Компании утвердил новую организационную структуру Компании, в соответствии с которой руководители каждого из ключевых дочерних предприятий Компании («КТО», «КТГ» и «КМГ») были назначены членами Правления Компании. Эта реорганизация призвана централизовать функции управления Группой и устранить дублирующие функции, выполняемые в дочерних компаниях и на уровне Группы. В рамках этой новой организационной структуры совет директоров Компании постановил расширить состав правления до двенадцати членов, каждый из которых назначается на пятилетний срок.

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 12 членов. Совет директоров назначает членов Правления. Действующие члены Правления были назначены в ноябре 2013 г., за исключением Председателя Правления, который был назначен в июле 2013 года, а также за исключением Кайрата Нурахметова и Саймона Кристофера Хопкинсона, которые были назначены, соответственно, феврале и апреле 2014 года. 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
Мынбаев Сауат	51	Председатель Правления, член Совета директоров
Саймон Кристофер Хопкинсон	46	Первый заместитель председателя Правления
Берлибаев Данияр	45	Заместитель председателя Управляющего совета по корпоративному развитию
Шманов Нуртас	57	Заместитель председателя Управляющего совета по проектам оказания услуг
Тиесов Данияр	43	Заместитель председателя Управляющего совета по нефтепереработке и нефтехимии и Генеральный директор KGM RM
Жангаулов Ержан	46	Управляющий директор по правовым вопросам
Нурахметов Кайрат	38	Управляющий директор по неоперационным производственным активам, член Управляющего совета
Тимур Бимагамбетов.....	59	Заместитель председателя Управляющего совета по операционным производственным активам
Курмангазы Исказиев	49	Управляющий директор по геологии
Каиргельды Кабылдин	61	Заместитель председателя Управляющего совета по транспортировке нефти
Серик Султангали.....	61	Заместитель председателя Управляющего совета по траспортировке и маркетингу газа
Тимур Бимагамбетов.....	59	Заместитель председателя Управляющего совета по операционным производственным активам

Киинов Ляззат.Мынбаев Сауат. 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». С 2011 по 2013 год работал управляющим директором по газовым проектам и членом Управляющего совета компании. В 2013 году был назначен заместителем председателя Управляющего совета по корпоративному развитию. С 2011 года также выступал в роли члена Совета директоров компании КТГ и Председателя Совета директоров компаний КТГ-Aimak, ICA and КТГ-Almaty.

Саймон Кристофер Хопкинсон. Г-н Хопкинсон родился в 1967 году и получил степень бакалавра по прикладной физике Сент-Эндрюсского университета. С сентября 2006 года по июнь 2009 года работал генеральным директором Imperial Energy Group. С октября 2009 года по август 2010 года находился на должности вице-президента ТНК-ВР. С октября 2010 года по апрель 2011 года был главным вице-президентом BG Group в северной Африке. Затем стал генеральным директором International Petroleum. Был назначен первым заместителем председателя Управляющего совета компании в апреле 2014 года.

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. Г-н Шманов также является Председателем Совета директоров «Kazmortransflot Ltd», членом Совета директоров ОАО «КТК» и Председателем Наблюдательного совета ОАО «ТрансКаспий». В 2012 году его назначили на должность заместителя председателя Правления сервисным проектам Компании.

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 г-н Тиесов 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 сентябре 2006 года был назначен заместителем генерального директора JSC Trading House KazMunayGas, где отвечал за производство, и занимал этот пост до июня 2009 года. В 2009 году занял должность председателя совета директоров JSC Trading House KazMunayGas. В июне 2009 года был назначен заместителем председателя Управляющего совета по нефтепереработке и нефтехимии компании. В августе 2013 стал Генеральным директором нефтепереработки и маркетинга, и с ноября 2013 года он работал заместителем председателя Управляющего совета компании. Является членом Совета директоров KMG International и членом Наблюдательного совета Atyrau Refinery LLP.

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. В 2006 году назначен исполнительным директором по юридическим вопросам Компании. С 2009 года по июль 2012 года занимал пост был исполнительного директора по правовым вопросам компании. С июля 2012 по ноябрь 2013 года был главой юридического департамента компании «KMG». Является членом Совета директоров компании «РД КМГ» и управляющим директором по правовым вопросам компании «KMG».

Нурахметов Кайрат. Родился в 1976 году. В 1999 году окончил Университет Джона Хопкинса по специальности «международная экономика и международные отношения». С 1999 по 2001 годы работал начальником сектора стратегического планирования и внешних связей ЗАО «ННК «Казахойл». В 2001-2002 гг. работал в «КТГ». С 2002 по 2010 годы работал руководителем проектов экономического отдела Карачаганакского проекта, заместителем директора Карачаганакского проекта и Главным менеджером Отдела Карачаганакского проекта Компании. С 2011 по 2013 годы был Генеральным директором компании «PSA». С августа 2013 года является управляющим директором по неоперационным добывающим активам Компании и курирует крупные проекты Компании, в том числе Тенгиз, Северный Каспий и Карачаганак. С 2014 года является членом Управляющего совета Компании.

Серик Султангали. Г-н Султангали родился в 1953 году и в 1977 году окончил Казахский политехнический институт им. В.И.Ленина. С сентября 2007 года по январь 2009 года работал председателем Управляющего совета компании «SEC Zhetysu». Занимал должность Генерального директора компании «JSC КТГ» с января 2010 года по февраль 2011 года. С февраля 2011 года по август 2012 года был представителем единственного акционера Компании. С августа 2012 года работал в качестве Генерального директора компании «JSC КТГ», являясь одновременно членом Совета директоров компании «JSC КТГ». В ноябре 2013 года был назначен заместителем председателя правления по транспортировке и маркетингу газа Компании.

Каиргельды Кабылдин. Г-н Кабылдин родился в 1953 году и в 1975 году получил степень Казахского политехнического института им. В.И.Ленина по системному инжинирингу. Работал управляющим директором по транспортной инфраструктуре и проектам оказания услуг Компании. Был вице-президентом Компании и членом Управляющего совета Компании с июля по сентябрь 2007 года. С марта по июль 2007 года он занимал должность члена Совета директоров компании «JSC СРС-Ј». До ноября 2007 года был председателем Совета директоров компании «JSC СРС-К». С сентября 2007 года по август 2008 года занимал должность заместителя председателя Управляющего совета компании «JSC Samruk» и председателем Совета директоров Компании. С октября 2008 года по март 2010 года был председателем Совета директоров компании «РД КМГ». С августа 2008 года по октябрь 2011 года работал председателем Совета директоров Компании. С октября 2011 года был Генеральным директором и председателем Управляющего совета компании «КТО». Кроме того, с ноября 2013 года является заместителем председателя Управляющего совета по транспортировке нефти Компании.

Курмангазы Исказиев. Г-н Исказиев родился в 1965 году и в 1977 году окончил Казахский политехнический институт им. В.И.Ленина. С апреля 2004 года по август 2006 года был заместителем директора департамента геологии и развития компании «РД КМГ». С сентября 2006 года по январь 2008 года работал директором департамента геологии и развития компании «РД КМГ». С января по февраль 2008 года занимал должность Исполнительного директора по добыче

нефти и газа Компании. Работал управляющим директором по геологии, геофизике и резервуарам Компании с февраля 2008 года по июнь 2009 года. С июня 2009 года по февраль 2012 года занимал пост главного геолога Компании. С февраля 2012 года по ноябрь 2013 года был заместителем председателя Управляющего совета по геологии и перспективным проектам Компании. С ноября по декабрь 2013 года работал заместителем председателя правления Управляющего совета по неоперационным производственным активам. С декабря 2013 года занимает должность управляющего директора по геологии Компании.

Тимур Бимагамбетов. Г-н Бимагамбетов родился в 1954 году и в 1978 году окончил Казахский политехнический институт им. В.И.Ленина. Работал директором департамента морской и береговой инфраструктуры Компании с марта 2002 года по апрель 2003 года. После этого занял должность заместителя Генерального директора по производству Компании. С июля 2005 по май 2007 года занимал пост исполнительно директора «КазМунайТениз». Занимал должность Генерального директора компании «Kurmangazy Petroleum» с мая 2007 года по март 2008 года, после чего стал исполнительным директором Компании до января 2009 года. С января 2009 года по февраль 2012 года выступал в роли Генерального директора компании «N Operating Company LLC», а с февраля 2012 года по ноябрь 2013 года – в роли заместителя председателя правления Управляющего совета по техническому развитию и производству Компании. С ноября 2013 года был заместителем председателя правления Управляющего совета по операционным производственным активам Компании.

Ардак Касымбек. Г-н Касымбек родился в 1977 году. Окончил Казахский национальный университет им. аль-Фараби и Школу бизнеса Касс в 1998 и 2001 годах соответственно. Г-н Касымбек присоединился к группе в сентябре 2002 года в качестве главного менеджера департамента корпоративных финансов Компании. Работал в этой должности до апреля 2003 года. Затем работал главным менеджером департамента проектного анализа и корпоративных финансов компании до ноября 2004 года. С ноября 2004 года по февраль 2005 года был главным финансовым директором директората компании «Atyrau Refinery LLP». С февраля 2005 года по июнь 2006 года занимал должность заместителя директора департамента по корпоративным финансам Компании. С июня 2006 года по август 2007 года работал заместителем директора компании «KMG Kashagan B.V., Astana», занимая одновременно пост заместителя Генерального директора по экономике и финансам компании «KazMunayTeniz». С декабря 2008 года по июнь 2009 года был управляющим директором по корпоративному развитию Компании. С июня 2009 года по март 2012 года был Генеральным менеджером по корпоративным финансам и управлению активами Компании. Работал директором по корпоративным финансам и управлению активами Компании в марте 2012 года. С июля 2012 по ноябрь 2013 года занимал пост заместителя председателя правления Управляющего совета по экономике и финансам Компании. С ноября 2013 года является Управляющим директором по экономике и финансам 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, Мынбаев Сауат, был назначен решением Совета Директоров в июле 2013 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 [*Пожалуйста, обновите*]:

Ф.И.О.	Должность в Компании
Утембаева Айжан	Руководитель службы внутреннего аудита
Кайролла Нургуль	Заместитель руководителя службы внутреннего аудита
Ербол Мусаев	Заместитель руководителя службы внутреннего аудита
Интыкбаев Дамиржан	Менеджер
Кошкарар Жеткен	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
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
Хагимова Камшат	Старший внутренний аудитор
Шаяхметова Акмарал	Старший внутренний аудитор
Алтынбеков Айдос	Старший внутренний аудитор
Дюсупжанова Гульназ	Старший внутренний аудитор
Ермухан Айдар	Старший внутренний аудитор
Мергенова Гульшат	Старший внутренний аудитор
Сартеменов Дастан	Старший внутренний аудитор
Бафубаева-Мамутова Айгуль	Внутренний аудитор
Хасанов Сауле	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 3 099,8 млн тенге за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года; 2 564,1 млн тенге за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года; 5 372,3 млн тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 года; 4 308,9 млн. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 года и 4 347,7 млн. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 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 апреля 2013 г., уставный капитал Компании 30 июня 2014 г. составил 550 309,0 млрд. тенге, состоял из 525 785 676 обыкновенных акций с меняющимися номиналами, все из которых являются акциями, выпущенными в обращение. Смотрите Примечание 14 к Промежуточному финансовому отчету и Примечание 18 к Финансовому отчету за 2013 г.

В 2013 году «Самрук-Казына» приняла новую политику в области дивидендов. Она предполагает использование дифференцированного подхода к дивидендам различных подразделений «Самрук-Казына» в зависимости от их прибыльности и объема инвестированных средств. В соответствии с этой политикой, все подразделения, в которых «Самрук-Казына» имеет контрольную долю, включая Компанию, должны выплачивать дивиденды в размере не менее 30% от величины их чистой годовой прибыли с учетом вычетов издержек на реализацию соответствующих социальных и инвестиционных проектов компании.

Компания объявила о дивидендах за год по 31 декабря 2013 года в общей сумме 143,2 млрд. тенге, что составляет 15% от объема чистой прибыли Компании за год в связи со значительными капиталовложениями и инвестиционными планами, реализуемыми Компанией, а также в связи с приближением 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 финансов, Министр экономики и бюджетного планирования, 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.

В июле 2014 года Компания подтвердила, что она сделала предварительное предложение независимым директорам компании «РД КМГ» о покупке акций компании «РД КМГ», которые ей уже не принадлежат, за 18,5 доллара США за ГДР/20 393 тнеге за акцию (или 2,8 млрд. доллара США в совокупности). Данная цена предложения включает премию в размере 15,05% на цену РД КМГ за акцию (16,08 доллара США на конец рабочего дня 21 июля 2014 года), а также премию в размере 40,70% за вычетом денежных средств за одну ГДР в размере 10,13 доллара США). Компания полагает, что предложенная цена является справедливой и в полной мере отражает стоимость РД КМГ, предлагая миноритарным акционерам РД КМГ реализовать премию денежными средствами. Компания уважает независимость РД КМГ и ее миноритарных акционеров, поэтому задачей Компании являлось и продолжает оставаться желание заключить предлагаемую сделку с независимыми директорами РД КМГ. Обсуждения остались, по сути, на предварительном уровне, и на дату Базового Проспекта не ясно, будет ли такая оферта и, если будет, то на каких условиях. Обсуждение по-прежнему находится на предварительной стадии, и на дату этого Базового проспекта нет гарантий того, что предложение будет сделано, а также нет окончательной информации о том, какие условия оно может содержать.

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 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:
 - (ii) 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;
 - (iii) 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;
 - (iv) 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
 - (v) в иных случаях при получении письменного согласия РД КМГ при условии, что РД КМГ обязуется, что будет иметь право предоставить такое согласие только в том случае, если оно будет одобрено на заседании Совета директоров РД КМГ большинством независимых неисполнительных директоров, присутствовавших на таком заседании и одобривших такое согласие.

Если Государством будет принято решение о продаже или передаче контрольной доли участия в любом праве недропользования в отношении наземных месторождений углеводородов в Казахстане или любых нелицензированных разведочных площадей, месторождений или блоков в связи с правом разведки и добычи, принадлежащим или контролируемым Правительством, Министерством энергетики или Компанией (далее - «Новый наземный нефтяной интерес»), то Компания по запросу РД КМГ представит в Министерство энергетики 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 от 2010 года, см. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане - Преимущественное право Государства и регулирование прав недропользования*») принимает решение осуществить свое преимущественное право на приобретение доли в любом праве недропользования или активе в отношении наземных месторождений углеводородов в Казахстане или долю собственности или иную долю участия в любом юридическом лице (учрежденным в РК или за ее пределами), которому принадлежит (полностью или частично) такое право недропользования или актив (кроме Нового наземного нефтяного интереса) (далее - «Существующий наземный нефтяной актив»), в приобретении которого РД КМГ выразило заинтересованность, то Компания должна предпринять разумные усилия для обеспечения того, чтобы Правительство осуществило такое преимущественное право от имени РД КМГ, и РД КМГ приобрело такой Существующий наземный нефтяной актив. Если Компания примет решение об отчуждении контрольной доли участия в любом ином Существующем наземном нефтяном активе, принадлежащем Компании, в отношении приобретения которого РД КМГ выразило заинтересованность, то Компания должна сначала предоставить РД КМГ преимущественное право на приобретение такого Существующего наземного нефтяного актива по справедливой рыночной стоимости. Если Компания и РД КМГ не смогут договориться об условиях такого приобретения, Компания должна выставить такой Существующий наземный нефтяной актив (в размере не меньшем, чем та часть, которая была предложена РД КМГ) на аукцион для продажи заинтересованным лицам, при этом РД КМГ будет иметь право подать ценовое предложение, соответствующее предложению победителя, и приобрести до 50% такого Существующего наземного нефтяного актива. Если Компания не продаст контрольную долю участия в любом Существующем наземном нефтяном активе (посредством осуществления преимущественного права РД КМГ, на аукционе или иным образом), и впоследствии РД КМГ обратится к Компании с предложением о продаже такого Существующего наземного нефтяного актива, Компания должна добросовестно рассмотреть такое предложение (без обязанности продавать такой Существующий наземный нефтяной актив РД КМГ).

- Компания приложит все разумные усилия, чтобы обеспечить, что РД КМГ продолжит пользоваться практически на тех же условиях транспортной инфраструктурой, используемой членами Компании, в течение всего срока действия Сервисного соглашения. В частности, Компания должна обеспечить следующее в отношении самой себя, а также приложить все разумные усилия к тому, чтобы любые третьи лица могли предпринять любые действия требуемые от них:

(vi) 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;

(vii) 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

(viii) 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:

(ix) 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;

(x) 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

(xi) 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.

Договоры поставки на Атырауский НПЗ

Будучи собственником Атырауского НПЗ, КМГ ПМ в соответствии с Правилами С-К обязан проводить ежегодный конкурс на поставку сырой нефти для переработки на Атырауском НПЗ. В соответствии с Договором о взаимоотношениях, РД КМГ обязалось принимать участие в ежегодных конкурсах по закупке сырой нефти до 2015 г.

РД КМГ и Компания договорились, что такое участие РД КМГ будет осуществляться на следующих условиях:

За 2006 - 2010 года, согласно Соглашению о взаимоотношениях, РД КМГ был обязан продать до 1,9 миллионов тонн нефти в год, если такое потребуется Атырауским НПЗ. За 2011 – 2015 г.г., сумма,

которую РД КМГ обязана предоставить согласно Соглашению о взаимоотношениях, определяется на ежегодной основе.

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.

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 истек в 2013 году.

Агентское соглашение КМГ ПМ

Взаимоотношения, установленные Агентским соглашением, были прекращены с вступлением в силу с 30 апреля взаимным согласием обеих сторон после реструктуризации КМГ ПМ. В соответствии с Правилами С-К, Агентское соглашение между РД КМГ и КМГ ПМ 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 ПМ предоставить КМГ ПМ плановые годовые объемы экспортных продаж сырой нефти через КМГ ПМ, одобренные VYU по Агентскому соглашению. РД КМГ также должен представлять КМГ ПМ одобренные Министерством энергетики 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 ПМ 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 ПМ. Каждый договор купли-продажи, подписанный КМГ ПМ 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 ПМ, РД КМГ должен был оплатить КМГ ПМ комиссионное вознаграждение в размере 75 тенге (+НДС) за 1 тонну сырой нефти, проданной на экспорт КМГ ПМ. Эта сумма подлежала оплате ежемесячно по получению РД КМГ счета КМГ ПМ и подлежит пересмотру каждые 6 месяцев. РД КМГ также отвечал за оплату расходов КМГ ПМ, понесенных при выполнении его агентских функций по Агентскому соглашению. С 1 мая 2012 года РД КМГ прямо экспортировало добытую сырую нефть.

Отношения между Компанией и ТШО

Между ТШО и его партнером, включая Компанию и Правительство, заключено несколько существенных договоров. Эти договоры предусматривают ряд существенных прав, в т.ч. соглашение между ТШО и Правительством по налогам и роялти, положения по стабильности экономического положения в отношении изменений налогового режима и соглашение, предоставляющее ТШО право экспортировать свою продукцию и получать и держать свои доходы в твердой валюте на оффшорных счетах.

Учредительный договор

Учредительный договор о создании ТШО был заключен 2 апреля 1993 г. (последние изменения и дополнения внесены 13 октября 2004 г.) между Компанией, «Chevron Overseas», «LukArco» и «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.». Учредительный договор предусматривает следующие цели деятельности ТШО: освоение углеводородных ресурсов и разведка, добыча, переработка, хранение, транспортировка, экспорт и продажа углеводородов, нефтепродуктов и серы. Срок действия Учредительного договора - 40 лет.

Учредительный договор может быть расторгнут до истечения срока действия в следующих случаях: (a) по взаимному согласию участников; (b) неплатежеспособность товарищества или выход одного из участников в соответствии с Учредительным договором; (c) банкротство, ликвидация или аналогичные события, затрагивающие одного из участников; (d) нарушение одним из участников какого-либо существенного обязательства по Учредительному договору, с соблюдением срока устранения нарушения; (e) изменение контроля, слияние, объединение или реорганизация одного из участников или любого лица, контролирующего любого из участников, за исключением того, что (i) изменение контроля не будет считаться наступившим, если Компания или любое казахстанское юридическое лицо, контролирующее Компанию, будет приватизировано, реструктурировано, поглощено, объединено, реорганизовано или учреждено таким образом, что никому кроме Правительства не будет прямо или косвенно принадлежать более 10% 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 (a) заседаний Совета партнерства или (b) заседаний участников с целью решения вопросов, отнесенных к их компетенции согласно законодательству. Совет партнерства состоит из 8 членов: 3 членов назначаются «Chevron Overseas», 2 - Правительством (в случае отсутствия такого назначения - Компанией); 2 - «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» и 1 - «LukArco». Генеральный директор и заместитель генерального директора ТШО являются неофициальными членами Совета партнерства. Если не согласовано иное, Правительства (в случае отсутствия выдвижения - Компания) предлагает (на голосование) кандидатуру Председателя Совета партнерства, однако Председатель не имеет полномочий представлять ТШО.

Учредительный договор предусматривает, что заседания Совета партнерства проводятся в офисах ТШО не реже одного раза в квартал, если Совет партнерства не примет иное решение. На любых заседаниях Совета партнерства должен иметься кворум не менее 81% долей участия ТШО. Каждый участник имеет один голос, вес которого соответствует его доле участия. Все решения Совета партнерства принимаются не менее 81% долей участия в ТШО кроме следующих шести фундаментальных вопросов, решения по которым должны приниматься единогласно:

- закрытие, ликвидация или прекращение деятельности ТШО, назначение конкурсного управляющего или ликвидатора или заключение любого компромиссного соглашения с кредиторами;
- начало любого нового вида деятельности, торговая деятельность под любым другим фирменным названием кроме «Генгизшевройл» или прекращение кого-либо вида деятельности ТШО;
- любая продажа, передача, аренда, лицензия, право пользования или распоряжения всем или существенной части бизнеса, обязательств или активов ТШО;
- любая консолидация, слияние, приобретение или отчуждение любого участия в любом другом лице или приобретение статуса участника любого другого товарищества;
- подача заявки на получение любой лицензии на разведку или добычу или отказ от такой лицензии или отказ от любой лицензионной территории; и
- заключение или изменение любого кредитного соглашения с участником или 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% долларového 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 4 077,0 млн. тенге. ТОО «PSA» отвечает за соглашения о разделе продукции, относящиеся к Северо-Каспийскому проекту (месторождения Кашаган), Карачаганакскому и месторождению Дунга соответственно. ТОО «PSA» юридически принадлежит Компании, на дату настоящего Базового проспекта 100% доля участия в ТОО «PSA» была передана МНГ и принадлежит Министерству энергетики на основании договора доверительного управления с Компанией. Главной целью ТОО «PSA» является контроль и защита интересов Правительства посредством обеспечения соблюдения всеми сторонами своих обязательств по определенным соглашениям о разделе продукции. В соответствии с решениями Межправительственного комитета по развитию нефтяного, газового и энергетического секторов некоторые функции и полномочия Министерства энергетики (правопреемника МОГ) как «уполномоченного органа» по соглашениям о разделе продукции делегированы ТОО «PSA». На момент принятия соответствующих решений указанное делегирование

считалось временным, а впоследствии Правительство рассматривало возможность передачи доли в ТОО «PSA» от Компании к Министерству энергетики. Однако на дату настоящего Базового проспекта смена собственника по договорам доверительного управления ТОО «PSA» не произошла и делегирование полномочий остается в силе. Министерство энергетики, Компания и ТОО «PSA» занимаются текущими обсуждениями относительно наиболее подходящей структуры для оптимизации и защиты интересов всех сторон. На дату настоящего Базового проспекта никаких немедленных решений или действий не ожидается.

Ни создание МНГ в 2010 г., последующее создание ТОО «PSA» и делегирование ему функций «уполномоченного органа» по соглашениям о разделе продукции, ни недавняя реорганизация Правительства и создание Министерства энергетики до настоящего времени не оказали и, как ожидается, не окажут неблагоприятного воздействия на статус Компании как назначенного бенефициара по преимущественным правам Правительства на приобретение прав по Контрактам на недропользование, на запасы Компании или на иные ее коммерческие интересы.

Отношения с некоторыми связанными сторонами

28 к Промежуточной финансовой отчетности, Примечание 32 к Финансовой отчетности за 2013 год и Примечание 33 к Финансовой отчетности за 2012 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 таблицах ниже указаны общие суммы сделок, заключенных со связанными сторонами за указанные периоды и по состоянию на указанные даты:

Связанная сторона	ГодЗа окончившийся период	Продажи связанным сторонам	Покупки у связанных сторон	ПричитаетсяПроценты, полученные от связанных сторон	Причитается уплаченные сторонам
Предприятия АО «Самрук-Казына» ⁽¹⁾	201130 Июня	25,623.1	15,781.8	2,987	
	2014 г.	46,727.826,998.723,796.6	26,164.520,898.821,802.7	.6	
	30 Июня			188,823.32,711.9	
	2013 г.			5,571.2	
				9,162.9	
				23,364.3	
	31 Декабря 2013 г.				
	31 Декабря 2012 г.				
	31 Декабря 2011 г.				
Ассоциированные компании	30 Июня 2014	754.1	1,485.4	—	
	г.	6,205.0	2.2	295.1	
	30 Июня	11,982.1	2,455.2	—	
	2013 г.	63,947.3	0.001	405.9	
	31 Декабря	428.0	10.4	12.7	
	2013 г.				
	31 Декабря 2012 г.				
	31 Декабря 2011 г.				
Совместные предприятия, в которых Компания является партнером	30 Июня 2014	98,002.2	64,497.2	3,186.1	
	г.	86,399.6	82,521.6	2,585.7	
	30 Июня 2013	181,133.8	166,989.6	5,715.6	
	31 Декабря	315,394.7	176,344.4	3,182.1	
	2013 г.	121,980.6	172,652.6	114.5	
	31 Декабря 2012 г.				
	31 Декабря 2011 г.				
Прочие связанные стороны	30 Июня 2014	—	—	—	
	г.	76.5	646.0	—	
	30 Июня 2013	37.9	163.6	—	
	г.	—	—	—	
	31 Декабря	—	—	—	
	2013 г.				
	31 Декабря 2012 г.				
	31 Декабря 2011 г.				
Связанная сторона	По состоянию на	Причитается от связанных сторон	Причитается связанным сторонам	Наличные деньги и депозиты, размещенные у связанных сторон	Займы, по выплате с сторонам
(млн. тенге)					
Предприятия АО «Самрук-Казына» ⁽¹⁾	30 Июня 2014	45,552.6	797.5	9,936.7	
	г.				
	31 Декабря	47,859.6	782.5	28,346.1	
	2013 г.	47,594.5	784.2	15,322.9	
	31 Декабря	149,674.6	1,343.5	364,818.5	
	2012 г.				
	31 Декабря 2011 г.				

Ассоциированные компании	30 Июня 2014 г.	51,002.6	0.365.2	—
	31 Декабря 2013 г.	42,390.6	1,941.7	—
	31 Декабря 2012 г.	55,542.9	—1,321.6	—
	31 Декабря 2011 г.	—48,829.7	1.1	2 000
Совместные предприятия, в которых Компания является партнером	30 Июня 2014 г.	85,016.8	176,34435,224.3	—
	31 Декабря 2013 г.	42,163.1	30,635.8	—
	31 Декабря 2012 г.	53,899.5	38,836.4	—
	31 Декабря 2011 г.	315,39416,088.7	172,65262,507.6	-
		62,722.3	35,824.1	3,568.7
Прочие связанные стороны	30 Июня 2014 г.	—	—	183.5
	31 Декабря 2013 г.	—	—	1,026.0
	31 Декабря 2012 г.	—	—	—
	31 Декабря 2011 г.	—	—	—

Примечание:

(1) Включает в основном сделки Компании с АО Национальная Компания «Казахстан Темир Жоль», АО «Казахтелеком», АО «Казатомпром», АО «КЕГОК», АО «Казпочта», АО «Самрук-Энерго» и другими предприятиями.

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. На 30 июня 2014 года АО «БТА Банк», и АО «Темирбанк» более не считалисьсчитаются связанными сторонами Компании вследствие отказа компании «Самрук Казына» от своих долей в данных банках. Соответственно, на 30 июня 2014 года лишь «Альянс Банк» оставался связанной стороной Компании.

В марте 2014 года Компания получила газопровода от компании «Самрук Казына» рыночной стоимостью 6 791,6 млн. тенге по договору доверительного управления, которые Компания признала в качестве дополнительного вложенного капитала.

В 2013 году Компания получила газопровода от компании «Самрук Казына» рыночной стоимостью 583,2 млн. тенге, которые Компания признала в качестве дополнительного вложенного капитала.

В 2012 году Компания получила газопровода от компании «Самрук Казына» рыночной стоимостью 4 688,1 млн. тенге в обмен на 5,6% в капитале АО «Самрук-Энерго», которые Компания признала в качестве дополнительного вложенного капитала.

В январе 2011 года Компания получила казахстанскую часть нефтепровода Туймазы-Омск-Новосибирск-2 (ТОН) за акции Компании стоимостью 14 957 млн. 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 30 июня 2014 года амортизированная стоимость этой ссуды составила 11,3 миллиарда казахских тенге. Смотрите раздел «Обсуждение и анализ руководством компании»

операций и финансовых результатов, долговых обязательств, основных долговых обязательств Компании и ее филиалов».

В соответствии с принятым Правительством Комплексным планом приватизации ожидается, что Компания осуществит отчуждение некоторых непрофильных активов, включая 100% акций АО «Евро-Азия Эйр», 100% акций АО «Национальная морская судоходная компания «Казмортрансфлот», 100% доли Компании в Казахском институте нефти и газа, 100% доли Компании в Казахстанско-Британском техническом университете, 100% акций «Rominsolve Valves IAIFO», «Global Security System SA» and «Palplast SA», каждая из которых является дочерней компанией КМГ Интернэшнл. Предполагается, что обязательное отчуждение указанных непрофильных активов поможет Компании сосредоточиться на своей основной деятельности. Комплексный план приватизации также предусматривает отчуждение 49% АО «КазТрансГаз Аймак» и «КазТрансГаз-Алматы», которые являются дочерними компаниями КТГ. Ожидается, что КТГ сохранит контролирующие пакеты акций указанных компаний.

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 23 октября 2014 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 23 октября 2014 года [и дополнительным Базовым проспектом от [•], которые [совместно] составляют Базовый проспект в целях Директивы о проспектах выпуска ЦБ, за исключением Условий, извлеченных из Базового проспекта от 23 октября [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 [•] 2014 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 144a.]

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]
[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** с [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** с [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: [*Определение установленной ставки / Определение по ISDA*]
 - (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) 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) по каждой Облигации: [•] На Расчетную сумму

18. Сумма окончательного погашения [•] На Расчетную сумму каждой облигации:

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 глобальная облигация, подлежащая обмену на Окончательную облигацию в ограниченных случаях, изложенных в глобальной облигации.]

21. Финансовый(е) центр(ы): [Неприменимо/[•]]

22. Данные, относящиеся к облигациям с погашением в рассрочку:

[Неприменимо/[•]]

- Сумма(ы), подлежащие погашению в рассрочку:

[Неприменимо/[•]]

- Дата(ы) погашения облигаций в рассрочку:

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 [•].].
- [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 [•].].
- (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 KMG, 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 [Неприменимо/[•]]
Euroclear Bank S.A./N.V. и Clearstream Banking,
Societe Anonyme и соответствующий(ие)
идентификационный(ые) номер(а):

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 15 апреля 2013 года, 23 октября 2014 года и 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 15 апреля 2013 года, 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.

6. Форма, деноминация и п7.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 144А, 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 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.

8. Передача Облигаций

- (b) **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.
- (c) **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.

- (d) **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).
- (e) **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).
- (f) **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.
- (g) **Ограничения передачи:** Если, в любое время, KMG Finance определит, что любой бенефициарный владелец Облигаций, или любой счет, на который такой владелец приобрел 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 144А Глобальной облигации или по Правилу 144А Облигаций на предъявителя лицу, являющемуся гражданином США, не обладающему статусом КИП и КП.

9. Гарантия и статус

- (b) **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.

- (с) **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 (а)) 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.

10. Отказ от залога и основные обязательства

До тех пор, пока какая-либо сумма остается неуплаченной по Облигациям:

- (b) **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.
- (с) 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.

(d) 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.

(e) 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 (ЕБИТДА) 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(e) или (b) после таких полугодовых финансовых периодов и на или до даты, когда соотношение рассчитывается, будет дан формальный эффект, как если бы они произошли в первый день периода измерения, используемого в расчете Консолидированной прибыли КМГ до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (ЕБИТДА); *однако при условии, что* (i) любая такая формальная ЕБИТДА в отношении приобретения может включена в расчет Консолидированной прибыли КМГ до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (ЕБИТДА), только если такая формальная ЕБИТДА 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.

(f) 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(е):
 - (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.

(g) 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.

(h) 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.

(i) Слияния и консолидации

- (i) КМГ не будет, прямо или косвенно, в единственной сделке или ряде связанных сделок, вступать в какую-либо реорганизацию (посредством слияния компаний, присоединения, разделения, отделения или преобразования согласно тому, как эти термины толкуются применимым законодательством или иным образом), участвовать в каком-либо ином типе корпоративной реконструкции, если, или продавать, арендовать, передавать или иначе распоряжаться всеми или по существу всеми активами КМГ или КМГ и 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 их 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 их 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).

(j) 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.

(k) 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.

(l) 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.

(m) Изменение деятельности

КМГ не будет сам и должен обеспечить, что никакое Крупное дочернее предприятие не будет участвовать в каком-либо бизнесе, кроме Разрешенного бизнеса.

11. Определение ставки вознаграждения и прочие расчеты

(b) Облигации с фиксированной ставкой вознаграждения:

Вознаграждение по каждой Облигации с фиксированной ставкой вознаграждения начисляется на непогашенную номинальную 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.

(с) Облигации с плавающей ставкой вознаграждения:

- (i) *Даты выплаты вознаграждения:* Вознаграждение по каждой Облигации с плавающей ставкой вознаграждения начисляется на непогашенную номинальную 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:

(C) Соответствующая ставка (в этом случае такая Соответствующая ставка на такой Странице представляет собой составную котировку или обычно предоставляется одной организацией); или

(D) среднее арифметическое значение Соответствующих ставок Субъектов, Соответствующие ставки которых появляются на такой Странице, в каждом случае появляются на такой Странице в Соответствующее время на Дату определения вознаграждения;

(y) если Первичным источником для определения Плавающей ставки являются Банки-ориентиры, или если применяется подпункт (x)(1) и Соответствующая ставка не появляется на Странице в Соответствующее время на Дату определения вознаграждения, или если применяется вышеприведенный подпункт (x)(II) и менее чем две Соответствующие ставки появляются на Странице в Соответствующее время на Дату определения вознаграждения, как указывается далее, Ставка

вознаграждения будет определяться как среднее арифметическое Соответствующих ставок, которые каждый Банк-ориентир предлагает для ведущих банков в Соответствующем финансовом центре на Соответствующее время на Дату определения вознаграждения, установленные Агентом по расчетам; и

(z) если применяется вышеуказанный пункт (y) и Агент по расчетам определит, что менее двух Банков-ориентиров предлагают, таким образом, Соответствующие ставки, как указывается далее, то Ставка вознаграждения будет представлять собой среднее арифметическое годовых ставок (в процентах), которые Агент по расчетам определяет как ставки (наиболее приближенные к Контрольному ориентиру) в отношении Репрезентативной суммы в определенной валюте, которые не менее двух из пяти ведущих банков, выбранных Агентом по расчетам в основном финансовом центре страны Определенной валюты, или если Определенной валютой является евро, то в Европе (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).

- (d) **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)).
- (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 каковом случае сумма вознаграждения к выплате по такой Облигации за такой период будет равна такой Сумме вознаграждения (или должна быть рассчитана в соответствии с такой формулой). В том случае если Процентный период включает два или более Периодов начисления вознаграждения, сумма вознаграждения к выплате в отношении такого Процентного периода представляет собой сумму сложения сумм вознаграждения к выплате по каждому из указанных Периодов начисления вознаграждения.
- (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.

12. Погашение, покупка и опционы

- (b) 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 вноса.

(c) 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) (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.

(d) **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.

- (e) **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, по крайней мере, 75 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 контрактах, 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.
- (f) 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.

- (g) **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.

- (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.

13. Выплаты

- (b) 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.

- (с) **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.

- (d) **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.

- (e) **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 вноса, 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.

- (f) **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.

14. **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:

- (b) **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
- (c) **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;

- (d) **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;
- (e) **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.

15. 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.

16. 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:

- (b) **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
- (c) **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
- (d) **Перекрестное невыполнение обязательств:** (i) Задолженность по Заемным средствам KMG Finance (если последний является Эмитентом), КМГ или Крупного дочернего предприятия (а) 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
- (e) **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
- (f) **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

- (g) **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
- (h) **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 искивую 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
- (i) **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.

17. **Собрания держателей облигаций, внесение изменений, отказ от прав и замена**

- (b) **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).

- (c) **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 наносит 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.
- (d) **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.

- (е) **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.

18. 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.

19. 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.

20. Замена Облигаций

В случае утери, кражи, повреждения, порчи или уничтожения Облигации такая Облигация может быть заменена с соответствия 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.

21. 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.

22. 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.

23. 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).

24. Применимое право, юрисдикция и арбитраж

- (b) **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.
- (c) **Подсудность; арбитраж:** По Договору доверительного управления KMG Finance и KMG (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.

25. 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 (ЕБИТДА) 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 Акций 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);

(В) 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 (А) фактического количества дней в части Расчетного периода, выпадающего на високосный год, разделенного на 366, и (В) 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:

где:

«**Y₁**» год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

« Y_2 » год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

« M_1 » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

« M_2 » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

« D_1 » первый календарный день Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда D_1 равняется 30; и

« D_2 » календарный день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31 и D_1 больше 29, тогда D_2 равняется 30;

- (v) если в Окончательных условиях указано «**30E/360**» или «**По Еврооблигации**» - количество дней в Периоде начисления вознаграждения, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

где:

« Y_1 » год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

« Y_2 » год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

« M_1 » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

« M_2 » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

« D_1 » первый календарный день Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда D_1 равняется 30; и

« D_2 » календарный день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда D_2 равняется 30;

- (vi) если в Окончательных условиях указано «**30E/360 (ISDA)**» - количество дней в Периоде начисления вознаграждения, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

где:

« Y_1 » год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

« Y_2 » год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

« M_1 » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

« M_2 » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

«**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 D_1 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 D_2 равняется 30;

«**Акции с ограниченными правами**» применительно к какому-либо Лицу означает акции Акционерного капитала, которые, в соответствии с их условиями (или условиями ценных бумаг, в которые они могут быть конвертированы или на которые они могут быть 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;

«**EBITDA**» за какой-либо период, применительно к какому-либо Лицу означает, без дублирования, Консолидированный чистый доход такого Лица за такой период плюс следующее с учетом вычетов при расчете Консолидированного чистого дохода:

- (i) консолидированные расходы на выплату процентов;
- (ii) консолидированный подоходный налог;
- (iii) консолидированные расходы на амортизацию;
- (iv) консолидированную амортизацию нематериальных активов;
- (v) прочие безналичные расходы, уменьшающие Чистый консолидированный доход (за исключением безналичных расходов, представляющих собой накопленные наличные расходы или резервы на них за будущий период или амортизацию 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 кредитору по такой Задолженности ее погашения или его защиты от убытков в связи с Задолженностью (полностью или частично),

при условии, что термин «гарантия» не включает индоссаменты для инкассо и депонирования в ходе обычной деятельности. Термин «гарантировать» имеет соответствующее значение. Термин «гарант» означает Лицо, гарантирующее какое-либо обязательство;

«Гарант» означает КМГ, что подразумевает KMG Finance в качестве Эмитента Облигаций, в соответствии с 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 (a) справедливой рыночной стоимости таких активов на дату определения и (b) суммы Задолженности таких других Лиц;
- (viii) основную часть Задолженности других Лиц, гарантированную таким Лицом;
- (ix) чистые обязательства такого Лица в связи с Обязательствами по хеджированию, не указанные в других пунктах настоящего определения (сумма таких обязательств должна быть в любой момент равна сумме расторжения соглашения или договоренности, в связи с которыми возникают такие обязательства, которая подлежала бы выплате такому Лицу в такой момент).

Сумма Задолженности какого-либо Лица в какую-либо дату представляет собой остаток на такую дату всех безусловных обязательств, указанных выше, и максимальную ответственность (при наступлении условий, в результате которых возникают такие обязательства) по всем условным обязательствам на такую дату.

Кроме того, «Задолженность» какого-либо Лица включает Задолженность, описанную в предыдущем параграфе, которая не отражалась бы в качестве обязательства в балансе такого Лица, если:

- (i) такая Задолженность является обязательством товарищества или Совместного предприятия, которое не является Крупным дочерним предприятием;
- (ii) такое Лицо или Крупное дочернее предприятие такого Лица является генеральным партнером Совместного предприятия («Генеральный партнер»); 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:
 - (A) либо (i) сумму чистых активов Генерального партнера, либо (ii) сумму таких обязательств, если имеет место взыскание в соответствии с контрактом или законодательством на имущество или активы такого Лица или его Крупного дочернего предприятия - в зависимости от того, какая сумма меньше; или
 - (B) если она меньше суммы, определенной в соответствии с параграфом (A) выше - фактической суммы Задолженности, представляющей собой взыскание в отношении такого Лица или его Крупного дочернего предприятия, если Задолженность подтверждена в письменном виде и ее сумма поддается определению, и соответствующие расходы по выплате процентов включаются в Консолидированные расходы на выплату процентов в сумме, фактически выплаченной КМГ или его Крупными дочерними предприятиями;

«Задолженность по заемным средствам» означает Задолженность какого-либо Лица в связи с (i) заемными средствами, (ii) суммами, привлеченными в порядке акцепта по акцептным кредитам, (iii) суммами, привлеченными в результате покупки долговых обязательств или выпуска облигаций, долговых обязательств и аналогичных инструментов, (iv) суммами обязательств по договорам аренды и продажи в рассрочку, которые, в соответствии с общепринятыми стандартами бухгалтерского учета в юрисдикции арендатора, считаются финансовым или капитальным лизингом, (v) суммами обязательств в связи с покупной ценой активов или услуг, выплата которой отложена в качестве способа привлечения финансов или финансирования приобретения соответствующих активов или услуг, и (vi) суммами, привлеченными в результате других сделок (включая форвардные контракты купли-продажи и продажу дебиторской задолженности с правом регресса), в коммерческом смысле представляющих собой заимствование;

«Гарантия задолженности» применительно к Задолженности какого-либо Лица означает обязательство другого Лица оплатить такую Задолженность, включая, без ограничения, (i) обязательство выкупить такую Задолженность, (ii) обязательство предоставить 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 (а) 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 (a) становится непосредственным Дочерним предприятием КМГ или Крупного дочернего предприятия и объявляется Крупным дочерним предприятием Советом директоров КМГ, (b) имеет (i) активы, составляющие 5 или более процентов общих активов КМГ и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, или (ii) EBITDA, составляющую 5 процентов или более процентов EBITDA КМГ и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, на дату представления последней финансовой отчетности Доверительному управляющему в соответствии с Условиями 4(e)(i) или 4(e)(п), или (c) прямо или косвенно является компанией-учредителем какого-либо Дочернего предприятия или Компании, которые должны быть объявлены Крупными дочерними предприятиями или Миноритарными компаниями. Совет директоров КМГ может объявить любое Дочернее предприятие КМГ (в т.ч. вновь приобретенное или созданное) Крупным дочерним предприятием. Такое объявление Советом директоров КМГ должно быть подтверждено путем немедленного предоставления Доверительному управляющему копии резолюции Совета директоров КМГ, которой утверждается такое объявление. Объявление Дочернего предприятия КМГ Советом директоров КМГ Крупным дочерним предприятием не может быть отменено впоследствии.

«Миноритарная компания» означает Компанию КМГ, которая (a) становится непосредственно принадлежащей Компанией КМГ или Крупного дочернего предприятия и объявляется Миноритарной компанией Советом директоров КМГ, (b) имеет (i) активы, составляющие 5 или более процентов общих активов КМГ и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, или (ii) EBITDA, составляющую 5 или более процентов EBITDA КМГ и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, на дату представления последней финансовой отчетности Доверительному управляющему в соответствии с Условиями 4(e)(i) или 4(e)(п), или (c) прямо или косвенно является материнской компанией какого-либо Дочернего предприятия или Компании, которые должны быть объявлены Крупными дочерними предприятиями или Миноритарными компаниями. Совет директоров КМГ может объявить любую Компанию КМГ (в т.ч. вновь приобретенную или созданную Компанию) в качестве Миноритарной компании. Такое объявление Советом директоров КМГ должно быть подтверждено путем немедленного предоставления Доверительному управляющему копии резолюции Совета директоров КМГ, которой утверждается такое объявление. Объявление Компании КМГ Советом директоров КМГ Миноритарной компанией не может быть отменено впоследствии.

«Чистая выручка» применительно к какому-либо выпуску или продаже акций Акционерного капитала или Задолженности означает чистую выручку от такого выпуска или продажи за вычетом гонораров юристов, бухгалтеров, андеррайтеров и агентов по размещению, скидок, комиссионных, брокерских, консультантских и прочих сборов, фактически оплаченных в связи с таким выпуском или продажей, а также налогов, выплаченных или подлежащих выплате в этой связи;

«Должностное лицо» применительно к какому-либо Лицу означает управляющего директора, директора, генерального директора, председателя правления, президента, вице-президента, руководителя высокого ранга, старшего бухгалтера, контроллера, казначея или секретаря такого Лица, а также генерального партнера или иное лицо, занимающее соответствующую или аналогичную должность;

«Свидетельство должностного лица» означает свидетельство, подписанное двумя Должностными лицами КМГ, одно из которых должно быть руководителем высокого ранга, старшим бухгалтером или старшим финансовым специалистом КМГ;

«Первоначальные финансовые отчеты» означает прошедшие аудит отдельные и консолидированные финансовые отчеты КМГ за год, заканчивающийся 31 декабря 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, (c) химическое производство, (d) оптовую и розничную торговлю в связи с вышеуказанным, и (e) деятельность, обоснованно связанную с вышеуказанным или являющуюся вспомогательной или смежной по отношению к ней;

«Разрешенное обременение» означает, без дублирования:

- (i) Обременения, имеющиеся на Дату эмиссии Облигаций;
- (ii) Обременения, созданные в пользу КМГ или Крупного дочернего предприятия;
- (iii) Обременения имущества, приобретенного (или считающегося приобретенным) посредством финансового лизинга, а также претензии, возникающие в связи с использованием, утратой или повреждением такого имущества; *при условии*, что такие Обременения обеспечивают Задолженность только по данному лизингу;
- (iv) Обременения, обеспечивающие Задолженности Лица, имеющиеся в момент слияния или консолидации такого Лица с КМГ или Крупным дочерним предприятием или его превращения в Крупное дочернее предприятие; *при условии*, что такие Обременения не были созданы в связи с таким слиянием или консолидацией и не распространяются на имеющиеся активы или имущество КМГ или Крупного дочернего предприятия помимо активов или имущества образующегося или приобретаемого Лица и его дочерних предприятий;
- (v) Обременения, уже созданные в отношении активов или имущества, приобретенного или приобретаемого КМГ или Крупным дочерним предприятием; *при условии*, что такие Обременения не были созданы в связи с таким приобретением и не распространяются на другие активы или имущество (помимо выручки от таких приобретенных активов или имущества);
- (vi) Обременения, предоставленные в отношении имущества, впоследствии приобретенного или построенного в ходе обычной деятельности каким-либо членом Группы, с целью обеспечения покупной цены такого имущества или Задолженности, созданной исключительно с целью финансирования такого приобретения и ремонта такого имущества; *при условии*, что максимальная сумма Задолженности, обеспеченной таким Обременением, не превышает покупную цену имущества (включая расходы по сделке) или Задолженности, созданной исключительно с целью финансирования такого приобретения и расходов по сделке;
- (vii) Обременения, создаваемые в силу закона;
- (viii) Обременения по налогам на стоимость, доход и имущество, обязательным платежам или аналогичным сборам, которые не были просрочены или добросовестно оспариваются в установленном порядке, и на которые КМГ или

Крупное дочернее предприятие предусмотрели резервы в своей бухгалтерской документации;

- (ix) сервитуты, права прохода, ограничения (в т.ч. в связи с зонированием), разрешения, мелкие ограничения права собственности и прочие аналогичные Обременения, возникающие в связи с арендой и субарендой, предоставленной другим сторонам, в каждом случае существенно не нарушающей обычную деятельность Группы и существующие, возникающие или понесенные в ходе обычной деятельности;
- (x) (a) Обременения арендодателей по закону (кроме случаев, когда такие Обременения обеспечивают обязательства, создающие Задолженность по заемным средствам или созданы в ходе обычной деятельности), и (b) Обременения, возникающие в связи с судебным решением, указом или иным постановлением, которое не создает Событие дефолта в соответствии с Условием 10(e);
- (xi) право взаимозачета, право комбинирования счетов или аналогичные права, которые могут иметь банки или другие финансовые учреждения в отношении кредитных остатков какого-либо члена Группы;
- (xii) Обременения Акционерного капитала Мелких дочерних предприятий или активов и имущества Мелких дочерних предприятий, которыми обеспечивается Задолженность, при условии, что в момент объявления такого Мелкого дочернего предприятия Крупным дочерним предприятием Задолженность такого Мелкого дочернего предприятия, обеспеченного такими Обременениями считается для целей параграфа (xiii) ниже Задолженностью Крупного дочернего предприятия, Принятой в момент объявления такого Мелкого дочернего предприятия Крупным дочерним предприятием;
- (xiii) Обременения, созданные в пользу Лица, предоставляющего Проектное финансирование, если такое Обременение касается исключительно имущества, дохода, активов или поступлений по финансируемому проекту, при условии, что (i) такое Обременение создано исключительно с целью обеспечения Задолженности, понесенной КМГ или Дочерним предприятием КМГ в соответствии с Условием 4(d), и (ii) такое Обременение не распространяется на имущество, доходы, активы или поступления КМГ, Крупного дочернего предприятия или их Дочерних предприятий;
- (xiv) Обременения в отношении имущества, дохода или активов какого-либо члена Группы, которыми обеспечивается Задолженность, при условии, что в момент Принятия такой Задолженности такая Задолженность вместе с общей суммой основного долга другой Задолженности, обеспеченной каким-либо Обременением, предоставленным в соответствии с настоящим параграфом (xiv), не превышает 20 процентов Консолидированной стоимости общих активов КМГ в любой момент. Во избежание разночтений: настоящий параграф (xiv) не распространяется на Обременения, созданные в соответствии с параграфами (i) - (xiii) выше;
- (xv) Обременения, возникающие в связи с рефинансированием, продлением или возобновлением какой-либо Задолженности, обеспеченной Обременением, разрешенным предыдущими положениями, при условии, что Задолженность, обеспеченная впоследствии таким Обременением, не превышает суммы первоначальной Задолженности, и такое Обременение не распространяется на имущество, первоначально не находившееся под Обременением;

«Лицо» означает физическое лицо, корпорацию, товарищество, компанию с ограниченной ответственностью, совместное предприятие, ассоциацию, акционерное

общество, траст, неинкорпорированную организацию, правительство или его агентство или политическое подразделение, а также любое другое лицо;

«Потенциальное событие дефолта» означает событие или обстоятельство, которое при направлении извещения или по прошествии времени может стать Событием дефолта;

«Привилегированные акции» применительно к Акционерному капиталу означает Акционерный капитал каких-либо классов (независимо от определения), которые являются привилегированными при выплате дивидендов или других сумм или распределении активов при добровольной или принудительной ликвидации такого Лица, по отношению к другим акциям других классов Акционерного капитала такого Лица;

«Проектное финансирование» означает финансирование всех или некоторых расходов на приобретение, строительство или развитие активов или проектов, если (i) поступления от такого актива или проекта являются основным источником погашения выданных средств, и (ii) лицу или лицам, предоставляющим такое финансирование, было представлено технико-экономическое обоснование, подготовленное компетентными независимыми экспертами, на основании которого можно заключить, что данный проект может обеспечить доход от основной деятельности, достаточный для погашения связанной с проектом задолженности;

«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, (а) 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, (с) 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 (с!) 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, (а) 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 (а) и (b) выше) в соответствии с МСФО такой субъект может быть консолидирован с КМГ для целей финансовой отчетности;

«**Система TARGET2**» означает Трансъевропейскую автоматизированную экспресс-систему валовых расчётов в режиме реального времени (TARGET2) или ее правопреемника;

«**налоги**» означает все налоги (включая штрафы и пени, налагаемые в связи с их неуплатой или несвоевременной выплатой), налагаемые, взимаемые или удерживаемые в данное время или впоследствии Нидерландами или налоговыми органами Нидерландов;

«**Инвестиции временно свободных денежных средств**» означает:

- (i) инвестиции в прямые обязательства члена Европейского Союза, Соединенных Штатов или их агентств или обязательства, гарантированные членом Европейского союза, Соединенными Штатами или их агентствами, со сроком погашения один год 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 Агентств, 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. В 2013 г. на нефтегазовую промышленность приходилось примерно 24% валового национального продукта и 76,0% экспортных поступлений страны.

В советский период Казахстан был крупным поставщиком сырья. Страна обладает значительными, в большей степени неразведанными запасами нефти, природного газа и других полезных ископаемых. Каспийский регион включает в себя территории стран (в том числе России и Ирана), которые прилегают к Каспийскому морю. Часть территории Узбекистана также относится к Каспийскому региону благодаря своей близости к Каспийскому морю. На сегодняшний день 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. Туркменистан и Узбекистан являются основными производителями газа в Каспийском регионе, но они добывают меньше сырой нефти, чем Казахстан и Азербайджан. Кроме того, территории России и Ирана, расположенные возле Каспийского моря, не являются крупными источниками добычи сырой нефти для этих стран. Россия, однако, 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 МЭМР 27 октября 2005 г., далее именуемая в настоящем Базовом проспекте - **Казахстанская методика**. При подсчете своих запасов Компания использует Казахстанскую методику, основное отличие которой от методик, применяемых в других странах мира, состоит в том, что оценка запасов осуществляется не на рентабельности извлечения нефтяных запасов. Соответственно, по данной методике, заявленные запасы не всегда соответствуют промышленным запасам и результатам подсчета запасов, выполняемых по различным методикам, и поэтому не могут быть точно приведены в соответствие. См. раздел *«Представление финансовой информации, информации по запасам, и прочей информации - Определенная информация по запасам»*.

Система классификации по Казахстанской методике основана на степени освоенности запасов месторождения. Все скопления углеводородов в месторождении группируются вместе. После начала разработки месторождения все скопления в таком месторождении классифицируются как разрабатываемые запасы. Каждое месторождение обладает запасами двух подгрупп - рентабельные и нерентабельные запасы.

К рентабельным (или извлекаемым) запасам относятся запасы, извлечение которых экономически целесообразно при использовании существующих технологий и техники. Эта часть геологических запасов определяется коэффициентами извлечения. По степени разведанности запасы также делятся на доказанные (категории А, В, С1) и предварительно оцененные (неразведанные) (категории С2). В доказанных далее выделяются разрабатываемые (категории А и В) и разведанные (категория С1) запасы.

Запасы, которые на текущий момент не относятся к промышленным, классифицируются как «ресурсы». Все численные данные, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, относятся только к запасам категорий А, В и С1 (далее - **запасы категорий А+В+С1**). Сведения по ресурсам в настоящий Базовый проспект не включены.

В таблице ниже приведено подробное описание каждой категории запасов, используемой в Казахстанской методике:

Категория А	Запасы 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 обзору компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 г.» по состоянию на 31 декабря 2013 года Казахстан занимал двенадцатое место в мире по запасам нефти и двадцатое место в мире по запасам газа.

Казахстан занимает второе место по добыче нефти (после России) среди бывших республик Советского Союза и имеет в Каспийском регионе самые значительные извлекаемые запасы сырой нефти. По состоянию на 31 декабря 2013 года подтвержденные запасы нефти и газа Казахстана составляли 3.9 миллиардов тонн (что равно 1,8% мировых подтвержденных запасов нефти) и 1.5 триллионов кубических метров газа (что равно 0,8% мировых подтвержденных запасов газа), соответственно.

Согласно Статистическому обзору компании «BP» «Мировая энергетика, 2013 г.», между 2001 и 2012 годами производство нефти в Казахстане росло с эффективной годовой ставкой, примерно равной 7,5%. Казахстан произвел приблизительно 81,6 миллионов тонн нефтяного и газового конденсата в 2010 году, 82,4 миллионов тонн – в 2011 году, 81,2 миллионов тонн в 2012 году и 83,8 миллионов тонн в 2013 году, превысив уровень 2012 года на 3,5%. Правительство Казахстана объявило, что ожидает в 2015 году увеличения добычи нефти и газа на 90 млн тонн и на 110 миллионов тонн – в 2018 году. Как ожидается, большая часть данного прироста будет обеспечена за счет месторождений в Тенгизе, Карачаганаке и Кашагане.

Согласно Статистическому обзору компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 г.» в 2013 году Азиатско-Тихоокеанский регион являлся крупнейшим географическим регионом потребления нефти, обеспечив примерно 33,8% ее мирового потребления. США явились крупнейшим потребителем нефти 2013 года среди всех стран мира – их расходы составили 19,9% потребляемой в мире нефти. Европа вместе со всеми бывшими советскими республиками оказалась самым крупным в мире географическим регионом по использованию природного газа в том же году, составив 31,7% его мирового потребления. США стали крупнейшим потребителем природного газа среди всех стран мира, израсходовав 22,2% газа, потребленного в мире в 2013 году.

В таблице ниже представлены объемы добычи нефти (включая попутный газ) в Казахстане в указанные годы:

Добыча нефти

2010	2011	2012	2013	Изменение от уровня 2012 (%)	Доля в мировой добыче 2013(%)
(млн. тонн в год)					
81,6	82,4	81,2	83,8	3,5	2,0

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 г.»

В начале 2014 г. в Казахстане было зарегистрировано более 200 нефтяных и газовых месторождений. Наиболее крупными месторождениями являются месторождения Тенгиз, Кашаган и Карачаганак. Подробное описание месторождений Тенгиз и Кашаган, в которых Компания имеет прямое долевое участие, см. разделы «Хозяйственная деятельность – Разведка и добыча – Крупные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных организаций – ТШО» и «Хозяйственная деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – КСКП», соответственно.

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). «BG Group» вместе с «ENI» являются совместными операторами и каждый имеет долю в предприятии в размере 29.25%. 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 9 млрд. баррелей газового конденсата и 48 трлн. м³ газа. В 2013 г. общая добыча на месторождении Карачаганак составила примерно 12 млн. тонн нефти и конденсата по сравнению с 19,2 млн. тонн нефти и конденсата в 2011 г. Также на месторождении Карачаганак было добыто 17 млрд. м³ газа в 2013 г., в 2011 году – 14.6 млрд. м³. В 2013 году данная цифра составит приблизительно 41,4% продажи газа всего Казахстана.

Разведка

Северо-Каспийский проект

Месторождение Кашаган в настоящее время разрабатывается, добытый газ предполагает доставлять по трубопроводу КТК. Месторождение находится на морском участке Каспийского моря, рядом с городом Атырау. 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.

В 1997 году консорциум компаний подписал комбинированный контракт на добычу сроком на 40 лет, в который вошли пять структур, а именно: «Kashagan», «Kalamkas», «Aktoty», «Kairan» и «Kashagan SW». Структуры состояли из 11 морских участков и покрывали территорию размером 5 600 км². В июне 2000 года в результате бурения и тестирования скважин в Восточном Кашагане-1 было открыто одно из крупнейших месторождений нефти и газа за последние 30 лет.

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». В 2016 году планируется начать промышленную добычу на месторождении Кашаган.

В ноябре 2009 г. компания «Caspian Meruerty Operating Company B.V.» успешно завершила бурение оценочной скважины на перспективной площади Хазар своего морского участка «Жемчужины». Контрактная площадь составила 895 км². Контрактную площадь «Жемчужины» составляли четыре структуры: Тульпар, Хазар, Ауэзов и Нарын. Проект был внедрен в соответствии с Комбинированным контрактом добычи от 14 декабря 2005 года. Недропользователями явились: «KazMunayTeniz» – 25%, «Shell RD Offshore Ventures Limited» – 55% и «Oman Oil» – 20%. Оператором проекта стала компания «Caspian Meruerty Operating Company B.V.». С 2007 года по 2013 год было пробурено семь (7) разведывательных и пробных скважин. Принимая во внимание запасы республики Казахстан, Государственный комитет по запасам республики Казахстан одобрил и принял запасы Хазарского углеводородного месторождения, в котором геологические запасы согласно категории С1+С2 составили 75.25 миллионов тонн (нефти), 8 406 млрд м³ (растворенный газ) и 1 683 млн м³ (газ – газовая шапка). Объем извлекаемых запасов соответственно составляет 30 642 миллиона тонн (нефти), 3 485 млрд м³ (растворенного газа) и 1 397 млрд м³ (газа-газовой шапки). В настоящее время проект находится на стадии выбора концепции разработки. Компании «KazMunayTeniz» и «Shell» выбирают проект для разработки ледоустойчивой фиксированной на платформе для месторождения Хазар.

Другие мероприятия по разведке и оценке на суше осуществлялись более мелкими игроками с переменным успехом.

Запасы и объемы добычи газа

Казахстан является нетто-экспортером газа. В соответствии со «Статистическим отчетом «ВР» «Мировая энергетика, июнь 2014 года» на 31 декабря 2013 г. доказанные запасы природного газа в Казахстане оцениваются на уровне 1,5 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, и разрабатывается КТГ, дочерней структурой Компании. Рост собственной добычи газа в Казахстане предполагается осуществить преимущественно за счет попутного газа месторождения Тенгиз.

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 Карачаганак, 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. достигли 11,5 млрд м³ и превысили уровни добычи советского периода. Добыча газа возросла с 19,7 млрд м³ в 2012 году до 22,8 млрд м³ в 2013 году, что составило 16%. В соответствии с прогнозами Компетентного органа, 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 добычи 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				
2011	2012	2013	2013% по сравнению с 2012	2013% мирового объема
(млн. тонн в год)				
1,5	18,4	18,5	0,8	0,5

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 г.»

ТШО

ТШО владеет самым крупным продуктивным месторождением в Казахстане и является наиболее значимым СП Компании по объемам добычи нефти. Доля Компании в объемах производства ТШО выполняла роль ключевого фактора роста Компании в общем объеме добычи за 6 месяцев по 30 июня 2014 года и за годы по 31 декабря 2013, 2012 и 2011 годов. ТШО – это совместное предприятие с участием Компании (20%), «Chevron» (50%), «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» (25%) и «Lukoil» (5%).

ТШО является оператором месторождения Тенгиз в юго-восточной части Предкаспийского бассейна на северо-восточной оконечности Каспийского моря, 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. Месторождение Тенгиз было открыто в 1979 году в районе Атырау. 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 тремя основными нефтеперерабатывающими заводами, которые осуществляют поставки в северном регионе (в г. Павлодар), западном регионе (в г. Атырау) и южном регионе (в г. Шымкент) и фактической пропускной способностью которых составляет 15,3 млн тонн сырой нефти в год на 30 июня 2014 года. Все три основных нефтеперерабатывающих завода либо полностью принадлежат Компании, либо находятся у нее в совместной собственности. Сырая нефть

перерабатывается также на малых нефтеперерабатывающих заводах (небольшие частные нефтеперерабатывающие предприятия).

В 2013 году все три нефтеперерабатывающих завода вместе произвели 14,3 миллионов тонн продуктов сырой нефти (5 млн тонн – Павлодарский НПЗ, 4,4 млн – Атырау, 4,9 млн тонн – Шымкент).

Павлодарский НПЗ является крупнейшим и наиболее технически продвинутым из трех главных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане. На его долю приходится 33,7% от общего объема переработки нефти в Казахстане за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года. Атырауский НПЗ переработал 32,9% от общего объема нефтепереработки в Казахстане за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., используя, в основном, нефть, поставляемую РД КМГ. Шымкентский НПЗ переработал 33,5% от общего объема переработки нефти в Казахстане за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и был переведен на поставку ВГО.

По состоянию на 30 июня 2014 г. КМГ RM принадлежала доля в размере 99,53% в Атырауском НПЗ; доля в размере 100,0% в АО «Павлодарский нефтехимический завод»; и доля в размере 49,72% в Шымкентском НПЗ. По состоянию на 30 июня 2014 г. общая фактическая перерабатывающая мощность указанных НПЗ составляла 15,3 млн. тонн сырой нефти в год.

Компания осуществляет ряд проектов по модернизации и переоснащению на указанных трех НПЗ в Казахстане. В течение следующих пяти лет Компания планирует потратить в совокупности 378,8 млрд. тенге (2,1 млрд. долларов США) в рамках капитальных затрат в связи с модернизацией Атырауского НПЗ и 327,6 млрд. тенге (1,8 млрд. долларов США) в рамках капитальных затрат в связи с проектами реконструкции Павлодарского НПЗ. Кроме того, совместное предприятие Компании на Шымкентском НПЗ планирует потратить в совокупности 236,6 млн. тенге (1,3 млрд. долларов США) в рамках капитальных затрат в течение следующих пяти лет в связи с проектами реконструкции Шымкентского НПЗ. См. *«Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт»*.

Соглашения на недропользование

В Законе о недропользовании от 2010 года 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 Министерство энергетики). Добыча и сбыт углеводородов осуществляются только в том случае, если соответствующая добывающая компания заключила с Министерством энергетики 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 Министерство энергетики, 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 или добычу в отношении рассматриваемого участка. Кроме того, после открытия промышленных запасов разведочная или добывающая компания 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.

разведочной компании исключительные права на разведку запасов месторождений на указанной площади на срок до шести лет от даты их заключения. Контракты на добычу предоставляют недропользователям исключительные права 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 12 апреля 2013 г. и до 80 долларов США за тонну с 12 апреля 2014 года. 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 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. Объявленное ограничение было отменено в апреле 2013 года. Выдача лицензий в этот период, 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 «KNOС», 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 «СNPC» по участку «Дархан», расположенному к западу от полуострова Бузачи, но никаких дальнейших соглашений до сегодняшнего дня подписано не было. Компания, СNPC и СNOOC 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 «СNPC» 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 совместным 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 совместным предприятием Компании с долей 75%, и ОВЛ с долей 25%. Проект находится на стадии разведки.

Иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор

Начиная с 2000 года, в Казахстане наблюдается существенный экономический рост. Двумя катализаторами роста стали экономическая реформа и прямые иностранные инвестиции, большая часть которых приходилась на сектор энергетики. С 2000 года экспорт сырой нефти существенно увеличился, и большая часть нефти из Казахстана в настоящее время поставляется на международные рынки по трубопроводам, проложенным через территорию России, до точек погрузки на Черном море. Открытие трубопровода КТК в 2001 году существенно увеличило возможности экспорта казахстанской сырой нефти.

В 2013 году доля прямых иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор Казахстана составила 25,0%. Иностранные прямые 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.

ТШО, совместное предприятие, созданное «ChevronTexaco», «ExxonMobil», «Lukoil» и Компанией, занимается разработкой месторождений нефти в Тенгизе и Королевском в соответствии с лицензией на добычу, выданной в 1993 году. Данная лицензия была изначально выдана на 10 лет, но затем компания ТШО расширила ее до 40 лет – это произошло в 2003 году. В апреле 2013 года «ChevronTexaco» объявила о своем намерении продлить лицензию до 2070 года. Компания КРО, занятая разработкой Карачаганакского месторождения, действует на основании Комбинированного контракта добычи и переработки сроком на 40 лет, заключенному с правительством Казахстана в 1997 году. Консорциум Кашаган, разрабатывающий месторождение Кашаган, был создан также в 1997 году по Комбинированному контракту добычи, заключенному на 40 лет с правительством Казахстана и охватывающему нефтяные структуры в Кашагане, Каламкасе, Актоти и Кайране.

В мае 2003 года президент Назарбаев утвердил новую программу развития Каспийского моря до 2015 года (в настоящее время она не действует), в результате которой были созданы новые морские участки (потенциальные нефтяные месторождения) и проданы на условиях аукциона Компетентным органом в срок между 2003 и 2010 годами. Компания имеет контрольный пакет, состоящий из не менее 50% акций, во всем проектах, связанных с новыми морскими участками.

В декабре 2004 года в Старый Закон о недрах были внесены изменения. Данные изменения установили, что в случае предполагаемой передачи прямой доли как по действующим, так и по новым контактам на недропользование, государство имеет преимущественное право приобретения такой доли на условиях, которые не могут быть хуже, чем со стороны, которой предполагается ее передать.

В августе 2007 года правительство Казахстана объявило, что консорциум Кашагана нарушил определенные лицензионные требования и правила, касающиеся охраны окружающей среды, и приостановило его деятельность. [Договоренность, достигнутая в 2008 году, была оформлена в виде комбинированного контракта на добычу, пересмотренного в пользу Компании, и таким образом доля Компании удвоилась. Согласно договоренности остальные члены консорциума должны были уплатить Компании штрафные санкции в размере 5 млрд долларов США в срок до окончания концессии в 2041 году.] *«Факторы риска – факторы риска, связанные с Казахстаном – Группа испытывает риск неблагоприятных действий правительства».* Фаза I разработки кашаганского месторождения, известная как «Экспериментальная программа», находится на этапе строительства, причем первая добыча нефти была осуществлена в сентябре 2013 года. Однако в четвертом квартале 2013 года добыча в Кашагане была прекращена по соображениям безопасности. 3 ноября 2007 года вступили в действие новые изменения в Старый Закон о недрах. Эти изменения предоставили Компетентному органу право изучать условия Контрактов недропользования и в одностороннем порядке прекращать их действие в отношении запасов «стратегической важности». См. «–

Регулирование в Казахстане – Регулирование, касающееся прав на минеральные ресурсы Казахстана – Регулирование, касающееся прав на использование недр». Старый закон «Об использовании природных недр» был заменен Законом «Об использовании природных недр», который был принят 24 июня 2010 года. См. «– Правовое регулирование в Казахстане – Регулирование прав недропользования в Казахстане –Закон о недропользовании от 2010 года.

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 2013 г.:

Маршрут	Объем экспорта нефти в 2013 г. (млн. тонн)
Тенгиз-Новороссийск (трубопровод КТК)	28,7
Атырау-Самара	15,4
Морской порт Актау	76,3
Атырау-Алашанькоу	11,8

Источник: Министертво энергетики

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 полностью 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. Приблизительно 34,2 млн тонн, 30,6 млн тонн и 28,7 миллионов тонн сырой нефти соответственно были доставлены по трубопроводу КТК в 2011, 2012 и 2013 годах.

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 (Азербайджан) до нового морского терминала в турецком порту Джейхан в Средиземном море. Это первый трубопровод, напрямую соединивший Каспийское и Средиземное моря. Строительство трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан было завершено в мае 2005 г. при затратах в размере приблизительно 4 млрд долларов США. Трубопровод был введен в эксплуатацию в июле 2006 г. Он имеет мощность 1 млн баррелей нефти в сутки. Трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан будет в основном использоваться для транспортировки нефти, добытой на месторождениях Азери, Чираг и Гюнешли в Азербайджанском секторе Каспийского моря. Однако с октября 2008 года он использовался и для транспортировки казахстанской сырой нефти, доставленной в Баку танкерами через Каспийское море. Объемы казахстанской нефти, транспортированные через трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан, постоянно увеличивались с октября 2008 года, когда Казахстан впервые начал использовать данный путь. Согласно данным Государственного статистического комитета Азербайджана объем транспортированной нефти увеличился с 17 400 тонн в октябре 2008 года до 240 200 тонн в феврале 2009 года. Согласно тем же данным, в 2009 году по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан было транспортировано 1,9 млн тонн казахстанской сырой нефти. Однако, согласно данным «Государственной нефтяной компании» республики Азербайджан, Казахстан прекратил транспортировку казахстанской сырой нефти по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан в январе 2010 года. Согласно недавним заявлениям, транспортировка нефти была возобновлена в конце 2013 года с намерением доставить по трубопроводу в 2014 году 4,5 млн тонн сырой нефти.

Трубопровод УАС транспортирует нефть с месторождений Атырауской и Мангистауской областей в Россию. Протяженность трубопроводной системы составляет приблизительно 500 км от Узеня на юго-западе Казахстана до Атырау, где он переходит на российскую территорию и присоединяется к системе Транснефти в Самаре.

В июне 2002 г. Казахстан подписал с Россией договор о транзите нефти сроком на 15 лет. Согласно данному договору Казахстан будет экспортировать не менее 17,5 миллионов тонн сырой нефти в год с использованием российской системы трубопроводов. Линия недавно была обновлена, к ней были добавлены насосные и тепловые станции, и в настоящее время она имеет пропускную способность приблизительно 600 000 баррелей нефти в сутки. До завершения строительства трубопровода КТК Казахстан экспортировал почти всю свою нефть через данную систему.

В мае 2008 года Казахстан ратифицировал Соглашение с республикой Азербайджан от 16 июня 2006 года о поддержке в рабочем состоянии и улучшении нефтяной транспортной системы, ведущей из Казахстана на международные рынки через Каспийское море и территорию республики Азербайджан по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан. Для упрощения экспорта нефти с нефтяных месторождений Казахстана в следующие десять лет Казахстан в настоящее время разрабатывает Казахстанско-Каспийскую транспортную систему («ККТС»), которая предполагает строительство морского трубопровода длиной 515 миль с пропускной способностью в 600 000 баррелей нефти в сутки от города Эскен на западе Казахстана до Курыка на Каспийском море, недалеко от Актау, где находится недавно построенный нефтяной терминал на 760 000 баррелей нефти в сутки. Система также предполагает создание нового флота танкеров и новых оборудованных портов в Баку (Азербайджан). 14 ноября 2008 года «Государственная нефтяная компания» республики

Азербайджан подписала Договор об основных принципах создания ККТС. Несмотря на то, что данный шаг является предварительным, в то же время он является первым практическим шагом на пути создания системы с четкими условиями поставки, тарифами и другими параметрами, определяющими транспортировку нефти через Каспийское море. Период и стадии внедрения, а также системную мощность ККТС предполагается увязать со второй и третьей стадиями разработки Кашагана.

Трубопровод Казахстан-Китай включает в себя два участка трубопровода, построенных еще в советское время, и три основных новых секции общей протяженностью приблизительно 2 800 км от Атырау на западе Казахстана до Алашанькоу на казахстанско-китайской границе. Трубопровод был построен за несколько стадий:

Первая секция Кенкияк-Атырау составила 449 километров и была завершена в 2003 году. В настоящее время нефтепоток направлен на запад, что позволяет осуществлять экспорт из района Актюбинска через трубопроводы КТК и Атырау-Самара. Планируется перенаправить поток в данной секции с тем, чтобы обеспечить транспортировку нефти, добытой в Каспийском регионе, в Китай.

Секция Атасу-Алашанькоу протяженностью 965 км начала действовать в июле 2006 года. Трубопровод позволяет экспортировать в Китай нефть из Тургайского района на юге Казахстана и из России.

Секция Кенкияк-Аральск-Кумкол протяженностью 794 км была завершена в июле 2009 года, ее коммерческая эксплуатация началась в октябре 2009 года. В данную секцию поступает нефть из месторождения Кенкияк (Актюбинский район).

Суммарная пропускная способность данного трубопровода в Китай составляла 200 000 баррелей нефти в сутки, и в 2012 году была увеличена до 240 000 баррелей нефти в сутки, к окончанию 2014 года планируется расширить ее до 400 000 баррелей нефти в сутки. Пропускная способность секции Кенкияк-Атырау составляет 120 000 баррелей нефти в сутки, ее планируется расширить до 180 000 баррелей нефти в сутки, а затем – до 240 000 баррелей нефти в сутки.

Время, необходимое для перенаправления потока в секции Кенкияк-Атырау, еще не определено, решение о перенаправлении будет принято правительством Казахстана. Возможность положительного исхода достаточно вероятна, поскольку пропускная способность достаточная, чтобы осуществлять экспорт на восток со всех месторождений в области Кенкияк уже в 2014 году.

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»*.

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

Из 20 230 км газотранспортной системы Казахстана, существовавшей в 2012 году, 12 318 км использовались для транспортировки газа (в основном это были операции по транзиту газа из соседних стран).

Большая часть газопроводов западного Казахстана, за исключением Макат-Атырау-Астрахань, предназначены для поставки газа в Центральный трубопровод Центральной Азии. Данный трубопровод имеет два ответвления, которые соединяются на юго-западе Казахстана в городе Бейнеу до пересечения с российской границей и соединения с трубопроводной системой России. Восточное ответвление начинается на юго-восточном месторождении Туркменистана, в то время как западное ответвление – на туркменском побережье Каспийского моря. Годовая пропускная способность Центрального трубопровода Центральной Азии составляет 60,2 млрд м³.

В декабре 2010 года Казахстан начал строительство газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, предназначенного для транспортировки газа из западного Казахстана в южные регионы Казахстана и для экспорта в Китай.

Первый этап проекта, включающий трубопровод Бозой-Шымкент с пропускной способностью 2,5-3 млрд. кубометров в год завершился в 2013 году. Ожидается что второй этап проекта, включающий трубопровод Бейнеу-Бозой будет завершен к концу 2015 года, что позволит увеличить пропускную способность до 10 млрд. кубометров в год.

Газопровод Бухара-Урал начинается в Узбекистане и изначально строился для поставок газа из Узбекистана на северо-восток Казахстана и в южно-уральский регион России. Газопоток в газопроводе можно было перенаправлять, и иногда газ поступал на юг из России. Пропускная способность газопровода Бухара-Урал составляет приблизительно 21,0 млрд м³.

Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы – это транзитный газопровод, который поставляет газ из Узбекистана в основные населенные пункты южного Казахстана. Между Шымкентом и Алматы газопровод пересекает территорию Киргизии и поставляет газ в ее столицу Бишкек. Годовая пропускная способность газопровода Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы составляет 5,8 млрд м³.

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>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>
	<i>(млн. тонн в год)</i>		
Азербайджан	34,0	34,2	34,6
Казахстан	12,3	13,1	13,8
Польша	26,6	25,7	24,0
Румыния	9,1	9,2	9,0
Россия	143,5	148,9	153,1
Туркменистан	66,0	6,1	9,3
Украина	13,1	12,5	12,2

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 год

В таблице ниже приведены основные производители нефти в регионе:

<u>Страна</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>
	<i>(млн. тонн в год)</i>		
Азербайджан	45,6	43,4	43,4
Казахстан	82,4	81,2	83,8
Румыния	4,2	4,3	4,1
Россия	518,5	526,2	531,4
Туркменистан	10,7	11,07	11,4

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 год

По данным статистического обозрения компании «BP», общая добыча нефти в регионе оценивается на уровне 678 млн. тонн в год. По расчетам, доля Казахстана в 2013 г. составила 2,0% от мировой добычи нефти.

Перерабатывающая мощность региона

В 2013 г. перерабатывающая мощность региона СНГ составила 8 209 тысяч баррелей в день, при этом доля Казахстана в перерабатывающая мощность региона оценивалась на уровне 4,2%.

Региональное потребление и добыча газа

Что касается природного газа, в 2013 г., согласно расчетам, региональное потребление составило [575,5] млрд. м³, а региональная добыча – [698,8] млрд. м³. Доля Казахстана в мировом объеме потребления газа в 2013 г., по расчетам, составила 0,3%, а его доля в объеме добычи – 0,5%.

Уполномоченные органы

Министерство энергетики

Согласно закону о недропользовании от 2010 года (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 интересов государства в рамках Соглашений о разделе продукции.

Согласно Указу Президента от 6 августа 2014 года МНГ было преобразовано в Министерство энергетики, которое отныне отвечает за нефтегазовый сектор экономики, электроэнергетику и ядерную энергетику, за использование возобновляемых источников электроэнергии, утилизацию твердых отходов внутри страны, защиту окружающей среды и исполняет функции надзора за природными ресурсами, их контроля и защиты.

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 Законом о недропользовании от 2010 года. 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. Компетентный орган предоставляет права на разведку и добычу.

Исторически «компетентным органом» для нефтегазовой отрасли, а также для секторов твердых полезных ископаемых был МЭМР, функции которого с 12 марта 2010 г. были разделены и переданы МНГ (по нефтегазовой отрасли) и Министерству промышленности и новых технологий («МПНТ») (по недропользованию в отношении твердых полезных ископаемых)

В дальнейшем, в августе 2014 года, оба министерства были реорганизованы по решению Президента, согласно которому МНГ стало Министерством энергетики (с передачей всех функций и полномочий), а функции и полномочия МПНТ были разделены между Министерством энергетики и Министерством инвестиций и развития («МИР») (Министерство энергетики и МИР вместе именуется «Компетентный орган»). См. «— *Правительственные реорганизации в 2014 году*».

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 Законом о недропользовании от 2010 года, 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, хотя ранее выпущенные действующие лицензии и комбинированные контракты на добычу продолжали действовать. 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 Закона о недрах от 2010 года, 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 и/или сложную геологическую структуру, 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 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 Республике 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 (или частичного права) и/или акций или долей участия в каком-либо юридическом лице, которое может прямо и/или косвенно влиять и/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 устанавливали, что передача прав недропользования, включая взнос прав недропользования в уставный капитал, передача прав недропользования при процедуре банкротства и внесение прав недропользования в залог требует согласования Компетентного органа.

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 (б) 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.

Закон о недрах 2010 года

Закон о недрах 2010 года 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 Закона о недрах 2010 года 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 Законом о недрах 2010 года, 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 сохранены в Законе о недрах 2010 года:

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 Законе о недрах 2010 года 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 Закон о недрах 2010 года в отношении как прав недропользования, так и Объектов. Приоритетное право Государства применяется с обратной силой в отношении всех существующих контрактов, в также в отношении возможных будущих контрактов.

С учетом определенных ограниченных исключений, о которых 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 Закона о недрах 2010 года (положения которого в Законе о недрах 2010 года соответствует положениям Статьи 14 Старого Закона о недропользовании) и в соответствии с порядком, определенным в статье 37 Закон о недрах 2010 года.

Кредитная линия, обеспеченная залогом в виде права недропользования должна использоваться только для дальнейшей переработки, если такая переработка предусмотрена соответствующим соглашением на недропользование и реализуется на территории Казахстана 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 или;
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, Закон о недрах 2010 года 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 Закон о недрах 2010 года 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 Законом о недрах 2010 года, 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 Законом о недрах 2010 года, 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 Закона о недрах 2010 года 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 Законом о недрах 2010 года 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 Закона о недрах 2010 года. 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 Законом о недрах 2010 года.

Внесение изменений в Соглашения на недропользование в отношении прав на месторождения стратегического значения

Как в случае со Старым Законом о недропользовании, в соответствии с Законом о недрах 2010 года, 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, Закон о недрах 2010 года 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 Законом о недрах 2010 года, 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 Законом о недрах 2010 года, 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 Закона о недрах 2010 года было принято, помимо всего прочего, в целях обращения недропользователей к положениям налогового кодекса 2009 года. В свете применения такого положения Закона о недрах 2010 года, 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. С 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 12 марта 2014 года ставка экспортной таможенной пошлины на сырую нефть составляет 80 долларов США за тонну. В Постановлении ЭП указано, что экспортные пошлины на сырую нефть не применяются к (i) к экспорту сырой нефти тех недропользователей, которые добыли ее по комбинированному контракту на производство и добычу, если такие контракты были подписаны с Правительством Казахстана или Компетентным органом до 1 января 2009 года, и такие контракты прошли обязательную налоговую оценку и содержат специальные положения об отмене экспортных пошлин для сырой нефти; и (ii) к экспорту сырой нефти тех недропользователей, которые осуществили добычу по своим контрактам недропользования, которые не являются комбинированными контрактами на производство и добычу, и которые содержат положения об отмене экспортных пошлин на сырую нефть, экспортируемую недропользователями-плательщиками роялти. Помимо этих исключений специальная экспортная пошлина не применяется, если импортирующая страна является стороной по Соглашению о зоне свободной торговли от 18 октября 2011 года, подписанному между странами СНГ (например, Украина), если в Соглашении данный пункт не трактуется иначе.

Произвольные разведочные работы и разведочные работы на море

Закон о недрах 2010 года 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 Закону о недрах 2010 года, 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

Закон о недрах 2010 года 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 (№ 20-V от 22 июня 2012 года) 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 очередность, 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 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 Компетентным органом, и определяется в соответствии с формулой, указанной в постановлении 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 реуглируемой стоимости, который затем будут продаваться на внутреннем рынке с премией, используя значительную часть премии на модернизацию и расширение внутренней сети.

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 Закону о недрах 2010 года (как указано выше), СРП не являются особой формой принятого Соглашения на недропользование. Следовательно, Закон о недрах 2010 года не разрешает Государству входить в новые СРП с подрядчиками, хотя СРП, заключенные до принятия Закона о недрах 2010 года, 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 операции по добыче нефти и газа, по переработке нефти, транспортировке 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 находящимися 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 Закону о недрах 2010 года, 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 нефте- 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) Правительственные реорганизации 2014 года

6 августа 2014 года президент Назарбаев, стремясь оптимизировать государственную структуру и сделать правительство более компактным и эффективным, принял решение о его реорганизации. 17 министерств и 9 государственных агентств, функционировавших ранее, были сокращены до 12, при этом некоторые из них были объединены, а некоторые – упразднены.

Согласно Указу президента №875 от 6 августа 2014 года «О реформе системы государственного управления Республики Казахстан» МНГ было преобразовано в Министерство энергетики, и ему были переданы некоторые функции МПНТ (преобразованного в МИР) и Министерства окружающей среды и водных ресурсов, которое было упразднено. Таким образом, Министерство энергетики в настоящее время отвечает не только за нефтегазовую индустрию, но также за электро- и атомную энергетику, использование возобновляемых источников энергии, утилизацию твердых отходов внутри страны, защиту окружающей среды и исполняет функции надзора за природными ресурсами, их контроля и защиты.

На дату составления Базового проспекта процесс реорганизации еще не завершился, и некоторые правительственные решения и резолюции не были приведены в соответствие и утверждены для того, чтобы была создана юридическая основа для работы и определения полномочий вновь созданных министерств.

Министерство энергетики

Согласно реорганизации Правительства, Министерство энергетики стало преемником МНГ в качестве Компетентного органа в области нефти и газа. Согласно Закону о недрах 2010 года и другим действующим законам, Министерство энергетики стало преемником МНГ и, 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 Законе о недрах 2010 года;
- 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:

- МИР, которое является преемником функций МПНТ и
- МПНТ, другим компетентным государственным органом для недропользователей, ведущих разработку и добычу месторождений (кроме тех, что относятся к часто встречающимся минералам); данный орган содержит в своей структуре следующие комитеты:
 - Комитет по геологии и недропользованию, который занимается распределением геологических и горнодобывающих участков;
 - Комитет по техническому регулированию и метрологии осуществляет надзор за соответствием оборудования нефтегазовой отрасли в Казахстане стандартам качества и безопасности и осуществляет государственный контроль за качеством строительства и строительных материалов;
 - Комитет по индустриальному развитию и промышленной безопасности, который, среди прочего, осуществляет надзор за безопасностью и охраной здоровья на горнодобывающих работах после того, как было упразднено Министерство по чрезвычайным ситуациям;
- различные государственные органы, ответственные за утверждение строительных проектов и использование водных и земельных ресурсов, включая Комитет по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству и управлению земельными ресурсами внутри вновь сформированного Министерства национальной экономики;
- Комитет по государственному санитарному и эпидемиологическому контролю при Министерстве здравоохранения и социального развития («МЗСР»), которое было создано в результате слияния бывшего Министерства здравоохранения и Министерства труда и социальной защиты населения, Министерство труда и социальной защиты (далее - 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 исполнительным органом, либо компетентным органом, отвечающим за охрану окружающей среды, которым в результате правительственных реорганизаций стало Министерство энергетики. 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 устанавливает правила контроля за климатическими изменениями в Казахстане. Начиная с 1 января 2013 года, ни одно лицо не имеет права осуществлять определенные виды деятельности (включая деятельность, связанную с энергетикой) без квот, установленных и соответствующем разрешении на выбросы газа в атмосферу, которые ежегодно выпускает Комитет по контролю за окружающей средой; юридическое лицо, которое выбрасывает в атмосферу не более 20 000 тонн углекислого газа в год, исключается из этого запрета. Данные положения были внесены в связи с разрешениями на выбросы газа, включая указание необходимой информации о сооружении, в отношении которого данное разрешение требуется получить, в связи с программой сокращения выбросов вредных веществ в атмосферу и запланированных мероприятий по внедрению программы, включая основания, по которым данное заявление может быть отклонено.

Квоты выбросов вредных веществ в атмосферу распределяются согласно национальному плану. Квоты национального плана распределения по существующим сооружениям установлены на уровне выбросов предыдущего года согласно Резолюции правительства Республики Казахстан №586 от 7 мая 2012 года. Национальный план на 2014 и 2015 годы был утвержден Резолюцией правительства Республики Казахстан №1536 от 31 декабря 2013 года.

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. Срок действия РВП может быть продлен при условии соблюдения требований, указанных в РВП.

Ведение учетной документации

В соответствии с Законом о недрах 2010 года и природоохранным 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 и другие официальные лица, которые 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, *среди прочего*:

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 природоохранных и иных разрешений в случае нарушения условий таких разрешений;

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, занятым определенной деятельностью.

Экологическое страхование

Экологическое страхование является обязательным видом страхования, предусмотренное Законом о недрах 2010 года (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 сотрудников от несчастного случая на производстве

Согласно Закону Республики Казахстан «Об обязательном страховании сотрудников от несчастного случая при исполнении ими своих трудовых обязанностей» (№ 30-III от 7 февраля 2005 года, с поправками), с 1 июля 2005 года все работодатели обязаны страховать своих сотрудников против несчастных случаев при выполнении ими 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 гражданского 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 процедуры регуляторов, уголовные или административные 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, включая специфические требования данной отрасли, и регулируемые различными государственными органами, в том числе МТСЗН. В такие законы и нормативные акты входит Экологический кодекс, Закон о недрах 2010 года и Трудовой кодекс, принятый 15 мая 2007 года № 251-III, а также Закон РК № 188-В от 11 апреля 2014 года «О гражданской защите».

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 здоровью, 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 приняло новую политику 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 общие правила государственных закупок (установленное Законом Республики Казахстан «О государственных закупках» № 303-III от 21 июля 2007 года) и осуществляет свои закупки в соответствии с Правилами С-К.

Правила СК, в целом, схожи с существующими правилами государственных 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 ограниченных 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 долгоживущие 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) (а) 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.

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 (либо, если период начисления захватывает два налоговых года для Держателя США, за часть этого периода, относящуюся к каждому налоговому году) или, по выбору Держателя США, по обменному курсу валют на последний день периода начисления (либо, если период начисления захватывает два налоговых года для Держателя США, за часть этого периода, относящуюся к каждому налоговому году) или по курсу на дату получения, если это произошло в течение пяти дней с последнего дня периода начисления. Любой такой выбранный метод применяется ко всем долговым инструментам, имеющимся у Держателя США на начало первого налогооблагаемого года, на который распространяется действие выбранного метода, либо впоследствии приобретенным Держателем США, и не подлежит отмене без согласия ФНС в течение отчетного года в ФНС. Держатель США, который использует метод начислений, с целью налогообложения будет признавать в США 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 со сроком погашения более одного года (далее – «**Облигации с дисконтом от номинальной цены**»), попадают под действие специальных правил налогового учета, которые описаны более подробно ниже. Дополнительные правила, применимые к Облигациям, выпущенных 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), 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 (б) 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) каждая соответствующая плавающая ставка или объективная ставка, принимаемая в расчет для определения процента, 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 привлеченных средств в валюте, в которой выражены Облигации с плавающими процентными ставками; или (b) 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. 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; и (b) 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. 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) в соответствии с единичной фиксированной ставкой для первоначального периода продолжительностью 1 (один) год или менее, после чего применяется переменная ставка, соответствующая либо одной плавающей ставке, либо одной реальной ставке, 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 по Облигациям выплачивается процент по единичной реальной ставке или по единичной соответствующей плавающей ставке, 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 единичной 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); (b) 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 (d) 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 случае если срок погашения Облигаций составляет 1 (один) год или менее (далее – «**Краткосрочные облигации**»), все платежи (в том числе все установленные проценты) включаются в установленную цену погашения по истечении срока погашения; таким образом, Держатели США, как правило, уплачивают налог с дисконта, а не с установленных процентов. Дисконт равняется сумме, на которую указанная цена погашения на момент погашения превышает номинальную цену Краткосрочной облигации, если Держатель США не примет решения рассчитывать данный дисконт по налоговой базе, а не по номинальной цене. 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 долговом обязательстве, погашаемом с премией, 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 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). Плательщик обязан удержать резервный налог, удерживаемый у источника дохода, с выплат по Облигациям, произведенных на территории США или произведенных американским плательщиком, или американским посредником держателю Облигации, который является гражданином США за исключением получателя платежа, имеющего право на освобождение от уплаты налога, как, например, корпорация, в том случае, если держатель не сможет предоставить правильный идентификационный номер налогоплательщика или не выполнит требования по резервному удержанию, или не сможет обосновать освобождение от налога. Выплаты основной суммы или

вознаграждения, произведенные на территории США, не облагаются резервным налогом, удерживаемым у источника дохода, и не относятся к требованию по предоставлению информации, если держатель предоставит плательщику соответствующее свидетельство, и плательщик не обладает информацией или не имеет основания считать, что такое свидетельство не соответствует действительности. 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 по 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).

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 будут облагаться 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.) (а также Неказахстанским держателям, не предоставившим ОКмпании надлежащего подтверждения своего статуса налогового резидента страны, не включенной втакой перечень стран с благоприятным налоговым режимом), удерживается казахстанский налог с источника по ставке 20 процентов.

Неказахстанские держатели, которые проживают в странах, таких как США или Великобритания, с которыми Казахстан имеет двусторонние соглашения в сфере налогообложения, могут иметь право на льготную ставку подоходного налога, при условии своевременного представления Компании надлежащим образом оформленного свидетельства, подтверждающего статус налогового резидента, оформленного в стране такого резидентства.

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 Тростовом договоре и Гарантии Компания соглашается выплатить дополнительные суммы (как указано в Тростовом 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.) а также Неказахстанским держателям, не предоставившим ОКмпании надлежащего подтверждения своего статуса налогового резидента страны, не включенной в такой перечень стран с благоприятным налоговым режимом) удерживается казахстанский налог по ставке 20 процентов, за исключением случаев, когда ставка налога уменьшается в соответствии с действующим договором об избежании двойного налогообложения.

Неказахстанские держатели, которые проживают в странах, таких как США или Великобритания, с которыми Казахстан имеет двусторонние соглашения в сфере налогообложения, могут иметь право на льготную ставку подоходного налога, при условии своевременного представления Компании надлежащим образом оформленного свидетельства, подтверждающего статус налогового резидента, оформленного в стране такого резидентства.

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).

Налог с источника не применяется, если на день начисления вознаграждения Облигации не зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана (например, KASE).

Доходы

Доход от прироста стоимости, возникающий у Казахстанских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, относится на счет доходов Казахстанских держателей. Чистый доход таких Казахстанских держателей облагается корпоративным налогом на прибыль по ставке 20% либо либо налогом на доходы физическим лицам по ставке 10% (сообразно обстоятельствам).

Если на дату продажи Облигации зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи, осуществляющей деятельность на территории Казахстана (например, KASE), и не торгуются на открытых торгах такой биржи, любые доходы Казахстанских держателей не облагаются налогом, уплачиваемым у источника доходов, на территории Казахстана.

Доход от прироста стоимости, возникающий у Неказахстанских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, облагается налогом с источника по ставке 15 процентов, кроме случаев наличия действующего соглашения об избежании двойного налогообложения, предусматривающего освобождение от уплаты такого налога на доходы от прироста капитала. Если распоряжение Облигациями осуществляет Неказахстанский держатель, зарегистрированный в стране с льготным налоговым режимом, доходы от такого распоряжения облагаются налогом у источника в Казахстане по ставке 20%, кроме случаев наличия действующего соглашения об избежании двойного налогообложения.

Любые доходы, полученные Неказахстанским 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.

Доходы, полученные Казахстанским или Неказахстанским держателем от продажи Облигаций, иным образом, кроме как через открытые торги на соответствующей бирже, могут облагаться казахстанским налогом или налогом у источника доходов, соответственно. В отношении доходов, полученных Неказахстанскими держателями, покупатель или получатель этих Облигаций может рассматриваться как источник дохода агента и, следовательно, обязан удерживать налог на прирост капитала у продавца и уплатить его в Казахстане. В то же время, казахстанское налоговое законодательство не определяет механизм сбора любого такого налога с покупателей или получателей, являющихся Неказахстанскими держателями или не имеющих налогового присутствия в Казахстане. Любые потенциальные покупатели или приобретатели Облигаций у / от Неказахстанских держателей должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами по налоговым последствиям такого приобретения.

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 информации с отдельными другими странами). Ряд стран и территорий, не входящих в состав ЕС, в том числе Швейцария, приняли подобные системы (для Швейцарии – это система удержаний).

Налогообложение в Нидерландах

Общие положения

Далее представлен общий обзор налоговых последствий в Нидерландах, действующих на дату составления настоящего Базового проспекта, в отношении выплат по Облигациям, а также в отношении приобретения, владения 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. Данное положение будет упразднено с 1 января 2015 года и будет заменено нормативным актом, регулирующим налогообложение доходов соответствующих требованиям налогоплательщиков, не являющихся резидентами страны), 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:

у держателя имеется предприятие или доля участия в предприятии, к которому относятся Облигации; или

считается, что держатель осуществляет деятельность в отношении Облигации, которая выходит за рамки обычного управления активами (“normal vermogensbeheer”).

Если вышеуказанные условия 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 (Данное положение будет упразднено с 1 января 2015 года и будет заменено нормативным актом, регулирующим налогообложение доходов соответствующих требованиям налогоплательщиков, не являющихся резидентами страны); 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 подписании, 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.

Предложенный налог на финансовые операции

Европейская комиссия опубликовала предложение («Предложение комиссии») по Директиве о введении единого налога на финансовые операции («НФО») в Бельгии, Германии, Эстонии, Греции, Испании, Франции, Италии, Австрии, Португалии, Словении и Словакии («Страны-участницы»).

Предложение Комиссии имеет очень широкую сферу применения и может, в случае его утверждения, затрагивать определенные сделки с Облигациями (включая операций на вторичном рынке). В то же время, НФО не будет применяться при выпуске Облигаций и при подписке на них.

В соответствии с предложением Комиссии, НФО может применяться в определенных обстоятельствах для лиц внутри и за пределами Стран-участниц. Как правило, налог будет применяться к определенным сделкам с Облигациями, в которых по крайней мере одна сторона является финансовым учреждением и по крайней мере одна сторона учреждена в одной из Стран-участниц. Финансовое учреждение может быть учреждено (либо может рассматриваться в качестве учрежденного) в одной из Стран-участниц при разного рода обстоятельствах, включая (i) посредством совершения операции с лицом, учрежденным на территории одной из Стран-участниц, или (ii) случаи, когда финансовый инструмент, являющийся объектом операции, был выпущен на территории одной из Стран-участниц.

В совместном заявлении, опубликованном в мае 2014 года, 10 из 11 Стран-участниц заявили о намерении по реализации НФО постепенно, начиная с применения данного налога в отношении акций и ряда производных инструментов с 1 января 2016 года.

Предложение по ФТО остается предметом переговоров между участвующими Странами-участницами. Соответственно, налог может быть изменен. Другие страны в составе ЕС также могут присоединиться к данной инициативе.

Потенциальным держателям Облигаций рекомендовано обратиться за профессиональной консультацией по отношению к НФО к собственным консультантам.

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 подпадают под действие статьи 4974 Кодекса, как, например, индивидуальные пенсионные счета (далее совместно с Пенсионными планами и организациями, чьи базовые активы включают в себя активы Пенсионных планов и (или) планы, подпадающие под действие статьи 4975 Кодекса – Планы)) и отдельных лиц имеющих определенное отношение к таким Планам, если только такие сделки не подпадают под законодательные или административные исключения. К заинтересованной стороне или дисквалифицированному лицу, вступившему в запрещенную сделку, могут применяться акцизные сборы и прочие пени и штрафы в соответствии с ERISA и статьей 4975 Кодекса.

Будет считаться, что каждый покупатель Облигаций или какого-либо бенефициарного участия в них, а также каждый их получатель, заверяет и соглашается, что (i) они не являются и не будут (в течение периода владения Облигациями (или участия в них) являться (или считаться для целей ERISA или статьи 4975 Кодекса) Планом; или (ii) приобретение Облигаций и владение ими не составляет и не предполагает и не будет составлять или предполагать участия в запрещенной сделке в соответствии со статьей 405 ERISA или статьей 4975 Кодекса..

Вышеизложенное представляет собой лишь обзор определенных особенностей закона о пенсионном обеспечении в соответствии с ERISA и статьей 4975 кодекса 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 Правилем 144А – Глобальной Облигацией, одной или более глобальных облигаций, регулируемых Правилем 144А, депонируемых кастодианом и зарегистрированных на имя компании Cede & Co, в качестве номинального держателя ДТС.

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 Правилем 903 или Правилем 904 Положения S. См. Раздел «*Ограничения по Передаче*». Владеть бенефициарным участием в Глобальной Облигации, регулируемой Правилем 144А можно лишь через ДТС. См. раздел «*Процедура ведения учета по Глобальным Облигациям*». Считается, что, приобретая бенефициарное участие в Глобальной Облигации, регулируемой Правилем 144А, 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 Правилем 144А, указанные в Правиле 144А, при этом на Облигациях, регулируемых Правилем 144А, 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 Правилем 144А, после такой передачи прекращает быть участием в Глобальной Облигации, регулируемой Положением S, и становится участием в Глобальной Облигации, регулируемой Правилем 144А, и, соответственно, подпадает под действие всех ограничений по передаче и других процедур, применимых к бенефициарному участию в Глобальных Облигациях, регулируемых Правилем 144А Глобальной Ноты на протяжении всего времени, пока он остается таким участием. Любое бенефициарное участие в Глобальной Облигации, регулируемой Правилем 144А, 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 Правилем 144А, 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 DTC, 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 КИП. 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 Правилom 144А, Эмитент вручает только такие Документарные Облигации, регулируемые правилom 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 Правилom 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 счетах 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 Правилom 144A, 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 Правилom 144A, 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 Правилom 144A в обмен на отдельные Глобальные Облигации, регулируемые Правилom 144A, (на которые будут нанесены надписи, наносимые при передаче в соответствии с условиями Правилa 144A).

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 Правилom 144A, любой серии должны иметь код CUSIP, если не оговорено иное, и будут депонированы и зарегистрированы на имя компании Sede & 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 получают 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 Правилom 144A, 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 Правилom 144A, 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 Правилom 144A, дает распоряжение Регистратору (i) уменьшить объем Облигаций, зарегистрированных на имя Cede & Co и подтверждаемых Глобальной Облигацией, регулируемой Правилom 144A, 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 Правилom 144A (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) (a) передаст соответствующие инструкции кастодиану Глобальной Облигации, регулируемые Правилom 144A, 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 144A.

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 15с6 л Закона о фондовых биржах, расчеты по торговым сделкам на вторичном рынке Соединенных Штатов, как правило, должны быть завершены в течение трех рабочих дней (T +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 T + 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:

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 Правила 144А.

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.

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.

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.

Он понимает, что приобретение и владение им Облигациями, регулируемыми Правилom 144А, представляет собой заверение и согласие с его стороны о том, что (i) оно не является и не будет (на протяжении всего периода владения Облигациями, регулируемыми Правилom 144А (или любыми долями в них)) являться (или считаться для целей Закона о пенсионном обеспечении или статьи 4975 Кодекса) (А) «пенсионным планом работников» (в соответствии с определением, данным в Законе о пенсионном обеспечении), регулируемым в соответствии с Разделом I Закона о пенсионном обеспечении, или (В) другим «планом» (в соответствии с определением, данным в статье 4975 Кодекса), регулируемым статьей 4975 Кодекса; или (ii) приобретение Облигаций, регулируемых Правилom 144А, и владение ими не составляет и не предполагает и не будет составлять или предполагать запрещенную сделку в соответствии со статьей 405 Закона о пенсионном обеспечении или статьей 4975 Кодекса.

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(а)(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 оффшорной 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, регулируемые 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 (б) 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 (х) покупной цене, выплаченной бенефициарным собственником за нее, (у) 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 (i) такое владение не является и не будет (в течение всего периода владения настоящей облигацией или какой-либо долей в ней являться или считаться в рамках закона о пенсионном обеспечении работников 1974 г. в действующей редакции (“**erisa**”) или статьи 4975 налогового законодательства США 1986 г. («**кодекс**»)) (а) «планом обеспечения работников» (в соответствии с определением, данным в erisa), на который распространяется раздел i erisa или (в) другим «планом» (в соответствии с определением, данным в статье 4975 кодекса), регулируемым статьей 4975 кодекса, или (ii) приобретение какой облигации и владение ею не составляет и не

предполагает и не будет составлять или предполагать вступление в запрещенную сделку в соответствии со статьей 406 *etisa* или статьей 4975 кодекса.

эмитент может в обязательном порядке потребовать от каждого бенефициарного держателя настоящей облигации периодически подтверждать, что такой держатель является кип и квалифицированным покупателем.

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.

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.

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:

Он является или будет являться на момент приобретения Облигаций, регулируемых Положением S, и (а) 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.

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 (а) 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.

Он понимает, что Облигации, регулируемые Положением S, будут подтверждаться одной или несколькими Глобальными облигациями, регулируемые 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.

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.

Он понимает, что приобретение и владение им Облигациями, регулируемые Положением S, представляет собой заверение и согласие с его стороны о том, что (i) оно не является и не будет (на протяжении всего периода владения Облигациями, регулируемые Положением S, (или любыми долями в них)) являться (или считаться в рамках ERISA или статьи 4975 Кодекса) (A) «планом обеспечения работников» (в соответствии с определением, данным в ERISA), на который распространяется действие Раздела I ERISA, или (B) другим «планом» (в соответствии с определением, данным в статье 4975 Кодекса), на который распространяется действие статьи 4975 Кодекса; или (ii) приобретение Облигаций, регулируемых Положением S, и владение ими не составляет и не предполагает и не будет составлять или предполагать вступление в запрещенную сделку в соответствии с статьей 406 ERISA или статьей 4975 Кодекса.

ПОДПИСКА И ПРОДАЖА

Облигации могут периодически продаваться соответствующим Эмитентом в пользу одной или нескольких из следующих компаний: Citigroup Global Markets Limited, Credit Suisse Securities (Europe) Limited, лондонский филиал Deutsche Bank AG и лондонский филиал UBS AG (“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 получат 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, (a) 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, Компании 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 Транш, 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 действующим законодательством Казахстана и положениями KASE.

Нидерланды

Ноты, предложенные в соответствии с настоящим Базовым проспектом, не предлагаются и не могут быть предложены в Нидерландах, кроме как для физических или юридических лиц, являющихся

квалифицированными инвесторами, как это определено в статье 1:1 Закона о финансовом надзоре Голландии («ЗФН»). Каждый покупатель Облигаций, описанный в настоящем Базовом проспекте, расположенный в Нидерландах, будет считаться предоставившим свои заверения, признание и согласие с тем, что такое лицо является квалифицированным инвестором (*gekwalificeerde belegger*), как это определено в разделе 1:1 ЗФН. Для целей настоящего положения, выражение «открытое предложение Облигаций» в отношении каких-либо Облигаций в Нидерландах означает достаточно конкретное предложение в адрес более чем одного лица согласно разделу 217 (1) Книги 6 Гражданского кодекса Нидерландов о заключении договора о покупке или о приобретении иным образом Облигаций, или о направлении приглашения о предложении Облигаций.

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 Нидерланды 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

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 27 октября 2014 г. или приблизительно в эту дату.

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 НБК.

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.

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.

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.

После 31 декабря 2013 года не происходило никаких существенных неблагоприятных изменений в перспективах Компании и ее консолидированных дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний в целом, и после 30 июня 2014 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 2013 года, как не происходило никаких значительных изменений в финансовом или коммерческом положениях KMG Finance после 30 июня 2014 года.

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 финансовый год, закончившийся 31 декабря 2013 г. и 31 декабря 2012 г., была аудирована ТОО Ernst & Young, которое издало отчет об этом без оговорок. Промежуточная финансовая отчетность Компании за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, подготовлена в

соответствии с МСФО 34 «Промежуточная финансовая отчетность» и проверена ТОО Ernst and Young. Юридический адрес ТОО Ernst & Young: Казахстан, Алматы 050060, пр-т Аль-фараби 77/7, «Есентай Тауэр».

До тех пор, пока действует Программа или любые Облигации находятся в обращении, с копиями и, при необходимости, переводами на английский язык следующих документов в электронной форме можно бесплатно 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 2013 и 2012 гг., включая, в каждом случае, аудиторский отчет на такие счета;

Промежуточная финансовая отчетность Компании за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года;

Наиболее последний общедоступный годовой отчет и отчетность Компании, подготовленные в соответствии с МСФО (публикуемые на ежегодной основе);

Агентское соглашение;

Трастовый договор (содержащий формы Облигаций в глобальной и документарной форме);

Процедурный меморандум;

Дилерское соглашение;

Любые Окончательные условия, касающиеся Облигаций;

Копии документов, включенных в настоящий Базовый проспект посредством ссылки; 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

[ПОДЛЕЖИТ ОБНОВЛЕНИЮ СИЛАМИ КМГ/«ДЕКЕРТ» ПО МЕРЕ НЕОБХОДИМОСТИ]

«**Финансовая отчетность за 2012 год**» означает консолидированную финансовую отчетность Компании за 2011 календарный год по состоянию на 31 декабря 2012 года;

«**Финансовая отчетность за 2013 год**» означает консолидированную финансовую отчетность Компании за 2012 календарный год по состоянию на 31 декабря 2013 года;

«**Запасы категорий А+В+С1**» означает запасы сырой нефти и газа, классифицированные по казахстанской методологии как запасы категории А, В и С1. См. раздел «Нефтегазовая промышленность Казахстана - Классификация запасов».

«**Агентское соглашение**» означает агентское соглашение между РД КМГ и КМГ ПМ в отношении продажи сырой нефти РД КМГ (ежегодно перезаключаемое на новый срок согласно казахстанскому законодательству о государственных закупках);

«**АГП**» означает ТОО «Азиатский газопровод»;

«**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 МЭ);

«**Атырауский НПЗ**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Атырау в Западном Казахстане, эксплуатируемый ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»;

«**Айзир**» означает Aysir Turizm ve Inshaat AS;

«**ВР**» означает ВР р.л.с.;

«**BSGP**» означает ТОО Газопровод Бейнеу-Шымкент;

«**Трубопровод ВТС**» означает трубопровод, эксплуатируемый ВР;

«**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;

«**СИТИС**» 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 ССЕЛ;

«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, и начиная с 12 марта 2010 года, для нефти и газа - МНГ, и Министерство Промышленности и Новых Технологий («МПНТ») для твердых минералов; а после реорганизации МНГ и в МПНТ в августе 2014 года эти вопросы перешли в ведение Министерства энергетики и МИР;

«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;

«Промежуточная финансовая отчетность» означает промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчетность Компании за полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, не проверенную аудиторами и подготовленную в соответствии с МСФО 34 «Промежуточная финансовая отчетность»;

«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 International**» означает KazMunaiGaz International B.V.;

«**KMG РКОР**» означает KazMunaiGaz РКОР Investment B.V.;

«**КРО**» означает Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.;

«**КМГ ПМ**» означает АО «КазМунайГаз Переработка и Маркетинг»;

«**KNOC**» означает компанию «Корейн Нэшнл Ойл Консорциум» (Korean National Oil Consortium);

«**КТГ**» означает АО «КазТрансГаз»;

«**КТО**» означает АО «КазТрансОйл»;

«**КЗТ**» 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;

«**МОСВР**» означает Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан;

«**МВВ**» означает Mangistau Investments B.V.;

«**МИР**» означает Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан, центральный исполнительный орган Государства, который в настоящий момент является правопреемником контролирующих полномочий МПНТ, и, соответственно, полномочным органом в секторе разработки недр;

«**Министерство энергетики**» или «**МЭ**» означает Министерство энергетики Республики Казахстан, центральный исполнительный орган Государства, который в настоящий момент является Компетентным органом в нефтегазовой отрасли и Уполномоченным органом в сфере нефти и газа;

«**МПНТ**» означает Министерство промышленности и новых технологий Республики Казахстан, которое являлось правопреемником контролирующих полномочий МЭМР и до 6 августа 2014 года было Компетентным органом в горнодобывающей отрасли;

«**ММГ**» означает АО «МангистауМунайГаз»;

означает Министерство Нефти и Газа Казахстана, центральный Государственный исполнительный орган, который являлся Компетентным органом в нефтегазовой отрасли, а также Уполномоченным органом в сфере нефти и газа до 6 августа 2014 года;

«**Mubadala**» означает ООО Mubadala Development Company (Нефтегазовый участок N, Казахстан);

«**МунайГас**» означает АО «СП «Северо-западная трубопроводная компания «МунайГас»»;

«**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;

«**Закон о недрах от 2010 года**» означает Закон Республики Казахстан № 291-TV 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»;

«**РКИ**» означает компанию «ПетроКазахстан Инк.» (PetroKazakhstan Inc.);

«**ПККР**» означает АО «ПетроКазахстан Кумколь Рисорсиз» («PetroKazakhstan Kumkol Resources»);

«**Platts**» означает компанию «Платте» (Platts), подразделение компании «МакГро Хилл Компаниз, 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;

«**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 II - ГЛОССАРИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ

Некоторые сокращения и связанные с ними термины

%	проценты
млрд. м ³	миллиарды кубических метров
барр./сут	баррели нефти в сутки
г	грамм
км	километр
км ²	квадратные километры
м	метр
млн. м ³	миллионы кубических метров
мм	миллиметры
МПа	мегапаскаль
трлн. м ³	триллион кубических метров

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 для значительного расширения известного коллектора нефти или природного газа.
Толща	Последовательность пластов осадочных пород, отложившихся в одинаковых общих геологических условиях.
Газовый конденсат	Более тяжелые углеводородные фракции в коллекторе природного газа, конденсирующиеся в жидкость по мере их добычи. Они используются в качестве химического сырья или для смешивания с бензином.
Углеводороды	Соединения, формируемые элементами водород (H) и углерод (C), и существующие в твердом, жидком или газообразном состоянии.
Природный газ	Углеводороды, находящиеся в газообразном состоянии при давлении в одну атмосферу и температуре 20°C. Он может быть разделен на сухой

Банк качества	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 также меньшие количестве более тяжелых углеводородов; частично жидкий при атмосферном давлении.
Коллектор	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).
Сейсмическая съемка	Пористая и проницаемая подземная толща, содержащая природное скопление извлекаемого природного газа и (или) нефти, ограниченная непроницаемой породой или слоями водонаполненной породы.
Вакуумная перегонка	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.
Обводненность	Перегонка при пониженном давлении (меньше атмосферного), понижающем температуру кипения перегоняемой жидкости. Эта техника при относительно низких температурах предотвращает крекинг или расщепление исходного нефтепродукта.
Капитальный ремонт	Доля воды, добываемой вместе с сырой нефтью из извлекаемых жидкостей коллектора, обычно выражаемая в процентах.
	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

	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
	F-78
Отчет независимых аудиторов	F-80
Консолидированный	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

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность АО «НКФ-2 «КазМунайГаз» за и по состоянию на полугодие, закончившееся 30 июня 2014 года, которая включает сравнительные данные по состоянию на 31 декабря 2013 года и за полугодие, закончившееся 30 июня 2013 года

Отчет о проверке промежуточной сокращенной консолидированной финансовой F-4 отчетности

Промежуточный консолидированный отчет о финансовом положении	F-6
Промежуточный консолидированный отчет о совокупной прибыли	F-8
Промежуточный консолидированный отчет о движении денежных средств	F-10
Промежуточный консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале	F-13
Пояснения к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности	F-15

Прошедшая аудиторскую проверку консолидированная финансовая отчетность АО «НК «КазМунайГаз» за и по состоянию на год, закончившийся 31 декабря 2013 года, которая включает сравнительные данные за и по состоянию на год, закончившийся 31 декабря 2012 года

Отчет независимых аудиторов	F-45
Консолидированный отчет о финансовом положении	F-47
Консолидированный отчет о совокупной прибыли	F-49
Консолидированный отчет о движении денежных средств	F-51
Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале	F-54
Пояснения к Консолидированной финансовой отчетности	F-56

Прошедшая аудиторскую проверку консолидированная финансовая отчетность АО «НК «КазМунайГаз» за и по состоянию на год, закончившийся 31 декабря 2012 года, которая включает сравнительные данные за и по состоянию на год, закончившийся 31 декабря 2011 года

Отчет независимых аудиторов	F-131
-----------------------------	-------

Консолидированный отчет о финансовом положении	F-133
Консолидированный отчет о совокупной прибыли	F-135
Консолидированный отчет о движении денежных средств	F-136
Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале	F-138
Пояснения к Консолидированной финансовой отчетности	F-140

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

АОOTCitigroup Global Markets Limited

5 The North ColonnadeCitigroup Centre

Canada Square, Canary Wharf

Лондон E14 5LB

Великобритания

АОCredit Suisse Securities (Europe) Limited

One Cabot Square

Canary Wharf

АлматыЛондон E14 4QJ

КазахстанВеликобритания

Лондонский филиал Deutsche Bank AG

Winchester House

2 King Edward

1 Great Winchester Street

Лондон EC2N 2DB

Великобритания

АОUBS Limited

БЦ1 Finsbury Avenue

АлматыЛондон EC2M 2PP

КазахстанВеликобритания

АО «Skybridge Invest»

Казахстан, 050059,

г.Алматы, пр. Аль-Фараби, 5

Бизнес Центр "Нурлы Тау", блок 1А, 2

этаж, офис 201

ОСНОВНОЙ ПЛАТЕЖНЫЙ АГЕНТ, ТРАНСФЕРТНЫЙ АГЕНТ И РАСЧЕТНЫЙ АГЕНТ

«Ситибанк Н.А» Лондон

Ситигруп Центр

Канада Сквер

Лондон E14 5LB

Великобритания

ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ УПРАВЛЯЮЩИЙ ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ

«Ситикорп Траст Кампани Лимитед»

Ситигруп Центр

Канада Сквер

Лондон E14 5LB

Великобритания

РЕГИСТРАТОР

«Ситигруп Глобал Маркетс Дойчланд АГ»

Рейтервег 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

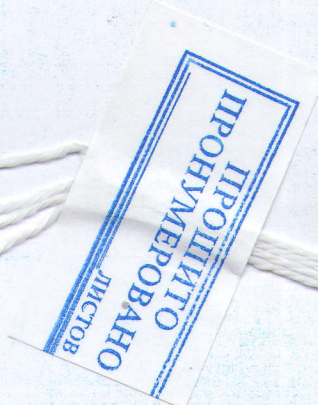
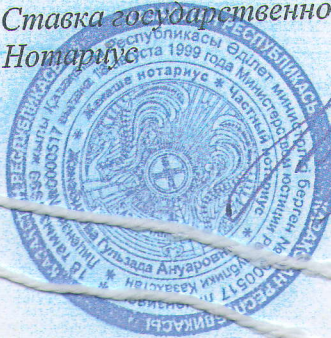
Есентай Тауэр, 77/7, Пр-т Аль-Фараби
Алматы 050060
Казахстан

Республика Казахстан, город Алматы.
Тридцать первое октября две тысячи четырнадцатого года.
Текст-перевод документа с английского языка на русский язык выполнен переводчиком
Байшуаковой Токжан Алмабековной.

Подпись: Байшуакова Токжан Алмабековна Байк

Республика Казахстан, город Алматы.
Тридцать первое октября две тысячи четырнадцатого года.
Я, Жанабилева Гульзада Ануаровна, нотариус, действующий на основании лицензии
№0000517, выданной Министерством Юстиции Республики Казахстан 18.08.1999,
свидетельствую подлинность подписи лично известного мне переводчика Байшуаковой
Токжан Алмабековны.

Зарегистрировано в реестре за № 11/0515
Ставка государственной пошлины: 10007-00 тенге
Нотариус



Управляющий директор по
экономике и финансам
Главный бухгалтер

А. Касымбек
Н. Валентинова

Прошито и пронумеровано на _____ листах

Республика Казахстан 050004, г. Алматы,
ул. Гоголя, 86, 1-й этаж, офис 102
тел. +7(727) 278-02-96, тел./факс 279-19-89
+7-701-785-62-33 (Актолыкын) +7-777-706-62-03 (Токжан)
e-mail: ntproffi@mail.ru

Handwritten signature/initials