

ВАЖНОЕ УВЕДОМЛЕНИЕ

ВАЖНО: Прежде чем продолжать чтение данного документа, пожалуйста, ознакомьтесь с нижеследующим. Нижеследующие сведения относятся к Базовому проспекту, изложенному, начиная с данной страницы, в связи с чем вам рекомендуется ознакомиться с данным уведомлением, прежде чем приступать к ознакомлению с Базовым проспектом, 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. ЦЕННЫЕ БУМАГИ НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ США 1933 ГОДА (С ИЗМЕНЕНИЯМИ) («ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ») ИЛИ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ ИЛИ ИНЫХ ЮРИСДИКЦИЙ, А ТАКЖЕ НЕ ДОПУСКАЮТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕ ИЛИ ПРОДАЖА ДАННЫХ ЦЕННЫХ БУМАГ НА ТЕРРИТОРИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ ИЛИ ГРАЖДАНАМ США ИЛИ ЗА СЧЕТ, ОТ ИМЕНИ ИЛИ В ИНТЕРЕСАХ ГРАЖДАН США (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СЛУЧАЕВ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ПОЛОЖЕНИЕМ S ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ), КРОМЕ СЛУЧАЕВ ОСВОБОЖДЕНИЯ ОТ ТРЕБОВАНИЙ ПО РЕГИСТРАЦИИ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ЗАКОНОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ В РЕЗУЛЬТАТЕ СДЕЛОК, К КОТОРЫМ ТАКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НЕ ПРИМЕНЯЮТСЯ, И В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ ИНЫХ ЮРИСДИКЦИЙ.

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

Подтверждение Вашего заверения: 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, то такое другое лицо) являетесь либо (а) КИП, который одновременно является 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, то такое другое лицо) не находится в пределах Соединенных Штатов Америки, и (2) вы (или, если вы действуете в интересах другого лица, то такое другое 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

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

продажа не разрешены законом. Данный Базовый проспект может распространяться исключительно (А) лицам, проживающим за пределами Соединенного Королевства, или (В) лицам, проживающим в Соединенном Королевстве, которые являются (i) лицами, чей профессиональный опыт по вопросам, связанным с инвестициями, подпадает под действие Статьи 19(5) Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года (Финансовое содействие) приказ 2005 года, с поправками ("**Приказ**"), (ii) юридическим лицам с высокой степенью активов, и другим лицам, которым он может быть передан по закону, отвечающим требованиям Статьи 49(2)(a) - (d) Приказа или (iii) лицам, которым приглашение или предложение участвовать в инвестиционной деятельности (в соответствии с разделом 21 Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года, с поправками) в связи с выпуском или продаже любых ценных бумаг Эмитента или любого члена его Группы (как указано в определении в Проспекте) может быть адресовано другим законным образом (все лица в пунктах (А) до (В) выше "соответствующие лица"). Любая инвестиционная деятельность, к которой относится такая информация, будет доступна только соответствующим лицам и осуществляться только с их участием. Любое лицо, не являющееся соответствующим лицом, не должно предпринимать никаких действий в отношении данной информации или полагаться на нее.

Если в какой-либо юрисдикции требуется, чтобы предложение было сделано лицензированным брокером или дилером и, если андеррайтеры или любое аффилированное лицо андеррайтеров должны быть лицензированными брокерами или дилерами в такой юрисдикции, то предложение считается сделанным андеррайтером либо таким аффилированным лицом от имени АО НК «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 НК «КазМунайГаз»

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

и

A9.4.1.1

KazMunaiGaz Finance Sub B.V.

(Общество с ограниченной ответственностью, зарегистрированное в соответствии с законодательством Нидерландов)

безусловным и безотзывным гарантом которой выступает

АО НК «КазМунайГаз»

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

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

АО НК «КазМунайГаз», акционерное общество, зарегистрированное в соответствии с законодательством Республики Казахстан («Компания»), и KazMunaiGaz Finance Sub BV, компания с ограниченной ответственностью, зарегистрированная 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, с Компанией и соответствующим(и) Дилером(ами) (как определено ниже). Облигации учреждаются и используются посредством измененного и изложенного в новой редакции Договора о доверительном управлении от 5 апреля 2017 года (в который в дальнейшем время от времени могут вноситься дополнения, изменения или поправки, «Договор о доверительном управлении»), заключенного между Компанией, KMG Finance и Citicorp Trustee Company Limited («Доверительный управляющий», данный термин включает любого преемника Доверительного управляющего по Договору о доверительном управлении).

A13.4.1
A13.4.5
A9.4.2.2

A6.2

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 23 октября 2014 года в отношении данной Программы.

Заявка направлена (i) в Управление по регулированию и надзору финансовых услуг в соответствии с Частью VI Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года, с поправками («FSMA») («Комиссия Великобритании по листингу»), на включение Облигаций, выпущенных по Программе, в течение двенадцати месяцев с даты настоящего Базового проспекта в официальный список Комиссии Великобритании по листингу («Официальный список»), а также (ii) на Лондонскую фондовую биржу («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,

A13.5.1(i)

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 разумные усилия, чтобы все Облигации, выпущенные Компанией и KMG Finance по Программе, были допущены в категорию «долговые ценные бумаги субъектов квазигосударственного сектора» «долговых ценных бумаг» официального списка 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 (**«НБРК»**) на выпуск и размещение Облигаций за пределами Казахстана (**«Разрешения НБРК»**).

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.

A6.1

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»**) (как определено Правилom 144А Закона о ценных бумагах (**«Правило 144А»**)), 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, в соответствии с освобождением от регистрации, предоставляемым Правилom 144А (**«Облигации, регулируемые Правилom 144А»**) 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 Правилu 144А именуемые **«Облигации»**). Потенциальные покупатели настоящим уведомлены, что продавцы Облигаций могут быть освобождены от исполнения положений Раздела 5 Закона о ценных бумагах, представленных в Правиле 144А.

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

На дату данного Предварительного Базового проспекта долгосрочный долг Компании в иностранной валюте имеет рейтинг BB, 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 такового. 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

A13.7.5

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

является рекомендацией к покупке, продаже или владению ценными бумагами, и он может быть приостановлен, снижен или отменен в любое время соответствующим рейтинговым агентством.

Совместные организаторы и дилеры

Citigroup

Deutsche Bank

Halyk Finance

SkyBridge Invest

UBS Investment Bank

Дата настоящего Базового проспекта 5 апреля 2017 года

Настоящий Базовый проспект следует читать и толковать с учетом всех поправок и дополнений к нему, а в отношении любого Транша Облигаций, следует читать и толковать в соответствии с Окончательными условиями. Данный Базовый проспект представляет собой базовый проспект для целей Статьи 5.4 Директивы о проспектах. Термин «**Директива о проспектах**» означает Директиву 2003/71/ЕС (со всеми поправками к ней, в том числе, Дополнительную Директиву 2010 PD, с учетом их выполнения в Соответствующей Стране-участнице, как определено ниже), и включает соответствующие меры реализации в Соответствующей Стране-участнице; 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 или Регистратора, какого-либо Платежного агента, какого-либо Агента по передаче или Расчетного агента (все вместе именуемые «**Агенты**»).

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, Агентов 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 изучение 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, Агентов или Доверительного управляющего, или любого другого лица какому-либо лицу на подписку или приобретение каких-либо Облигаций в любой юрисдикции, где такое предложение или приглашение запрещено.

Ни Дилеры, ни Доверительный управляющий, ни Агенты, ни кто-либо из их аффилированных лиц не делают и не подразумевают никаких заверений или гарантий, и не принимают на себя ответственность за точность и полноту информации, которая содержится в данном 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 в нем 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, ни Агенты или Доверительный управляющий не делают никаких заявлений о налоговом режиме, применимом в отношении платежей или сумм, полученных любым Держателем Облигаций в связи с какими-либо Облигациями. Каждый инвестор, рассматривающий возможность приобретения Облигаций в рамках Программы, должен обратиться за соответствующей налоговой или иной профессиональной консультацией, которую он считает необходимой для указанной цели.

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

- иметь достаточные знания и опыт для того, чтобы дать исчерпывающую оценку Облигаций, преимуществ и рисков инвестирования в Облигации и информации, содержащейся или указанной посредством ссылки, в настоящем Базовом проспекте и любых применимых дополнениях;
- иметь доступ и знание соответствующих аналитических инструментов для того, чтобы в контексте собственной конкретной финансовой ситуации, оценить инвестиции в Облигации и влияние, которое могут оказать эти Облигации на общий инвестиционный портфель;
- иметь достаточные финансовые ресурсы и ликвидность с тем, чтобы нести все риски инвестиций в Облигации, включая те Облигации, в которых основная сумма или проценты подлежат уплате в одной или нескольких валютах, или такие, в которых валюта платежей основной суммы или процентов отличается от местной валюты потенциального инвестора;
- полностью понимать условия Облигаций и знать характер соответствующих индексов и финансовых рынков, а также
- быть в состоянии оценить (самостоятельно или с помощью финансового консультанта) возможные сценарии экономического состояния, процентной ставки и других факторов, которые могут повлиять на инвестиции и способность нести соответствующие риски.

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

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

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

Дилеров, ознакомиться и соблюдать любые такие ограничения. Описание некоторых ограничений по предложению, продаже и поставке Облигаций, по распространению настоящего Базового проспекта, любых дополнений к нему или любых Окончательных условий, а также по иным материалам, связанным с предложением Облигаций, содержится в разделе *«Подписка и продажа»* и *«Ограничения по передаче»*.

Данный Базовый проспект может распространяться исключительно (А) лицам, проживающим за пределами Соединенного Королевства или (В) лицам, проживающим в Соединенном Королевстве, которые являются (i) лицами, чей профессиональный опыт по вопросам, связанным с инвестициями, подпадает под действие Статьи 19(5) Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года (Финансовое содействие) приказ 2005 года, с поправками ("**Приказ**"), (ii) юридическим лицам с высокой степенью активов, и другим лицам, которым он может быть передан по закону, отвечающим требованиям Статьи 49(2)(a) до (d) Приказа или (iii) лицам, которым приглашение или предложение участвовать в инвестиционной деятельности (в соответствии с разделом 21 Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года, с поправками) в связи с выпуском или продажей любых ценных бумаг Эмитента или любого члена его Группы (как указано в определении в предварительном проспекте) может быть адресовано другим законным образом (все лица в пунктах (А) до (В) выше "соответствующие лица"). Любая инвестиционная деятельность, к которой относится такая информация, будет доступна только соответствующим лицам и осуществляться только с их участием. Любое лицо, не являющееся соответствующим лицом, не должно предпринимать никаких действий в отношении данной информации или полагаться на нее.

НИ ОБЛИГАЦИИ, НИ ГАРАНТИЯ 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.

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, 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, которые в свою очередь являются КП, 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 ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ

Финансовая информация

Независимые аудиторы Компании (как определено в «Приложении I - Глоссарий часто используемых терминов») — ТОО «Эрнст энд Янг» — подготовили отчет независимого аудитора от 10 марта 2017 года в отношении консолидированной финансовой отчетности Компании по состоянию и за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, которая включает сравнительные данные (пересчитанные, см. «Пересчет» ниже) по состоянию и за год, завершившийся 31 декабря 2015 года («Финансовая отчетность за 2016 год») и отчет независимого аудитора от 14 марта 2016 года в отношении консолидированной финансовой отчетности Компании по состоянию и за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, которая включает сравнительные данные по состоянию и за год, завершившийся 31 декабря 2014 года («Финансовая отчетность за 2015 год», а вместе с Финансовой отчетностью за 2016 года «Финансовая отчетность»).

A9.2.1

A9.11.1

Заключение независимого аудитора, подготовленное ТОО «Эрнст энд Янг» по Финансовой отчетности за 2016 год, приводится на странице F- 4 настоящего Базового проспекта, а заключение независимого аудитора, подготовленное ТОО «Эрнст энд Янг» по Финансовой отчетности за 2015 год, приводится на странице F- 107 настоящего Базового проспекта. Если не указано иное, источником финансовой информации в отношении Компании, изложенной в настоящем Базовом проспекте, является Финансовая отчетность и соответствующие примечания к такой отчетности, которые приводятся в настоящем Базовом проспекте, начиная со страницы F-1 без каких бы то ни было существенных корректировок. Источником данных за 2015 год, включенных в данный Базовый проспект, является Финансовая отчетность за 2016 год, и они отличаются от данных, включенных в Финансовую отчетность за 2015 год, которая была опубликована. См. «Пересчет».

A9.11.3.1

A9.11.4.1

Суммы, указанные в статьях финансовой отчетности каждого из предприятий Компаний, рассчитываются в валюте страны, в которой предприятие осуществляет основную деятельность («Функциональная валюта»). Финансовая отчетность, которая приводится где-либо в данном Базовом проспекте, 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 показатели, включенные в настоящий Базовый проспект, были округлены; соответственно, суммы, приведенные в различных таблицах по одной и той же позиции, могут незначительно расходиться, а цифры, указанные как итоговые в некоторых таблицах, могут не являться арифметической суммой стоящих перед ними цифр.

Пересчет

Компания произвела некоторый пересчет в своем консолидированном отчете о финансовом положении за 2015 год и консолидированном отчете о совокупном доходе, включенном в Финансовую отчетность за 2016 год, так как признала компанию «Aysir Turism ve Inshaat A.S.» («Aysir»), как продолжающуюся деятельность, а не как прекращенную, так как Aysir не выполнила применимые критерии МСФО 5. Соответственно, показатели за 2015 год, включенные в данный Базовый проспект, были взяты из Финансовой отчетности за 2016 год и отличаются от цифр, включенных в Финансовую отчетность за 2015 год и опубликованных. Компания полагает, что такой пересчет не оказал существенного влияния на финансовое положение, результаты деятельности или собственный капитал Компании. Сводную таблицу действия изменения на сравнительные данные (включая АО «Казахстанско-Британский Технический Университет») см. в Примечании 6 к Финансовой отчетности за 2016 год.

Кроме того, Компания сделала некоторый пересчет в своей консолидированной отчетности по совокупному доходу за 2014 год, включенный в Финансовую отчетность за 2015 год. Показатели за 2014 год, включенные в данный Базовый проспект, были взяты из Финансовой отчетности за 2015 год. Компания полагает, что такой пересчет не оказал существенного влияния на финансовое положение, результаты деятельности или собственный капитал Компании. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2015 год.

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% обыкновенных акций АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ»), своей основной компании по разведке и добыче на суше, и РД КМГ зарегистрировала (i) свои обыкновенные акции на Казахстанской фондовой бирже и (ii) глобальные депозитарные расписки, представляющие ее обыкновенные акции («ГДР РД КМГ») на Лондонской фондовой бирже. По состоянию на 31 декабря 2016 года, Компания владела 63,02% обыкновенных 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.

После приобретения совместных операций, Компания признает в отношении своей доли участия в таких совместных операциях, включая свою долю в любых совместных активах, активы и обязательства, свою долю в любых совместно приобретенных обязательствах. Компания также признает свою выручку от продажи своей доли продукции, произведенной в результате совместной

операции; свою долю выручки от продажи продукции, произведенной в результате совместной операции; и свои расходы, включая свою долю в любых совместно понесенных расходах.

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

В настоящем Базовом проспекте **«Запасы категорий А+В+С1»** означают запасы сырой нефти и газа, классифицированные по казахстанской методологии как категории А, В и С1; **«Запасы Компании категорий А+В+С1»** означают совместно запасы сырой нефти и газа категорий А+В+С1 Компании и ее дочерних организаций и пропорциональную долю Компании и дочерних организаций Компании в запасах сырой нефти и газа категорий А+В+С1 их соответствующих совместных предприятий и ассоциированных организаций; а **«Добыча Компании»** означает совместно добычу сырой нефти и газа Компании и ее дочерних организаций и пропорциональную долю Компании и ее дочерних организаций в их соответствующих совместных предприятиях и ассоциированных организациях. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности - Основные факторы, влияющие на результаты деятельности - Приобретения»* и *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане - Классификация запасов»*.

См. Примечание 31 Финансовой отчетности за 2016 год и Примечание 23 Финансовой отчетности за 2015 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 А+В+С1, 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:

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

Для целей ведения внутреннего учета, информация Компании по добыче, транспортировке и продаже нефти и газового конденсата приводится в тоннах, то есть в единице измерения, которая используется для определения массы соответствующих углеводородов. Для удобства такая информация представлена в настоящем Базовом проспекте, как в тоннах, так и в стандартных 42-галлонных 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 Комитетом по статистике Республики Казахстан («Комитет по статистике»), Министерством финансов Республики Казахстан, Министерством энергетики Республики Казахстан («Министерство энергетики»), Национальным Банком Республики Казахстан («НБРК»), а также из иных общедоступных источников в Казахстане,

включая Годовой отчет НБРК, 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 единицы измерения и технические термины, использованные в настоящем Базовом проспекте.

Представление Альтернативных показателей оценки

В данном Базовом проспекте Группа использует следующую систему показателей в анализе своей деятельности и финансового положения, которые на взгляд Компании являются Альтернативными показателями оценки («АПО»), согласно определения в Руководствах Европейской организации по ценным бумагам и рынкам по Альтернативным показателям оценки («Руководства ESMA») от 5 октября 2015 года.

Ниже приведена сводная таблица используемых показателей АПО, их определение, основа расчетов и сопоставление таких показателей, а также обоснование включения таких показателей.

Показатель	Определение, метод расчета и сопоставление со строкой финансовой отчетности	Обоснование
ЕВИТ	Рассчитывается как прибыль до вычета налога на прибыль плюс расходы на финансирование.	Показатель оценки
ЕВИТДА	Рассчитывается как ЕВИТ плюс износ, истощение, амортизация и обесценение долгосрочных активов.	Показатель оценки
Задолженность (включая текущие платежи)	Рассчитывается как часть займов, погашаемая в текущем периоде, плюс часть займов, погашаемая в иные периоды.	Показатель ликвидности
Капитализация	Рассчитывается как задолженность плюс основной капитал.	Показатель ликвидности
Чистая капитализация	Рассчитывается как чистая задолженность плюс основной капитал.	Показатель ликвидности
Чистая задолженность	Рассчитывается как задолженность минус денежные средства и их эквиваленты.	Показатель ликвидности
Задолженность/ЕВИТДА	Рассчитывается как отношение задолженности к ЕВИТДА.	Показатель оценки
Чистая задолженность/Чистая капитализация	Рассчитывается как отношение Чистой задолженности и Чистой капитализации.	Показатель ликвидности
Денежные средства и депозиты (включая долгосрочные)	Рассчитываются как сумма денежных средств в банках, депозиты со сроком не менее 12 месяцев и депозиты со сроком более 12 месяцев	Показатель ликвидности
Задолженность/Основной капитал	Рассчитывается как отношение Задолженности основному капиталу	Показатель ликвидности
Текущая ликвидность	Рассчитывается как текущие активы по состоянию на 31 декабря соответствующего года деленные на текущие обязательства	Показатель ликвидности
ЕВИТ/Расходы на финансирование	Рассчитывается как отношение ЕВИТ к расходам на финансирование	Показатель оценки

Указанные выше АПО включены в данный Базовый проспект для лучшего понимания исторических тенденций деятельности Группы и ее финансового состояния. Группа использует АПО в качестве дополнительной информации к своим результатам деятельности по МСФО. В МСФО нет определения АПО. АПО представлены независимо от МСФО. АПО не являются показателями результатов деятельности Группы в соответствии с МСФО и не должны использоваться вместо каких-либо показателей оценки и/или ликвидности согласно МСФО или как их альтернатива. АПО относятся к отчетным периодам, указанным в данном Базовом проспекте, и не являются прогнозом

будущих результатов. Кроме того, другие компании, включая компании, работающие в одной отрасли с Группой, могут по-другому рассчитывать АПО с таким же названием, что и АПО Группы. И так как компании по-другому рассчитывают АПО с таким же названием, АПО Группы нельзя сравнивать с АПО с таким же названием других компаний.

Для сопоставления АПО, используемых в данном Базовом проспекте, с Финансовой отчетностью, смотрите *«Обсуждение и Анализ Руководством – Альтернативные показатели оценки»*.

ПРОГНОЗНЫЕ ЗАЯВЛЕНИЯ

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

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

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

- колебания цен на рынках сырой нефти, газа и продуктов нефтепереработки и связанные с ними колебания спроса на такие продукты;
- колебания курса KZT/U.S.\$ и других обменных курсов;
- производственные ограничения, в том числе поломки оборудования, трудовые споры и технологические ограничения;
- продолжающееся влияние мирового финансового кризиса, продолжительность и масштабы которого невозможно определить;
- наличие транспортных маршрутов или стоимость транспортировки и плата, взимаемая за организацию транспортировки;
- общие экономические условия и конъюнктура рынка, в том числе цены на сырьевые товары;
- изменения в постановлениях государственных и регулирующих органов, которые влияют на порядок получения разрешений, а также действия государственных органов, которые могут повлиять на деятельность или планируемое расширение деятельности Компании;
- изменения в корпоративной организации Компании;
- размещение активов Компании, включая в соответствии с планом приватизации Правительства;
- незапланированные события или происшествия, которые влияют на деятельность или производственные мощности Компании;
- изменения в налоговых требованиях, в том числе изменения налоговых ставок, новое налоговое законодательство и пересмотренное толкование налогового законодательства;
- возможности Компании по увеличению доли рынка его продукции и расходов на контроль;

- экономические и политические условия в Казахстане и на международных рынках, в том числе изменения в государственных органах;
- влияние нестабильности и беспорядков в странах одного с Казахстаном региона, включая, без ограничения, Российскую Федерацию («Россия») и Украину;
- события или условия, влияющие на экспорт сырой нефти и газа;
- отдача продуктивных пластов, результаты бурения и осуществление планов Компании по расширению добычи нефти и газа;
- неспособность осуществить какие-либо потенциальные приобретения или неспособность приобрести такие доли участия на условиях, предлагаемых Компанией; и
- время совершения будущих действий, их воздействие и иные связанные с ними неопределенности.

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

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

ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

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

A13.7.4

A9.13.2

A9.1.1

A9.1.2

A13.1.1

A13.1.2

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>.

- Условия выпуска и обращения Облигаций, содержащиеся в предыдущем Базовом проспекте от 23 октября 2014 года (страницы 214-247 включительно), подготовленные Компанией и KMG Finance в связи с Программой;
- 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;
- Условия выпуска и обращения Облигаций, содержащиеся в предыдущем Базовом проспекте от 1 ноября 2010 года (стр. 181-213 включительно), подготовленные KMG Finance и Компанией в связи с Программой;
- Условия выпуска и обращения Облигаций, включенные в предыдущий Базовый проспект от 15 апреля 2010 года (стр. 157-190 включительно), подготовленные KMG Finance и Компанией в связи с Программой;
- Условия выпуска и обращения Облигаций, включенные в предыдущий Базовый проспект от 8 июля 2009 года (стр. 186-223 включительно), подготовленный KMG Finance и Компанией в связи с Программой; и
- Условия выпуска и обращения Облигаций, включенные в предыдущий Базовый проспект от 18 июня 2008 года (стр. 166-203 включительно), подготовленные KMG Finance и Компанией в связи с Программой.

Любая информация, не указанная в вышеуказанном списке перекрестных ссылок, но содержащаяся в документах, включенных посредством ссылки, предоставляется исключительно в информационных целях; при том, что сами документы, 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

Компания является акционерным обществом, учрежденным в соответствии с законодательством Казахстана, и все ее должностные лица, а также определенные директора и иные лица, упомянутые в настоящем Базовом проспекте, являются резидентами Казахстана. Все или значительная часть активов Компании и большинства 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 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.

Соответственно, 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 США 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, и по решению Держателя Облигаций (как определено в «Условиях выпуска Облигаций»)) подчиняются неисключительной юрисдикции судов Англии. См. Условие 18 (b) «Условий выпуска Облигаций». Гражданский процессуальный кодекс Казахстана, который вступил в силу 1 января 2016 года, предусматривает, что суды Казахстана признают и приводят в исполнение решения иностранных судов, только если признание и приведение в исполнение таких решений предусмотрено законодательством и (или) международным договором, либо на основе взаимности. Казахстан не является стороной каких-либо многосторонних или двухсторонних соглашений с Великобританией (или большинством западных юрисдикций) для взаимного исполнения судебных решений, и, соответственно, существует риск того, что решение, полученное в суде в Англии, может быть не исполнено в судах Казахстана. И Казахстан, и Великобритания, однако, 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. Гражданский процессуальный кодекс Казахстана устанавливает процедуру приведения в исполнение решений иностранных арбитражных судов.

8 апреля 2016 года Президент Казахстана подписал Закон «Об арбитраже» (№466-V, от 8 апреля 2016 года) («Закон об арбитраже»). Преамбула Закона об арбитраже, а также другие положения Закона об арбитраже, подразумевают, что Закон об арбитраже применим только к разрешению споров в Казахстане (т.е., в отношении арбитражей, находящихся в Казахстане). В частности, в преамбуле к Закону об арбитраже предусмотрено: *«настоящий закон регулирует общественные отношения, возникающие в процессе деятельности арбитража на территории Республики Казахстан, а также порядок и условия признания и приведения в исполнение в Казахстане арбитражных решений...»*

Однако в Законе об арбитраже имеется ряд новелл, которые могут повлиять (как описано ниже) на положения об арбитраже, предусмотренные в Условиях выпуска облигаций и в Договоре о доверительном управлении. В частности, Закон об арбитраже не содержит четкого различия между местным и иностранным арбитражем. А именно:

- Пункт 8 Статьи 8 Закона об арбитраже ограничивает подведомственность арбитражу споров с участием квазигосударственных компаний. Как Компания, так и KMG Finance попадают под определение квазигосударственной компании. Пунктом 8 статьи 8 Закона об арбитраже предусмотрено, что спор между двумя квазигосударственными компаниями не подведомственен арбитражу. Несмотря на отсутствие устоявшейся практики относительно применения пункта 8 статьи 8 Закона об арбитраже, Руководство полагает, что данное требование применяется, только если две или более квазигосударственные компании вовлечены в спор в качестве противоположных процессуальных сторон. Соответственно, пункт 8 статьи 8 не применим если две или более квазигосударственные компании не являются противоположными процессуальными сторонами спора, что будет иметь место в отношении Облигаций и Договора о доверительном управлении.
- Пункт 10 статьи 8 Закона об арбитраже предусматривает необходимость получения компаниями, контролируруемыми государством, согласия Компетентного органа соответствующей отрасли для заключения арбитражного соглашения. Как Компания, так и KMG Finance попадают под определение термина "компания, контролируемая государством". Несмотря на отсутствие устоявшейся практики по применению пункта 10 статьи 8 Закона об арбитраже, Руководство полагает, что Закон об арбитраже не регулирует порядок проведения арбитражных разбирательств за пределами Казахстана и что, соответственно, ни Компании,

ни KMG Finance не требуется согласие Компетентного органа (как определено ниже) для заключения арбитражных оглашений по Облигациям и Договорам о доверительном управлении.

- Пункт 1 статьи 44 Закона об арбитраже предусматривает, что арбитраж суд применяет законодательство Казахстана при рассмотрении спора: (i) между физическими и/или юридическими лицами Республики Казахстан; а также и (ii) если одной из сторон такого спора являются квазигосударственные компании. Несмотря на то, что отсутствует устоявшаяся практика применения пункта 1 статьи 44 Закона об арбитраже, Руководство полагает, что Закон об арбитраже не регулирует порядок проведения арбитражных разбирательств за пределами Казахстана и, что, соответственно, пункт 1 статьи 44 Закона об арбитраже не требует, чтобы иностранный арбитраж применял законодательство Казахстана, при рассмотрении споров с участием Компании и/или KMG Finance.

Принимая во внимание тот факт, что Закон об арбитраже не был протестирован на практике, нельзя быть уверенным, что суды Казахстана поддержат приведенное выше толкование Закона об арбитраже, и что решения, вынесенные против Компании и/или KMG Finance арбитражем в Лондоне по законам Англии, будут приведены в исполнение в Казахстане. См. *«Факторы Риска – Факторы риска, связанные с Облигациями – Вручение судебных извещений и исполнение решений судов, вынесенных против Компании и ее руководства за пределами Республики Казахстан, может быть проблематично.»*

В феврале 2010 года Парламент («**Парламент**») принял Закон, предоставляющий 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, могут быть не признаны и не приведены в исполнение, как затрагивающие интересы Государства. Несмотря на данные опасения, 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. Однако, нет никаких гарантий, что казахстанский суд приведет в исполнение такие положения.

Кроме того, некоторые из активов, принадлежащих Компании или ее дочерним подразделениям, а также некоторые акции в дочерних подразделениях Компании, считаются стратегическими объектами Республики Казахстан. Казахское законодательство предусматривает, что Государство имеет приоритетное право на приобретение стратегических объектов в случае их отчуждения (будь то посредством продажи, банкротства или конкурсного производства).

СОДЕРЖАНИЕ

СТАБИЛИЗАЦИЯ	vii
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	viii
ИНФОРМАЦИЯ В США	ix
ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИНФОРМАЦИИ ПО ЗАПАСАМ И НЕКОТОРОЙ ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ.....	x
ПРОГНОЗНЫЕ ЗАЯВЛЕНИЯ	xvii
ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ.....	xix
ДОПОЛНЕНИЕ К НАСТОЯЩЕМУ БАЗОВОМУ ПРОСПЕКТУ	xx
ДОКУМЕНТЫ, ВКЛЮЧЕННЫЕ ПОСРЕДСТВОМ ССЫЛКИ	xxi
ПРИВЕДЕНИЕ В ИСПОЛНЕНИЕ СУДЕБНЫХ И АРБИТРАЖНЫХ РЕШЕНИЙ	xxii
ФАКТОРЫ РИСКА	2
КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КОМПАНИИ	44
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ОБЛИГАЦИЙ.....	61
KMG FINANCE	62
НЕКОТОРАЯ ФИНАНСОВАЯ И ИНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.....	64
АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	74
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ	137
ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНА ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	205
РУКОВОДСТВО	210
АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ, АКЦИОНЕРЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ	220
ФОРМА ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВЫПУСКА	233
УСЛОВИЯ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ	241
НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В КАЗАХСТАНЕ	287
ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В КАЗАХСТАНЕ	301
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ	324
ОБЗОР ПОЛОЖЕНИЙ, КАСАЮЩИХСЯ ОБЛИГАЦИЙ В ГЛОБАЛЬНОЙ ФОРМЕ	339
ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ПЕРЕДАЧЕ	347
ПОДПИСКА И ПРОДАЖА.....	351
ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ	355
ПРИЛОЖЕНИЕ I - ГЛОССАРИЙ ЧАСТО ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ.....	357
ПРИЛОЖЕНИЕ II - ГЛОССАРИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ	363
УКАЗАТЕЛЬ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И ОТЧЕТОВ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ	365

ФАКТОРЫ РИСКА

A9.3.1

По мнению KMG Finance и Компании, следующие факторы могут повлиять на способность KMG Finance и Компании исполнить свои обязанности по Облигациям и по Гарантии, в зависимости от обстоятельств, выпущенных в рамках Программы. Некоторые из этих факторов являются непредвиденными обстоятельствами, которые могут наступить, а могут не наступить, и при этом ни KMG Finance, ни Компания не могут судить о вероятности наступления или не наступления таких непредвиденных обстоятельств.

A13.2

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 низко ликвидным. 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, следующие описанные 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 таковые имеются, в отношении Облигаций, выпущенных в рамках Программы, полностью зависит от Компании, а Компания, в свою очередь, зависит от получения денежных средств от своих акционеров, своих дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций.

Основная цель KMG Finance заключается в обеспечении финансирования Компании через международные рынки капитала, несмотря на то, что компания также участвует в других сделках, включая Предварительную продажу нефти ТШО (как определено ниже). Соответственно, способность KMG Finance исполнить свои обязательства по любым Облигациям полностью зависит от производительности 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 обратить внимание на анализ указанных ниже факторов риска, в отношении компании и ее способности исполнять свои обязательства по Гарантии в отношении Облигаций, выпущенных KMG Finance, и такой анализ одинаково применим к способностям KMG Finance исполнять свои обязательства по Облигациям, включая выплаты вознаграждения. В случае покупки потенциальным инвестором Облигаций, он полностью полагается на платежеспособность Компании, а не 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 в качестве дивидендов, выплачиваемых Компании ее дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными предприятиями. Однако, в последующем суммы дивидендов, выплачиваемых Компании, могут уменьшиться. Компания не может гарантировать, что размеры будущих дивидендов, выплачиваемых дочерними организациями, совместными предприятиями или ассоциированными предприятиями (если они будут выплачены), будут равны размерам дивидендов, ранее выплаченных Компании 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 подлежать удовлетворению только после удовлетворения требований кредиторов таких дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий, включая коммерческих кредиторов. К тому же, даже если Компания являлась кредитором любой из ее дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий, права Компании, как кредитора, будут удовлетворены только после удовлетворения прав кредиторов, обеспеченных собственностью таких дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных предприятий, а также после удовлетворения требований иных лиц, имеющих приоритет перед требованиями Компании. 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 заём в размере 4 млрд. долларов США. Однако, на момент публикации настоящего Базового проспекта Компания не осуществила выборку средств и не имеет текущих планов по осуществлению выборки средств по данному займу. 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 изменяются в связи 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 и доход, получаемый Компанией от продажи сырой нефти, зависят от множества независимых от Компании факторов, в том числе от:

- предложения и спроса на глобальных и региональных рынках, и ожиданий в отношении будущего предложения и спроса на сырую нефть и нефтепродукты;
- влияния кризисных экономических условий на клиентов Компании, включая сокращение спроса на газ и нефтепродукты;
- глобальных и региональных социально-экономических и политических условий, и развития военных действий, особенно, в странах одного с Казахстаном региона (включая, без ограничения, Россию и Украину), а также на Ближнем Востоке и в других нефтедобывающих регионах;
- погодных условий и стихийных бедствий;

A6.3

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- доступа к трубопроводам, железным дорогам и другим средствам транспортировки сырой нефти, газа и нефтепродуктов;
- стоимости и возможности закупа альтернативных видов топлива;
- способности членов Организации стран-экспортеров нефти («ОПЕК»), и других стран-производителей сырой нефти, устанавливать и поддерживать добычу и цены на определенном уровне;
- государственного регулирования и действий, в том числе от экспортных ограничений и налогов, в Казахстане и других странах;
- неопределенности рынка и спекулятивной деятельности.

Мировые цены на сырую нефть исторически являются высоковолатильными и характеризуются значительными колебаниями, которые обусловлены мировым балансом предложения и спроса, которое полностью находится вне контроля Компании. Например, цены на сырую нефть могут изменяться в случае открытия новых месторождений, повышения интенсивности поисковых работ и добычи по всему миру. В США, к примеру, в последние годы нефть стали добывать с помощью гидравлического разрыва пласта или «фрекинга», и подобная активность оказала и, согласно ожиданиям, продолжит оказывать серьезное влияние на мировых поставщиков нефти, и, соответственно, отразится на уровне мировых цен на сырую нефть. Кроме того, несмотря на то, что уже заключенные Казахстаном соглашения с ОПЕК о сокращении добычи сырой нефти не оказали существенного влияния на деятельность Компании, нет уверенности, что какие-либо будущие соглашения не кажут существенного негативного влияния на количество сырой нефти, добываемой Компанией.

Доходы и чистая прибыль Компании подвергаются существенным колебаниям в зависимости от изменения цен на сырую нефть. Мировые цены на сырую нефть характеризуются существенными колебаниями, определяемыми глобальным равновесием спроса и предложения, что абсолютно не может контролироваться Компанией. Цены на сырую нефть были особенно неустойчивыми в последние годы. Согласно статистике, опубликованной Управлением информации по энергетике США («УИЭ»), средняя месячная цена на сырую нефть марки Brent составила 52,32\$/барр. в 2015 году, по сравнению со средним уровнем 98,97\$/барр. в 2014 году и 108,56\$/барр. в 2013 году. Цены на сырую нефть марки Brent начали подниматься в 2016 году, средняя месячная цена на сырую нефть марки Brent в декабре 2016 года составила 53,29\$/барр. согласно статистике, опубликованной УИЭ. Согласно Краткосрочному энергетическому прогнозу, опубликованному УИЭ в феврале 2017 года, средняя стоимость барреля сырой нефти марки Brent составила 55\$/барр. в январе 2017 года, что является самой высокой средней месячной ценой марки Brent с июля 2015 года. На момент составления настоящего Базового проспекта, однако, цена на сырую нефть остается значительно ниже тех рекордно высоких среднемесячных цен 132,72\$/барр., зафиксированных в июле 2008 года. По состоянию на 30 марта 2017, спотовая цена на сырую нефть марки Brent составляла 52,25\$/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. Хозяйственная 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 привели к снижению и могут продолжать снижать объемы добычи сырой нефти, которые являются экономически выгодными для Компании, включая, в частности, путем нежелательного воздействия на эффективность уровня добычи определенных скважин, или планируемых или осуществляемых проектов, если затраты на добычу будут превышать ожидаемый доход от такой добычи. Компания не может гарантировать, что текущие цены на нефть повысятся или, хотя бы, останутся на том же уровне в будущем. Любое дальнейшее снижение (даже относительно

незначительное) цен на сырую нефть или любое сокращение общих объемов добычи Компании может привести к уменьшению чистого дохода, ухудшить возможности Компании по осуществлению запланированных капитальных инвестиций и затрат, необходимых для разработки месторождения Компании, и оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании. В частности, при составлении бюджета, Компания исходит из стоимости барреля сырой нефти в размере \$45,0 США; \$50,0 США и \$50,0 США на 2017, 2018 и 2019 годы соответственно, которая, по мнению Руководства Компании, является достаточной, чтобы Компания продолжила свою деятельность, реализацию проектов капитальных расходов и разведывательных работ, как планировалось. Если цена за баррель опускается ниже этой отметки, нет никаких гарантий, что Компания будет продолжать реализацию программ запланированных капитальных расходов или разведывательных проектов, 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 с 2014 года США и ЕС наложили санкции на ряд лиц и компаний в России, включая «Газпром» (государственная нефтегазовая компания) и «Транснефть» (государственный оператор трубопроводов), и «Лукойл» (российская частная энергетическая компания). Компания поддерживает деловые отношения с каждой из этих трех компаний, в частности получая значительные объемы прибыли от транспортировки газа «Газпрома» по трубопроводам Компании.

Несмотря на то, 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 заемные средства, и она ориентирована на перспективную программу развития, которая может повлечь за собой увеличенное долговое бремя в ближайшие годы.

В результате исторически сложившейся стратегии Компании, ориентированной на развитие за счет приобретений и обширную программу капиталовложений, Компания имеет заемные средства, общая сумма которых составляет 3 072,5 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года и 3 228,9 млрд. тенге на 31 декабря 2015 года.

В настоящее время, Компания реализует ряд капитал затратных и транспортных проектов с совместными предприятиями, в частности, по газопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент и Азиатскому газопроводу (согласно приведенному ниже определению). Северо-Каспийский проект (месторождение Кашаган), который будет финансироваться Компанией пропорционально ее доле участия в Консорциуме по Северо-Каспийскому Проекту («КСКП») в размере 8,44% процента, (данной долей Компания владеет через KMG Kashagan B.V., в которой Компании принадлежит, по состоянию на 31 декабря 2016 года, 50% доля) (включая расходы на строительство компрессорного центра, который, среди прочего, включает строительство искусственного острова и установку дополнительных компрессоров обратной закачки газа для увеличения мощности существующих установок на месторождении Кашаган) является капитал затратным проектом. См. «Деятельность – Запасы – Разведывательные работы – КСКП». Компания полагает, что такие программы могут потребовать от Компании увеличения долга, и привести к истощению денежных ресурсов Компании. Кроме того, несмотря на тот факт, что ТОО «Тенгизшевройл» («ТШО») рассчитывает финансировать свои соответствующие капиталовложения за счет своих собственных денежных потоков или, при необходимости, за счет внешнего финансирования, и, несмотря на то, что на дату данного Базового проспекта, у Компании отсутствуют какие-либо обязательства по предоставлению средств ТШО, не может быть никаких гарантий того, что в будущем от Компании не потребуется предоставить денежные средства или гарантии, для покрытия всей суммы или части суммы таких капиталовложений. В 2017 и 2018 Компания ожидает, что большую часть ее обязательств по капиталовложениям составят работы по модернизации Атырауского НПЗ и строительству Павлодарского НПЗ. 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 задолженности Компании не будет продолжать увеличиваться в будущем, что Компания продолжит выполнять ковенанты по кредитам, или что Компания будет в состоянии дополнительно финансировать свою задолженность 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. См. «Деятельность Компании требует значительных капитальных вложений, и Компания может не суметь финансировать свои запланированные капитальные вложения» и «Компания должна соблюдать определенные финансовые и ограничительные условия».

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 прекращение 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 эффективной бенефициарной доли участия Компании в КТК до 20,75% по состоянию на 31 декабря 2016 года, права Компании на прокачку по трубопроводу КТК значительно увеличились, одновременно с увеличением сумм 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. На момент составления данного Базового проспекта, примерно 55 млн. тонн в год пропускной способности Трубопровода КТК выделено для производителей сырой нефти из Казахстана. 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») – международное газотранспортное дочернее предприятие Компании – зависят, среди прочего, 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 выработанными

РД КМГ – это крупнейшая дочерняя организация Компании по запасам и добыче. По состоянию на 31 декабря 2016 года, 29,6% запасов Компании, которые представлены месторождениями, разрабатываемыми ОАО «Озенмунайгаз» («ОМГ») и ОАО «ЭмбаМунайГаз» («ЭМГ»), 100%-ными дочерними организациями РД КМГ, и расположенными в Мангистауской и Атырауской областях в Западном Казахстане, добываются на выработанных месторождениях, и уровень добычи этих запасов со временем сокращается, а добыча из определенных месторождений больше не является коммерчески целесообразной. 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. Экономическая целесообразность такой деятельности также зависит от минимальной цены за баррель сырой нефти, достаточной, чтобы позволить Компании продолжить вести свои операции, капитальные расходы и разведывательные работы в соответствии со своим бюджетом. Смотрите «-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.» 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 введены в эксплуатацию 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 не произойдут задержки или сбои поставок природного газа клиентам Компании 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 уровня 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 правил, накладываемых Евразийским Экономическим Союзом России, Белоруссии, Казахстана, Армении и Кыргызстана («ЕАЭС»), НПЗ Компании должны соответствовать экологическим стандартам Евро 4 и Евро 5, начиная с 1 января 2018 года. Несмотря на то, что завершение работ по модернизации Атырауского НПЗ, Павлодарского НПЗ и Шымкентского НПЗ (целью которых является обеспечение соответствия экологическим стандартам Евро 4 и Евро 5) ожидается к концу 2017 года, если Компания не сможет завершить 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. 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 отключение питания на месторождениях Узень, Каражанбас и Кумколь негативно повлияло на деятельность 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.

Коммерческая добыча на месторождении Кашаган началась только в ноябре 2016 года, после существенных задержек, срывов графика и превышений затрат, и нельзя дать никаких гарантий, что не будет дальнейших срывов или перебоев добычи, или дополнительных капитальных затрат для Компании

Вследствие того, что Компании принадлежит часть в КСКП, через «KMG Kashagan B.V.», в которой (после продажи Компанией 50% своей доли в KMG Kashagan B.V. в пользу Самрук-Казына в октябре 2015 года) Компании напрямую принадлежит 50% доля, 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» («NCOС»), заявил, что на месторождении необходимо будет заменить около 200 км нефте- и газопровода, что подтвердил Министр энергетики, заявив, что заменить необходимо всю систему трубопроводов на месторождении. В 2015 году работы по замене были произведены на нефтегазовом трубопроводе, в то время как работы по техническому обслуживанию, реставрационно-консервационные работы и работы по модернизации были произведены на сооружениях по добыче. Компания, через «KMG Kashagan B.V.», отвечает за 8,44% капитальных расходов в соответствии со своей долей. В результате этих работ по замене и соответствующих задержек коммерческой добычи, общие капитальные расходы на первой стадии Северо-Каспийского проекта увеличились до 54,4 млрд. долларов США. Коммерческая добыча была возобновлена в ноябре 2016 года.

В период с 1 ноября 2016 по 31 декабря 2016 года на месторождении Кашаган добыто 1 млн. тонн сырой нефти и, в будущем, Компания ожидает, что добыча на месторождении Кашаган окажет

положительное влияние на доходы Компании от добычи и продажи сырой нефти. В ноябре 2016 года «KMG Kashagan B.V.» заключила сделку по предоплате в отношении предварительной продажи сырой нефти, добытой на месторождении Кашаган. См. *«Деятельность – Крупные промысловые месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний»*. Нет никаких гарантий, однако, что планируемые доходы будут достигнуты и что удастся избежать дальнейших срывов и перебоев добычи на месторождении Кашаган.

Наличие дополнительных капитальных расходов в связи с месторождением Кашаган и/или неспособностью Компании получить планируемые доходы от месторождения Кашаган может оказать негативное влияние на финансовые показатели, потоки капитала или результаты деятельности Компании.

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

Для осуществления своей деятельности Компания нуждается в значительных капитальных затратах, связанных с разведкой и освоением, добычей, транспортировкой, переработкой и реализацией, а также соблюдением требований природоохранного законодательства. Исторически Компания имела значительный уровень капитальных затрат и инвестирования, который сохранился в 2014, 2015 и 2016 годах и продолжился по нынешний день в 2017 году, и ожидается, что продолжится в 2018 году и далее. В 2014 году Компания значительно увеличила 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 целях выполнения своих обязательств по финансированию Кашагана и Карачаганака и (III), и для улучшения социальных льгот, предоставляемых Компанией своим работникам. В 2017 и 2018 Компания ожидает, что большую часть ее обязательств по капитальным расходам составят работы по модернизации Атырауского НПЗ (состоящие из строительства комплекса производства ароматических углеводородов и комплекса глубокой переработки нефти), а также строительные работы на Павлодарском НПЗ. В целом, Компания ожидает, что в 2017 году размер капитальных затрат составит 1,8 млрд. долларов США (из которых на дату составления настоящего Базового проспекта Компанией было вложено 0,6 млрд. долларов США по состоянию на 31 марта 2017 года), капитальные расходы в размере 0,9 млрд. долларов США в 2018 году и общие капитальные расходы в размере 5,7 млрд. долларов США в течение следующих 5 лет (включая 2017 и 2018 гг.), в том числе, на различные цели, изложенные выше, и, в частности, для финансирования проектов, описанных ниже. См. *«Компания имеет заемные средства, и она ориентирована на перспективную программу развития, которая может повлечь за собой увеличенное долговое бремя в ближайшие годы»*

Как было отмечено выше, Компания владеет долей в КСКП через KMG Kashagan B.V., и ответственна за финансирование части программы капитальных расходов на месторождении Кашаган, которые возросли в результате приостановления промышленной добычи в октябре 2013 года, и обнаружившейся необходимости замены всей системы трубопровода до возобновления промышленной добычи в ноябре 2016 года. Не может быть никаких гарантий, что Компания не понесет дополнительных капитальных расходов, связанных с месторождением Кашаган в будущем. См. *«Коммерческая добыча на месторождении Кашаган началась только в ноябре 2016 года, после существенных задержек, срывов графика и превышений затрат, и нельзя дать никаких гарантий, что не будет дальнейших срывов или перебоев добычи, или дополнительных капитальных затрат для Компании»*

Увеличение добычи нефти с Тенгизского месторождения и продолжение коммерческой добычи на месторождении Кашаган потребует увеличения пропускной способности трубопроводов. Среди прочего, ожидается, что в 2017 году будет завершено расширение пропускной способности трубопровода КТК для обеспечения повышенной производительности Тенгизского месторождения и месторождения Кашаган. По оценкам, общие капитальные затраты на расширение трубопровод КТК, на дату этого Базового Проспекта, составили 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 «транспортируй или плати», а также в необходимом объеме за счет внешнего

финансирования, нет никаких гарантий, что КТК не будет стремиться получить дополнительное финансирование от своих акционеров, в том числе от Компании.

ТШО реализует проект будущего расширения добычи (или проект будущего роста) («ПБР») для дальнейшего наращивания добычи нефти на месторождении Тенгиз, используя технологии существующего завода второго поколения и проекта закачки сырого газа, законченного в 2008 году. В дополнение к ПБР, ТШО осуществляет проект по управлению устьевым давлением («ПУУД»). Проекты ПБР и ПУУД являются интегрированными проектами, реализуемыми одновременно, с целью увеличения добычи и поддержания производительности существующих мощностей, и ожидаемая стоимость данных проектов в совокупности, может достигнуть 36,8 млрд. долларов США (включая резервы на непредвиденные затраты и ожидаемое увеличение стоимости сырья, но без учета расходов на программу буровых работ, и предполагая проектную мощность в 12 млн. тонн в год). В период с июля 2013 года до даты составления настоящего Базового проекта 5,4 млрд. долларов США было освоено при реализации ПБР и ПУУД. Бюджет проектов ПБР и ПУУД был утвержден в июле 2016 года и работа по проектам, как ожидается, будет завершена к 2022 году. Однако, нет никаких гарантий, что расходы по данным проектам не будут увеличиваться 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, и на момент составления данного Базового проспекта у Компании отсутствуют обязательства по финансированию данных проектов, не может существовать никакой гарантии, что ТШО не будет стремиться получить дополнительное финансирование от своих акционеров, в том числе Компании. Несмотря на тот факт, что Компания и ТШО достигли договоренности, что капитальные расходы, связанные с реализацией данного проекта, не повлекут снижение, дивидендов, выплачиваемых Компании, ниже 1 млрд. долларов США за 2014 год, однако, начиная с 2015 года, Компания и ТШО достигли договоренность, что уровень дивидендов, выплачиваемых ТШО Компании, будет зависеть от цены на сырую нефть в соответствующий год. Соответственно, в условиях низкой цены на нефть, суммы, которые могли бы быть в противном случае выплачены ТШО Компании в качестве дивидендов, могут быть перенаправлены для финансирования ПБР и ПУУД.

В результате того, что у Компании есть прямая и косвенная доля участия в проекте (**Проект «Участок Н»**) на разведку и разработку участка Нурсултан (**«Участок Н»**), Компания несет ответственность за все обязательства и расходы по программе капитальных затрат Проекта «Участок Н». Доля расходов Компании на геологоразведку на «Участке Н» будет составлять 0,8 млрд. тенге в 2017 году и 2,1 млрд. тенге в 2018 году, 20,2 млрд. тенге в 2019 году, 23,6 млрд. тенге в 2020, 1,3 млрд. тенге в 2021 году. Нет никаких гарантий, что расходы на геологоразведку не будут увеличены, или что коммерческая добыча не будет еще раз отложена.

Кроме того, Компания несет ответственность за долю участия в программе капитальных затрат на Карачаганакском месторождении, в результате того, что она имеет долю участия (через свое 100% дочернее предприятие ТОО «KMG Karachaganak») в КРО. «Karachaganak Petroleum Operating B.V. («КРО»)» в настоящее время находится в процессе реализации третьего этапа разработки месторождения, который, как ожидается, увеличит добычу газа на Карачаганакском месторождении до трех раз и будет завершен к 2020 году. Доля расходов Компании на геологоразведку на Карачаганакском месторождении составит 25,1 млрд. тенге и 46,1 млрд. тенге в 2017 и 2018 гг. соответственно, и 138,2 млрд. тенге в совокупности. Тем не менее, не может быть никаких гарантий, что этот этап развития будет завершен в соответствии с запланированным графиком или в пределах ожидаемого бюджета.

В 2017 году Компания ожидает, что большая часть ее обязательств по капитальным расходам будет состоять из расходов по модернизации на Атырауском НПЗ (состоящей из строительства комплекса производства ароматических углеводородов и комплекса глубокой переработки нефти), а также строительных работ на Павлодарском НПЗ.

Инвестиции Компании (в свои собственные или в совместных предприятиях) в соответствии с некоторыми Контрактами на недропользование (как определено ниже), а также установленные законом расходы на ликвидацию по проектам геологоразведки углеводородов, 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 (помимо прочего) повторного снижения мировых цен на нефть или возврата к крайне низким уровням, 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, 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.

Трудовые конфликты могут негативно сказаться на деятельности Компании.

Интересы приблизительно 25% работников Компании представлены профсоюзом. В период с 10 марта по 12 марта 2013 года работники ТОО «АктауНефтеСервис» («АНС»), работающие на месторождении Каламкас, были вовлечены в забастовку и требовали более высокой зарплаты. После завершения забастовки Компания увеличила зарплату некоторым работникам АНС на 22%. Кроме этого, в период с 9 ноября по 10 ноября 2013 года, от 230 до 300 работников АНС были вовлечены в забастовку и требовали, среди прочего, увеличения заработной платы. После завершения данной забастовки Компания и Профсоюз «Oil Construction Company» утвердили план действий, чтобы устранить различия в заработной плате для рабочих, выполняющих похожие задачи на различных месторождениях. На дату составления данного Базового проспекта данный план действий реализуется. Кроме некоторых забастовок в частных нефтесервисных компаниях, ни одна из которых не имела существенного воздействия на работу Компании, по состоянию на дату составления данного Базового проспекта, не было других случаев забастовок в КМГ или ее дочерних компаниях.

Несмотря на усилия руководства Компании в отношении социальной ответственности и усилия по улучшению взаимоотношений с работниками, 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 в результате остановки добычи.

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.

По состоянию на 31 декабря 2016 года сумма текущих счетов и денежных депозитов Компании в банках Казахстана составляла 3,2 млрд. долларов США (по сравнению с 2,5 млрд. долларов США по состоянию на 31 декабря 2015 года и 4,7 млрд. долларов США по состоянию на 31 декабря 2014 года), из которых 0,5 млрд. долларов США (по сравнению с 0,3 млрд. долларов США по состоянию на 31 декабря 2015 года и 0,9 млрд. долларов США по состоянию на 31 декабря 2014 года) в «Казкоммерцбанк», 2,2 млрд. долларов США (по сравнению с 1,7 млрд. долларов США по состоянию на 31 декабря 2015 года и 1,3 млрд. долларов США по состоянию на 31 декабря 2014 года) в Halyk Bank. В Банке БТА на 31 декабря 2016 года не было денежных средств или депозитов, как и по состоянию на 31 декабря 2015 и 0214 гг.). Политика «Самрук-Казына» в отношении контролируемых ею юридических лиц (включая Компанию) заключается в том, чтобы ограничить их денежные средства и их эквиваленты (включая депозиты) в международных банках до 10% от общей суммы, несмотря на отсутствие правовых последствий нарушения такой политики. В зависимости от уровня денежных средств, поддерживаемых Компанией, соблюдение такой политики может увеличить зависимость Компании от банковского сектора Казахстана. На 31 декабря 2016 года некоторые члены Группы, включая РД КМГ, не соблюдали данную политику в результате высокого уровня денежных депозитов, имеющихся у таких юридических лиц. 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. 11 февраля 2014 года НБРК провел девальвацию тенге на 18,3%, обменный курс составил 184,50 тенге за 1 доллар США. НБРК заявил, что такая девальвация была сделана в свете ситуации на мировых финансовых и товарно-сырьевых рынках, а также обесценения российского рубля в течение 2013 и 2014 года. В августе 2015 года НБРК объявил о том, что принял политику свободно плавающего обменного курса и цели среднесрочной инфляции. Согласно НБРК годовая инфляция потребительских цен за годы, заканчивающиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 составила 8,5%, 13,6% и 7,4%, соответственно. В условиях низких цен

на нефть, как в текущей ситуации, 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.

Любое дальнейшее увеличение инфляции может негативно отразиться на бизнесе Компании, ее перспективах, финансовом состоянии, денежных потоках или результатах 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 или потребовать, чтобы Компания приватизировала некоторые из своих активов.

Компания создана в качестве национальной нефтегазовой компании Казахстана. Государство, через Самрук-Казына и НБРК, 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 «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-Казына. 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. В сентябре 2016 года Совет Директоров утвердил новую организационную структуру Компании в соответствии с «Программой трансформации бизнеса» и лучшей международной практикой для вертикально интегрированных нефтяных компаний. См. «Руководство».

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. Кроме того, в 2016 году г-н Бейсенгалиев, г-жа Греваль и г-н Карабалин 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.

Кроме того, государство также определило компании внутри Группы, подлежащие приватизации. В сентябре 2015 года Правительство Казахстана объявило планы запуска новой, крупномасштабной приватизационной программы. 30 декабря 2016 года Правительство издает

Указ № 1141, в котором изложен «Комплексный план приватизации» Правительства, который должен быть реализован в период с 2016 по 2020 годы («**Комплексный план приватизации 2016 года**»). Комплексный план приватизации 2016 года включает список национальных компаний и дочерних предприятий национальных компаний, включая Компанию и некоторые ее дочерние предприятия, а также национальные холдинговые компании, которые были определены как компании, подлежащие приватизации. В соответствии с Комплексным планом приватизации Правительства 2016 года ожидается, что Компания разместит некоторые непрофильные активы, включая, среди прочего, 100% акций АО «Eurasia Air», 51% акций АО Национальной морской судоходной компании «Казмортрансфлот», 100% доли Компании в Казахстанско-Британском Техническом Университете и 100% акций в «Rominserv Valves IAIFO SRL», «Global Security System SA» и «Palplast SA», каждая из которых является дочерней компанией «KMG International». Комплексный план приватизации 2016 года также предполагает размещение KMG RM некоторых долей в Атырауском НПЗ, Павлодарском НПЗ и Шымкентском НПЗ. Метод и период любого такого размещения еще не были согласованы и подлежат рассмотрению и консультации с независимыми консультантами. Однако не может быть никаких гарантий касательно условий, на которых эти активы будут размещены, если будут. Предложенная Компанией продажа KMG International соответствует Комплексному плану приватизации 2016 года и, на момент составления данного Базового проспекта, завершение продажи ожидается к концу первой половины 2017 года. Также Комплексный план приватизации 2016 года предусматривает возможное первоначальное открытое размещение неконтрольного пакета акций «Самрук-Казына» в Компании, несмотря на то, что условия и период любого такого размещения еще не были окончательно утверждены.

См. «- *Факторы риска, связанные с Казахстаном - Результат проведения дальнейших экономических рыночных реформ остается неясным*»

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 (как это делало Правительство в предыдущие годы), 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, 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. До апреля 2016 года РД КМГ имела обязательства по поставке 1,9 млн. тонн сырой нефти на местный рынок по сниженным ценам, которые компания выполнила, обеспечивая сырой нефтью КМГ ПМ, которая затем использовала Атырауский НПЗ для переработки нефти для дальнейшего сбыта по каналам КМГ ПМ. С апреля 2016 года РД КМГ выполнила свои обязательства по поставке сырой нефти на местные нефтеперерабатывающие заводы, предоставив сырую нефть КМГ ПМ для

переработки (и оплатив плату за переработку), а затем самостоятельно продавая нефть (вместо того, чтобы сначала продать эту нефть КМГ ПМ). Не может быть никаких гарантий, что Правительство вновь не выдвинет такого требования в будущем, в частности, если увеличатся цены на международном рынке. Кроме того, правительство регулирует цены на некоторые нефтепродукты, которые Компания продает по ценам ниже международных рыночных цен, а также количество таких продуктов, которые будут проданы, а также клиентов, которым такие объекты будут проданы, которая не может быть в соответствии с выгодным балансом продукции для НПЗ.

По мере роста объемов потребления нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке, Правительство может обязать Компанию продавать все больше и больше своей продукции в целях реализации социальных проектов. В период с июня 2008 года по июнь 2015 года Правительство ввело временный запрет на экспорт бензина и дизельного топлива из Казахстана для стабилизации цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. 26 июня 2015 года Государство дополнительно ввело временный запрет на экспорт лёгких и средних фракций и производных, керосина, газойлей и других нефтепродуктов на срок шесть месяцев. Такой запрет был отменен в августе 2016 года, после девальвации тенге. Однако не может быть никаких гарантий, что не будет налагаться дополнительный запрет в будущем.

Правительство также устанавливает максимальные розничные цены на некоторые виды бензина и дизельного топлива. См. *«Правовое регулирование в Казахстане – Ценовое регулирование»*. 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. В декабре 2014 года Парламент Казахстана принял значительные изменения к Закону о недропользовании 2010 года. В частности, список оснований для одностороннего прекращения Контракта на недропользование Министерством энергетики был расширен и включает (i) невыполнение недропользователем своих финансовых обязательств в течение двух лет подряд, при условии, что каждый год уровень исполнения таких обязательств менее 30%; и (ii) непредоставление недропользователем необходимых сведений или предоставление недостоверных сведений.

Государственные органы в Казахстане вправе проверять и периодически проверяют соблюдение Компанией положений Контракта на недропользование, и, соответственно, Компания не может дать никаких гарантий того, что мнение государственных органов в отношении разработки месторождений Компанией или соблюдения условий соответствующих Контрактов 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 43,89%, 57,2%, и 69,0% всех платежей, полученных ИЦА за услуги по транспортировке газа за год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 года, соответственно. Начиная с 2017 года Газпром и ИЦА планируют заключить контракты на услуги транспортировки газа на ежегодной основе. В соответствии с контрактом на 2017 год определенных объемов «транспортируй или плати» нет, и оплата основывается на объемах транспортируемого газа. В связи с нестабильностью и беспорядками на Украине, начиная с 2014 года ЕС, США и Канада наложили санкции на ряд лиц и компаний в России, включая Газпром. Если эти санкции будут продлены, они могут оказать негативное воздействие на способность Газпрома продавать природный газ, на объемы газа, которые компания транспортирует через ИЦА, и на способность Компании обслуживать 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, а также от отношений между Россией, Туркменистаном и Узбекистаном. 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. В более общем смысле, мировые цены на природный газ в прошлом были, как правило, связаны с мировыми ценами на нефтепродукты, которые колеблются, будучи низкими в последние годы, 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, защите конкуренции и прав потребителей при Министерстве Национальной Экономики Республики Казахстан («**Комитет по естественным монополиям**»). АО «KazTransOil» («**КТО**») и АО «KazTransGas» («**КТГ**») (каждая через свои соответствующие дочерние предприятия), каждая из которых характеризуется как естественная монополия, взимают с дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании, а также с поставщиков, фиксированные тарифы за прокачку по своим 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.

Из-за недавних поправок, внесенных в законы и нормативные положения Казахстана в области естественных монополий (См. «*Правовое регулирование в Казахстане – Регулируемые тарифы на транспортировку*»), только местные тарифы на транспортировку должны быть утверждены Комитетом по естественным монополиям. В то время как тарифы на экспорт и транзит сырой нефти по магистральному трубопроводу больше не подлежат утверждению регулирующим органом, тарифы на экспорт и транзитную транспортировку все еще зависят от местных тарифов на транспортировку, так как сырая нефть транспортируется через те же самые трубопроводы по Казахстану, независимо от их конечного пункта назначения (экспорт или местный рынок).

Тарифы на транспортировку, применяемые КТО и КТГ 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% (по состоянию на 31 декабря 2016 года) долевого участия (через свое 100% дочернее предприятие ТОО «KMG Karachaganak») 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, контролируруемыми 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. («ПК»), нефтедобывающую компанию, большинство акций которой принадлежит China National Petroleum Corporation («CNPC»), (ii) CITIC Canada Energy Limited («CCEL»), совместное предприятие с CITIC Resources Holding Limited («CITIC»), (iii) Товарищество с ограниченной ответственностью «Трубопровод Казахстан-Китай» («ТКК»), совместное предприятие КТО 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»), совместное предприятие КТГ с CNPC (действующее через «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited») 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 КТГ и CNPC (действующее через «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited») для строительства и использования Газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент», (vi) ММГ, нефтедобывающую компанию, находящуюся в собственности компании Mangistau Investments B.V. («МИБВ»), которая является совместным предприятием с компанией CNPC Exploration and Development Company Ltd («CNPC E&D»), где каждому участнику принадлежит 50% доли участия (по состоянию на 31 декабря 2016 года) и (vii) СП АО MunayGas North West Pipeline Company («МунайГас»), являющейся оператором трубопровода Кенкияк-Атырау, и в которой CNPC E&D владеет 49% долевого участия (по состоянию на 31 декабря 2016 года). 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 средой. Существуют проблемы, связанные с истощением месторождений на бывших производственных участках, некоторые из которых эксплуатируются более 30 лет. Вследствие низкого уровня знаний в области охраны окружающей среды в прошлом произошло несколько случаев утечки нефти из-за поломок трубопроводов. Временные коллекторы для хранения бурового шлама, жидких отходов и нефти не ремонтировались и должным образом не утилизировались, что привело к фактам серьезного загрязнения окружающей среды в Атырауской и Мангистауской областях. В более чем 500 коллекторах, которые находятся в этих областях, хранится от 3,7 до 7,3 млн. баррелей отходов добычи нефти 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, ЕАЭС ввел сроки на соответствие Евро-4 и Евро-5 экологических требований к 2017 году и 2018 году, соответственно. Компания не может дать никаких гарантий, что законодатели Казахстана или ЕАЭС не будут вводить дополнительные, более жесткие, экологические требования для Компании. Соблюдение природоохранных требований требует от Компании принятия определенных мер, связанные с хранением, обращением, транспортировкой, переработкой или утилизацией опасных материалов и отходов, а также устранением загрязнения, что может повлечь значительные затраты для Компании.

Затраты на соблюдение природоохранных требований в будущем и обязательства, которые могут возникнуть вследствие какого-либо ущерба окружающей среде, нанесенного Компанией, могут оказаться существенными. Более того, на Компанию могут оказать неблагоприятное воздействие возможные в будущем иски и штрафы, предъявляемые в отношении какой-либо дочерней организации, совместного предприятия или ассоциированной организации Компании со стороны экологических органов, включая возможное временное прекращение или отзыв одной, или нескольких лицензий на недропользование или экологических разрешений, имеющихся у Компании. В случае если какие-либо суммы, резервируемые на счетах Компании на расходы по погашению обязательств, возникающих в связи с нарушением природоохранных требований, окажутся недостаточными, это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на 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**») к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата («РКИК ООН»), 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. В сентябре 2015 года Казахстан представил в РКИК ООН свой Предполагаемый вклад, определяемый на национальном уровне, в котором Казахстан заявил, что намерен достичь целевого показателя в размерах всей экономике от 15% до 25% сокращения выброса парниковых газов к 2030 году по сравнению с 1990 годом. Однако, Казахстан приостановил некоторые законодательные нормы по парниковым газам, включая распределение и торговлю квотами, до 1 января 2018 года, после принятия Закона № 491-V от 8 апреля 2016 года. Ожидается, что Казахстан возобновит правовое регулирование парниковыми газами путем реализации новой системы в 2018 году. Эффект от ратификации Киотского Протокола 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 31 декабря 2016 года, 0,1 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 и контроля Министерства энергетики (ранее — Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан («МООС»)), а также Министерство здравоохранения и Министерство по чрезвычайным ситуациям. Результаты данного исследования были представлены на открытом слушании в г. Атырау в 2009 году и получили экспертную оценку Комитета экологического регулирования и контроля. Выводы, полученные в результате указанного исследования, подтвердили, что уровень воздействия в результате открытого хранения серы за пределами непосредственной зоны хранения блоков является несущественным.

В 2008 году ТШО начало реализацию серы третьим лицам в целях сокращения объемов серы, которую требуется хранить, и соответственного снижения риска применения связанных с хранением серы штрафов в будущем. ТШО реализовало 2,3 млн. тонн серы и произвело 2,6 млн. тонн серы в 2016 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, коммерческая добыча на месторождении Кашаган, которая первоначально планировалась на начало 2005 года, несколько раз откладывалась 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. Коммерческая добыча на месторождении Кашаган возобновлена в ноябре 2016 года. Однако не может быть никаких гарантий, что не произойдут дальнейшие остановки или 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 повреждениям или смерти. Любой из этих рисков может привести к потерям сырой нефти и газа или стать причиной загрязнения окружающей среды или иного ущерба имуществу Компании или прилегающих территорий, а также к дополнительным затратам или претензиям, или искам в отношении дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных организаций Компании.

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

Процедуры корпоративного управления Компании значительно отличаются от процедур, применимых в компаниях такого уровня в других юрисдикциях

Существующая политика корпоративного управления Компании основана на требованиях законодательства Казахстана. См. «Руководство - Управление». Политика корпоративного управления Компании отличается, и может быть менее строгой, чем политика, применимая к компаниям, организованным в Великобритании, Соединенных Штатах и в других юрисдикциях.

Например, когда в ноябре 2007 года Компания приобретала 75% долевого участия в KMG International (тогда «The Rompetrol Group B.V.»), ей было известно об уголовных разбирательствах против (среди прочего) г-на Дину Патрисиу, на тот момент Председателя Правления, Генерального Директора и бывшего акционера KMG International (тогда «The Rompetrol Group B.V.»), а также г-на Александру Буска, бывшего Финансового Директора «Rompetrol SA», что привело к обвинению в различных серьезных уголовных преступлениях, включая растрату, отмывание денег и торговлю внутренней информацией. В соответствии с процессом приобретения, и в переходный период после завершения сделки, г-н Патрициу продолжал занимать место Генерального Директора в июне 2009 года, и члена Правления в июне 2010 года. Г-н Буска также продолжал оказывать услуги компании «Rompetrol SA» до его отстранения в 2009 году (хотя официально его контракт был расторгнут в 2011 году). Для смягчения потенциального финансового риска, как часть процесса приобретения, Компания получила возмещение убытков в отношении возможного денежного ущерба, связанного с данным вопросом, на сумму до 200 млн. долларов США. Компании в Великобритании, Соединенных Штатах и других юрисдикциях, с повышенными требованиями корпоративного управления, могли принять другие меры, например, потребовав немедленной отставки г-на Патрисиу и г-на Буска в качестве условия завершения сделки по покупке. 7 октября 2014 года Румынский апелляционный суд вынес обвинительное решение против всех ответчиков, включая г-на Буску, (кроме г-на Патрисиу, который скончался). Решение также гласило, что, в ходе гражданского разбирательства «Rompetrol SA» несет солидарную ответственность и должна оплатить 58,5 млн. долларов США, плюс установленные законом проценты, рассчитанные с января 2001 года. Кроме того, в соответствии с решением, суд наложил арест на активы «Rompetrol SA» на сумму, подлежащую к уплате, и «Rompetrol SA» несет ответственность за некоторые затраты и юридические расходы. См. «Разбирательства – Дело «Rompetrol SA».

В то время как руководство Компании полагает, что режим корпоративного управления Компании, действующий на момент составления данного Базового проспекта, является более развитым, чем в других подобных компаниях в Казахстане, «Самрук-Казына» расширил свою «Программу трансформации бизнеса», цель которой в том, чтобы компании внутри группы «Самрук-Казына», включая Компанию, среди прочего, внедрили лучшие международные стандарты (включая стандарты, связанные с корпоративным управлением), и Компания внедрила ряд мер дальнейшего развития «Программы трансформации бизнеса». Любые недоработки в политике корпоративного управления Компании могут подвергнуть Компанию административному взысканию, которое, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на бизнес Компании, ее перспективы, финансовое состояние, денежные потоки и результаты деятельности.

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. В 2015 году

Компания, истребовав согласия в отношении Облигаций, находящихся в обращении в рамках программы, а также отдельное требование для отказа от прав и поправок в отношении определенных своих синдицированных и двусторонних документов, смогла внести поправки в некоторые определения, применимое к финансовым и другим ограничивающим обязательствам по условиям своей задолженности (включая отношение чистого долга к EBITDA). Притом, 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 или что она может получить согласие внести поправки или отказ от права в отношении таких условий в будущем. 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 «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. Например, продажи КТГ товарного газа на оптовом рынке были неприбыльными в период с 1 июля 2015 по 30 июня 2016 года, потому что фактическая цена товарного газа была значительно выше максимальных оптовых цен, утвержденных Комитетом по естественным монополиям. Существует неопределенность относительно того, какое влияние роль «национального оператора» будет иметь на КТГ, и как следствие, на Компанию в будущем. Кроме того, остается неопределенность в том, что установленная цена окажет дальнейшее 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 реорганизовала некоторые аспекты своей корпоративной структуры, в частности, в целях повышения эффективности и снижения затрат. Например, в декабре 2011 года, Компания завершила перестройку КМГ ПМ, в соответствии с которой весь акционерный капитал KazMunaiGaz PKOP Investment B.V. (далее – «KMG PKOP»), посредника материнской компании KazMunayGas International N.V. («KMG International») (ранее – Rompentrol Group, до переименования в марте 2014 года), был переведен к дочерней организации Компании Соöperatieve KazMunaiGaz 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. Компания в настоящее время рассматривает дальнейшую реорганизацию корпоративной структуры, что может включать слияние КМГ ПМ с Компанией для увеличения эффективности и устранения дублирующей деятельности и ответственности. 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.

Компания подвергалась и может продолжать подвергаться неблагоприятным изменениям в законодательстве и регулировании

Парламент рассматривает реализацию кодекса недропользования («Кодекс недропользования»), который, как ожидается, должен заменить Закон о недропользовании 2010 года (ключевой документ, регулирующий деятельность Компании и ее Группы). Несмотря на ряд проектов данного кодекса, выпущенных на сегодняшний день, данный кодекс не имеет окончательного варианта, и не был еще принят. В то время как Компания полагает, что принятие Кодекса о

недропользовании не окажет существенного негативного воздействия на ее бизнес и операции, проект Кодекса о недропользовании был значительно изменен во время его рассмотрения Парламентом и может продолжать изменяться до принятия окончательного варианта. Такие изменения не могут контролироваться Компанией и нет никаких гарантий, что окончательные положения, которые могут быть включены в Кодекс о недропользовании, если и когда будут приняты (если будут), или сам Кодекс о недропользовании не окажут существенного нежелательного воздействия на Компанию.

Кроме того, Министерство Национальной Экономики сделало предложение о введении нового налогового кодекса («Предложенный налоговый кодекс»). Предложенный налоговый кодекс имеет целью, среди прочего, изменить налогообложение недропользователей, и предусматривает налог, основанный на финансовых результатах, который заменит специальные налоги и платежи недропользователей, действующие в настоящее время. Министерство Национальной Экономики также заявило, что рассматривает отказ от бонуса коммерческого обнаружения, действующего в настоящее время. Предложенный налоговый кодекс еще не был опубликован или представлен Правительству. Как только он будет представлен, он может быть значительно изменен в результате рассмотрения Правительством. Не может быть никаких гарантий в отношении финальных положений Проекта налогового кодекса, если и когда он будет принят (если будет), и окажет ли Предложенный налоговый кодекс существенное негативное воздействие на Компанию.

До 2016 года финансовые результаты KMG International были отрицательными и негативно отразились на результатах операций Компании по переработке и сбыту нефти

Компания KMG International не приносила прибыли с момента приобретения Компанией и до 2016 года. В то время как KMG International сообщила о чистой прибыли в размере 14,0 млн. долларов США за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и чистые убытки на сумму в 45,1 млн. долларов США за год, закончившейся 31 декабря 2015 года. Отрицательные результаты KMG International за годы до 2016 года 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 KMG International вышла на прибыль в 2016 году, Компания не может быть уверена в том, что KMG International не будет продолжать нести убытки в будущем; любые такие убытки будут 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.

В соответствии с общей стратегией Компании, суть которой сфокусироваться на своей деятельности в Казахстане, а также в соответствии с Государственной Комплексной программой приватизации, Компания рассматривает продаже всей или существенной части своей доли в KMG International. С этой целью в декабре 2015 года Компания заявила, что заключила договор с CEFC China Energy Company Limited («Договор CEFC») о продаже 51% акций в основном капитале, которыми она владеет в KMG International компании CEFC China Energy Company Limited или одной, или более ее аффилированных компаний («CEFC») по цене покупки, оплачиваемой CEFC КМГ в размере 680 млн. долларов США («Предполагаемая продажа KMG International/CEFC»). Ожидается, что предполагаемая продажа KMG International/CEFC завершится к концу первой половины 2017 года, хотя Компания и CEFC могут письменно согласовать продлить такую дату завершения сделки на свое усмотрению или при необходимости. Компания ожидает, что Предполагаемая продажа KMG International/CEFC сократит уровень консолидированного долга КМГ и что, впоследствии, Предполагаемая продажа KMG International/CEFC сократит обслуживание долга Группы и, таким образом, улучшит ее общее положение ликвидности, а также обеспечит средства, которые Группы сможет использовать с целью поддержания финансовой стабильности Группы. Однако не может быть никаких гарантий, что предполагаемая продажа будет завершена как предполагается, если завершится. В случае если предполагаемая продажа не завершится, финансовые результаты KMG International будут

продолжать оказывать существенной воздействие на бизнес Компании, ее перспективы, финансовое положение, денежные поток и результаты ее деятельности в будущем, и такое воздействие может быть как положительным, так и отрицательным.

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

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 года, гудвилл Компании составлял 90,0 млрд. тенге в сравнении с 111,5 млрд. тенге на 31 декабря 2014 года. Пересмотр стоимости гудвилла 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 гудвилла может обесцениться.

Компания зафиксировала обесценение стоимости гудвилла на 11,9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и на 1,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. Компания не зафиксировала обесценивание стоимости гудвилла за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. При проведении проверок на обесценивание от Компании требуется произвести оценку экономических выгод использования соответствующих единиц, генерирующих денежные потоки, к которым относится гудвилл. Оценка экономических выгод от использования требует от Компании осуществить оценку денежных потоков, ожидаемых в будущем от генерирующей денежные потоки единицы, а также выбрать приемлемую ставку дисконтирования для расчета текущей стоимости таких денежных потоков. Соответственно, действительные денежные потоки и стоимости могут в значительной степени отличаться от прогнозируемых на будущее денежных потоков и соответствующих стоимостей, полученных при использовании методов дисконтированных денежных потоков. Хотя Компания полагает, что ее оценки и прогнозы адекватны на основании имеющейся в настоящее время информации, действительные показатели работы отдельного актива или группы активов, в отношении которых 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 гудвилла. 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 гудвилла 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, продолжающаяся 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, США и Канада 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 продолжиться 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 собственности, 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, такие, как, например, продолжающаяся нестабильность на Украине. 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 76 лет 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 сроков его полномочий в 2011 и 2015 году баллотироваться на новый пятилетний срок, и в апреле 2015 года Президент Назарбаев был повторно избран 97,8% голосов на новый пятилетний срок.

В последний квартал 2016 года Президент Назарбаев объявил о запланированных конституциональных реформах, которые предусматривают распределение власти между

правительственными органами. Закон, вносящий изменения в Конституцию, был обнародован Президентом Назарбаевым 10 марта 2017 года. Закон предусматривает 26 поправок, которые передают определенные полномочия Президента Парламенту и Правительству. Несмотря на это, 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 поменяться, 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.

Экономика и финансы Казахстана продолжают испытывать небольшие подъемы с момента глобального финансового кризиса, которые начались в 2008 году. Согласно статистике Правительства, рост реального ВВП составил 4,1% в 2014 году, 1,2% в 2015 и 1,0% в 2016 году. Оценки реального ВВП, опубликованные Международным Валютным Фондом («МВФ»), однако показывают снижение ВВП на 0,8% в 2016 году. Прогнозы МВФ по росту реального ВВП в 2017 году составляют 0,6%.

Финансовый кризис и последующее ослабление мировых финансовых рынков также способствовали дефолту ряда крупных банков Казахстана, затем последовала реструктуризация долговых обязательств. 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.

Политика «Самрук-Казына» в отношении контролируемых ею юридических лиц (включая Компанию) заключается в том, чтобы ограничить их денежные средства и их эквиваленты (включая депозиты) в международных банках до 10% от общей суммы, несмотря на отсутствие правовых последствий нарушения такой политики. В зависимости от уровня денежных средств, поддерживаемых Компанией, соблюдение такой политики может увеличить зависимость Компании от банковского сектора Казахстана. На 31 декабря 2016 года некоторые члены Группы, включая РД КМГ, не соблюдали данную политику в результате высокого уровня денежных депозитов, имеющих у таких юридических лиц. 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.

В феврале 2016 года S&P изменила прогноз по кредитному рейтингу Казахстана со стабильного на негативный. Любые дальнейшие изменения прогноза или понижение рейтинга, скорее всего, приведут к понижению рейтингов компании. Так, в феврале 2016 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 Казахстан 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.

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. В августе 2015 года НБРК объявил о принятии плавающего обменного курса, что привело к обесцениванию курса тенге по отношению к доллару США на 26,2%. По состоянию на 31 декабря 2016 года официальный обменный курс тенге к доллару США, согласно НБРК, составлял 333,29 тенге за 1 доллар США по сравнению с 339,47 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2015 года и 182,35 тенге по состоянию на 31 декабря 2014 года.

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.

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) продлили санкции в отношении ряда лиц и компаний из России и Украины. Введенные санкции оказывают негативное влияние на экономику России, что привело к снижению кредитных рейтингов Российской Федерации и российских государственных компаний, что, в свою очередь, вызвало 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 независимые 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. Ожидается, что образование и функционирование ЕАЭС продолжит укреплять экономические отношения с Россией. В 2015 году, на основе фактических торговых потоков, импорт Казахстана из России составил 32,9% общего объема импорта Казахстана, а экспорт в Россию – примерно 7,7% 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 1 апреля 2015 года на четыре российских банка (Сбербанк, «Альфа-Банк», «ВТБ Банк (Казахстан)» и Банк «Home Credit»), которые работают в Казахстане, приходилось 9,8% активов всего банковского сектора Казахстана. Торговый оборот Казахстана с Россией с примерно 4,1 млрд. долларов США в первой половине 2014 года по сравнению с 3,3 млрд. долларов США в первом квартале 2015 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.

Законы о валютном регулировании, влияют 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 НБРК 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.

В последние годы Правительство ввело ряд мер содействия приватизации и конкуренции между юридическими лицами Республики Казахстан. В 2012 году Правительство запустило программу «Народное IPO» для того, чтобы, среди прочих целей, стимулировать внутренний фондовый рынок. В декабре 2012 года примерно 9,99% акций КТО были проданы казахстанским инвесторам как часть данной программы. Программа «Народное IPO» была прекращена в конце 2015 года.

В январе 2014 года Президент Назарбаев дал указание Правительству подготовить список государственных компаний, подлежащих приватизации, и утвердил комплексную программу приватизации на 2014-2016 годы. 31 марта 2014 года Правительство Казахстана приняло Указ

№280, в котором излагается «Комплексный план приватизации» на тот период («**Комплексный план приватизации на 2014 год**»). Самрук-Казына продала 37 активов за общее вознаграждение 49,97 млрд. тенге в соответствии с Комплексным планом приватизации на 2014 год. В декабре 2016 года Правительство выпустило свой Комплексный план приватизации на 2016 год, который должен быть реализован в период с 2016 по 2020 годы, и который определяет ряд членов Группы как потенциальные объекты приватизации. См. «-Факторы риска, связанные с бизнесом Компании - *Правительство, которому принадлежит косвенный контроль над Компанией, может содействовать назначению или смещению членов руководства Компании или потребовать, чтобы Компания приватизировала некоторые из своих активов.*»

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.

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, хотя, в результате существенных расходов Национальным фондом Казахстана на сегодняшний день, статус будущего финансирования от Национального фонда Казахстана является неясным. 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. Прогнозы бюджета, 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 90 долларов США за баррель на 2013 и 95 долларов США за баррель на 2014, 2015 и 2016 гг. После падения мировых цен на нефть в 2014 году и девальвации тенге по отношению к доллару США в 2015 году Государственный бюджет составлял прогнозы на основании 40 долларов США за баррель на 2016-2018 годы; Государственный бюджет был затем пересмотрен в 2016 году, отразив предполагаемую мировую цену на нефть 35 долларов США за баррель на 2017-2019 годы. Не может быть никаких гарантий, что дальнейший пересмотр Государственного бюджета не потребует в свете продолжающейся волатильности цен на нефть.

Хотя ВВП растет в тенге после принятия политики свободно плавающего обменного курса в августе 2015 года, согласно цифрам, опубликованным МВФ, реальный ВВП в 2016 году сократился на 0,8% в реальном выражении. Нет никаких гарантий, что ВВП будет расти и что

любое дальнейшее падение или будущее 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. Такое негативное воздействие было видимым в последние годы как результат условий низкий глобальных цен на нефть. 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 ввел ряд изменений в налоговую систему Казахстана, включая снижение ставок по отдельным налогам, таких как ставка корпоративного подоходного налога в размере 20% в 2009. Налоговый кодекс 2009 года также 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.

Летом 2010 года, Правительство заново ввело экспортные пошлины на нефть. В феврале 2016 года Министерство Национальной Экономики Республики Казахстан ввело прогрессивную шкалу экспортных таможенных пошлин на сырую нефть. По новому режиму экспортные таможенные пошлины рассчитываются по средним рыночным ценам торговой классификации на нефть марки Brent и Urals. Увеличение экспортных таможенных пошлин привело, в прошлом, 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.

За последние годы налоговое бремя Компании выросло в результате изменений в налоговом законодательстве. 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.

Например, концепция нового налогового кодекса была предложена Министерством Национальной Экономики (текст проекта налогового кодекса еще не был опубликован). Нет никаких гарантий, что финальные положения предложенного налогового кодекса или, если и когда будет принят, предложенный налоговый кодекс не окажет существенного нежелательного воздействия на Компанию. См. «*Факторы риска, связанные с бизнесом Компании – Компания подвергалась и может продолжать подвергаться нежелательным изменениям в законодательстве и регулировании*».

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

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 («СРП») и других контрактов в отношении месторождений стратегического значения. См. *«Правовое регулирование в Казахстане – Преимущественное право государства и регулирование прав недропользования»*.

Время от времени Правительство объявляет о введении временных запретов на экспорт нефтепродуктов, которые обычно действуют в течение шести месяцев (хотя такие запреты могут быть продлены). Целью таких запретов 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. 1 июля 2014 года Правительство дополнительно ввело временный запрет на экспорт лёгких фракций и производных, керосина, газойлей и других нефтепродуктов на срок шесть месяцев. 26 июня 2015 года Правительство ввело дополнительный временный запрет на экспорт легких и средних фракций и производных, газойлей и других нефтепродуктов на период 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 конкретного выпуска Облигаций

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

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

В случае если KMG Finance является Эмитентом Облигаций, выпущенных в рамках Программы, такие Облигации должны быть гарантированы Компанией по Гарантии. Гарантия является исключительно обязанностью Компании. Дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные предприятия Компании являются отдельными и независимыми юридическими лицами, и они не обязаны производить платеж какой-либо суммы, причитающийся по Облигациям или Гарантии, или предоставить наличные средства, имеющиеся для этих целей, будь то дивиденды, размещение ценных бумаг, кредиты и другие платежи.

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

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

Облигации с фиксированной и плавающей ставкой вознаграждения.

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

Облигации, выпущенные со значительным дисконтированием или премией.

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

Торговля в клиринговых системах.

Условия выпуска Облигаций предусматривают, что Облигации должны быть выпущены с минимальной деноминацией в 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 юридических лиц из квази-государственного сектора», категории «долговые ценные бумаги» сектора официального списка KASE, и никакие Облигации, выпущенные в рамках Программы, не могут быть выданы или переданы без предварительных разрешений со стороны НБРК. 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.

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

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

Правительство и государственные финансовые органы могут установить (как некоторые из них делали в прошлом) валютное регулирование, которое может негативно сказаться на применимом обменном курсе, а также на наличие установленной иностранной валюты на момент выплаты основной суммы долга или вознаграждений, если такие имеются, по Облигациям. В результате инвесторы могут получить вознаграждения или основной суммы, чем ожидалось или не получить вообще никакого вознаграждения или основной суммы. Даже в случае отсутствия фактического валютного регулирования, есть вероятность того, что Установленная валюта для какой-либо конкретной Облигации, 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 превалярующая процентная ставка в будущем может быть выше, чем фиксированная ставка.

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

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 США 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*».

В феврале 2010 года Парламент принял закон о внесении изменений в законодательство Казахстана, 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.

8 апреля 2016 года Закон «Об арбитраже» был подписан Президентом Казахстана. Преамбула, а также другие положения Закона об арбитраже подразумевают, что Закон об арбитраже следует применять только при разрешении споров в Казахстане (т.е., только в отношении арбитража, находящегося в Казахстане) и не следует применять к зарубежным арбитражным разбирательствам, таким как в LCIA. В частности, в преамбуле к Закону об арбитраже предусмотрено: «*Настоящий Закон регулирует общественные отношения, возникающие в процессе деятельности арбитража на территории Республики Казахстан, а также порядок и условия признания и приведения в исполнение в Казахстане арбитражных решений...*». Однако в Законе об арбитраже имеется ряд новелл, которые могут повлиять (как описано ниже) на положения об арбитраже, которые содержатся в Условиях выпуска облигаций и Договоре о доверительном управлении. В частности, Закон об арбитраже не содержит четкого различия между местным и иностранным арбитражем. Однако, принимая во внимание, что Закон об арбитраже не был протестирован на практике, не может быть гарантий, что суды Казахстана поддержат толкование Закона об арбитраже, изложенное в «*Приведение в исполнение судебных и арбитражных решений*» и что решения, вынесенные против Компании и/или KMG Finance в арбитражных разбирательствах в Лондоне, по законам Англии, будут приведены в исполнение в Казахстане. Если казахстанские суды займут позицию, что Закон об арбитраже применим к спорам по Облигациям и Договорам о доверительном управлении, существует риск, что решение

LCIA по спору, связанному с Облигациями и Договором о доверительном управлении, не будет признано и не будет приведено в исполнение в Казахстане, как противоречащее публичному порядку Казахстана и/или спор в отношении Облигации и Договора о доверительном управлении не может быть разрешен арбитражем. Более того, может быть объявлен дефолт по Облигациям и Договорам о доверительном управлении в связи с незаконностью или невозможностью приведения в исполнение обязательств Компании и/или KMG Finance об урегулировании споров по Облигациям и/или Договорам о доверительном управлении в арбитраже LCIA и/или по законам Англии.

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 LCIA (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. См. «- Вручение судебных извещений и исполнение решений судов, вынесенных против Компании и ее руководства, может оказаться проблематичным».

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 Трассовый 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 (И) 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.

Выплаты по облигациям могут облагаться налогом в соответствии с FATCA.

По отношению к (i) Облигациям, выпущенным после даты, следующей через шесть месяцев после даты определения термина «сквозного зарубежного платежа» 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 («FATCA») в размере 30% от всех или части выплаты основной суммы и процентов, которые рассматриваются как «сквозной зарубежный платеж», совершенный не ранее 1 января 2019 года, или даты публикации финальных положений, определяющих термин «сквозной зарубежный платеж», в пользу инвестора или другого неамериканского финансового учреждения, не соответствующего Закону о налогообложении иностранных счетов, через которое был осуществлен платёж в облигациях не в соответствии с FATCA. Однако, если дополнительные облигации (как описано в разделе «Условия размещения Облигаций – Условие 15. Дополнительное размещение») выпускаются после Даты повторной сертификации и облагаются налогом у источника выплаты в соответствии с FATCA, и такие дополнительные облигации не отличаются от ранее выпущенных Облигаций, тогда налоговые агенты могут рассматривать такие Облигации, включая любые такие Облигации, предложенные ранее Даты повторной регистрации, как объект удержания налога у источника выплаты в соответствии с FATCA. 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. В случае если удержание какого-либо налога потребует в соответствии с FATCA или IGA в отношении платежей по Облигациям, ни от кого не потребуются совершение дополнительных выплат в результате 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 Комитета по статистике и внутренней информации Компании руководство Компании считает, что на 31 декабря 2016 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, полученными от Комитета по статистике, и собственной статистикой Компании, Компания также является оператором крупнейших по протяженности и пропускной способности сетей нефте- и газопроводов в Казахстане (в основном через КТО и КТГ). Кроме того, Компании принадлежит существенная или контрольная доля участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане, а также в крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии. См. «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Приобретения, прекращенные операции и потеря контроля – KMG International*».

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объемы добычи Компании составили 22,6 млн. тонн сырой нефти (9,8 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) и 7,4 млрд. м³ газа (3,1 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях). За год, завершившийся 31 декабря 2015 года, объемы добычи Компании составили 22,7 млн. тонн сырой нефти (9,7 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) и 7,3 млрд. м³ газа (3,1 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях).

Согласно внутренней информации Компании и информации, полученной из Комитета по статистике, объемы добычи Компании по сырой нефти составили 29,0% и 28,5% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 года и 2015 года, соответственно, в то время как объемы добычи природного газа Компании составили 15,9% и 16,0% от общих объемов добычи природного газа в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 года, соответственно.

На 31 декабря 2016 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 (в основном через КТО и КТГ, соответственно). Кроме того, на 31 декабря 2016 года Компания также участвовала во владении 2 657 км нефтепровода и 2 759 км газопровода в рамках совместных предприятий.

В 2016 году общий объем произведенных Компанией продуктов нефтепереработки составил 18,4 млн. тонн (16,3 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) нефтепродуктов, 18,3 млн. тонн (16,1 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) нефтепродуктов в 2015 и 19,0 млн. тонн (16,6 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) переработанных продуктов в 2014 году.

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 2016 года запасы Компании по сырой нефти категорий A+B+C1 составили 667,2 млн. тонн (232,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях), а запасы Компании по газовому конденсату категорий A+B+C1 составили 44,9 млн. тонн (35,8 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях). Запасы газа категорий A+B+C1 Компании составили 430,7 млрд.м3 (198,8 млрд.м3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях). В 2016 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 (67,4)% (57%, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с (397,1)% ((1 542,5)% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) в 2015 году. Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий A+B+C1 Компании в 2016 году произошло, главным образом, из-за того, что Компания не совершила никаких значительных приобретений добывающих активов и не обнаружила новых месторождений в 2016 году. Сокращение коэффициента восполнения запасов категорий A+B+C1 Компании в 2015 году в основном отражает продажу Компанией 50% своей доли в KMG Kashagan B.V. «Самрук-Казына» в октябре 2015 года, что привело к деконсолидации таких запасов. 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 69,8% до 1 857,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года с 1 093,8 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Чистый доход Компании сократился на 27,2% тенге до 360,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года с 494,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Совокупный доход компании увеличился на 4,0% до 1 093,8 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года с 1 051,3 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. Чистая прибыль Компании увеличилась на 148,3% до 494,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года с 199,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года.

По состоянию на 31 декабря 2016 года, совокупные активы компании составили 11 883,1 млрд. тенге по сравнению с 10 709,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015 года, и совокупные активы 8 838,8 млрд. тенге на 31 декабря 2014 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 % по состоянию на 31 декабря 2016 года	Описание деятельности
<i>Разведка и добыча</i>		
АО «Разведка-Добыча КазМунайГаз» (далее - РД КМГ)	63.02 ⁽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 2016 года составляли 16,8% от объема запасов сырой нефти Компании. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объемы добычи РД КМГ составили 8,4 млн. тонн сырой нефти и 803,1 млн. м ³ газа. По состоянию на 31 декабря 2016 года, запасы сырой нефти категорий A+B+C1 РД КМГ составили 197,2

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Наименование и направление деятельности	Доля участия % по состоянию на 31 декабря 2016 года	Описание деятельности
		млн. тонн, запасы газового конденсата категорий A+B+C1 – 4,4 млн. тонн, а запасы газа категорий A+B+C1 – 56 577 млн. м ³ .
		<ul style="list-style-type: none"> • <u>ТОО СП «Казгермунай» (далее - Казгермунай) - 50,00%</u> Казгермунай - совместное предприятие между РД КМГ и РКІ (через дочернюю организацию), каждая из которых владеет 50% долей участия. Казгермунай осуществляет разработку месторождения Акшабулак в Южном Казахстане. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объемы добычи Казгермунай, относимые на счет РД КМГ, составили 1,5 млн. тонн сырой нефти и 299,2 млн. м³ газа. По состоянию на 31 декабря 2016 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти Казгермунай категорий A+B+C1, относимые на счет РД КМГ, составили 15,1 млн. тонн, запасы газового конденсата категорий A+B+C1, относимые на счет РД КМГ, составили 0,2 млн. тон, и запасы газа категорий A+B+C1 составили 3 742 млн.м3.
		<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 «KMG PKI Finance», 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 год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объемы добычи ПКИ составили 1,2 млн. тонн сырой нефти и 230,3 млн. м³ газа, относимые на счет РД КМГ. По состоянию на 31 декабря 2016 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти ПКИ категорий A+B+C1 составили 11,9 млн. тонн, запасы газового конденсата категорий A+B+C1 – 0,1 млн.тонн и запасы газа категорий A+B+C1 – 4 202 млн.м3, 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.
		<ul style="list-style-type: none"> • <u>«CITIC Canada Energy Limited» (далее - CCEL) - 50,00%</u> CCEL - совместное предприятие между РД КМГ и CITIC, каждой из которых принадлежит 50% доли участия, осуществляющее разработку месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объемы добычи CCEL составили 1,1 млн. тонн сырой нефти и 18,9 млн. м³ газа, а на 31 декабря 2016 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий A+B+C1 составили 21,5 млн. тонн, а запасы газа категорий A+B+C1 составили 146 млн.м3, в каждом случае относимые на счет РД КМГ, исходя из доли участия РД КМГ в CCEL
ТОО «Тенгизшевройл» (далее - ТШО)	20,00	ТШО - совместное предприятие между Компанией (20%) Chevron Overseas (50%), ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. (25%) и LukArco B.V.(5%). ТШО является оператором главным образом месторождения Тенгиз в Западном Казахстане, одного из крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по объему запасов категорий A+B+C1, которые на 31 декабря 2016 года составили 32,9% запасов Компании по сырой нефти категорий A+B+C1. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, уровень добычи ТШО, относимый на счет Компании, составил 5,5 млн. тонн сырой нефти и 3 016,0 млн. м ³ газа. По состоянию на 31 декабря 2016 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий A+B+C1, относимые на счет Компании, составили 219,3 млн. тонн, а запасы газа категорий A+B+C1, относимые на счет Компании, составили 111 483 млн. м ³ газа.
Консорциум Северо-Каспийского проекта (далее - КСКП)	8,44	КСКП - консорциум, между KMG Kashagan B.V. (16,9%), AGIP Caspian Sea B.V (16,8%), ExxonMobil Kazakhstan Inc. (16,8%), INPEX North Caspian Sea Ltd (7,6%), CNPC Kazakhstan B.V. (8,3%), Shell Kazakhstan Development B.V. (16,8%) и Total E&P Kazakhstan (16,8%). Участники КСКП владеют правами недропользования в

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Наименование и направление деятельности	Доля участия % по состоянию на 31 декабря 2016 года	Описание деятельности
АО «Мангистаумунайгаз» (далее - ММГ)	50,00	<p>отношении месторождения Кашаган на Каспийском море по СРП. КСКП управляется NSOC - сформированным совместно контролируемым предприятием, созданным бывшими участниками КСКП в той же пропорции долевого участия, что и в КСКП. Коммерческая добыча началась в сентябре 2013 года, была приостановлена в 2014 и возобновлена в ноябре 2016 года. По состоянию на 31 декабря 2016 года, КСКП имела запасы сырой нефти категорий A+B+C1 72,5 млн. тонн, запасы газового конденсата категорий A+B+C1 1,3 млн. тонн и запасы газа категорий A+B+C1 49 462 млн.м³, относимых на счет Компании, что составляет 10,9%, 2,8% и 11,5% запасов Компании категорий A+B+C1 сырой нефти и газа, соответственно, исходя из принадлежащей Компании 8,44% доли участия в КСКП. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, добыча КСКП составила 0,1 млн. тонн сырой нефти и 49,6 млн.м³ газа, относимых на счет Компании. В октябре 2015 года «Coöperatieve KazMunaiGaz U.A.» продала 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. компании «Самрук-Казына» на сумму 4,7 млрд. долларов США, с условием выкупа всех или части акций в период с 1 января 2018 по 31 декабря 2020 года. Доля «Самрук-Казына» в KMG Kashagan B.V. находится в доверительном управлении «Coöperatieve KazMunaiGaz U.A.», дочерней компании.</p>
Karachaganak Petroleum Operating BEVY. (КРО)	10,00	<p>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 год, завершившийся 31 декабря 2016 года, уровень добычи ММГ составил 3,1 млн. тонн сырой нефти и 378,5 млн. м³ газа, относимых на счет Компании. По состоянию на 31 декабря 2016 года запасы месторождения Каламкас по сырой нефти категорий A+B+C1 оценивались в 29,5 млн. тонн, запасы газа категорий A+B+C1 в 12 797 млн. м³, относимые на счет Компании, и составили 4,4% и 3,0% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий A+B+C1, соответственно. ММГ также осуществляет разработку месторождения Жетыбай, запасы которого, относимые на счет Компании, по состоянию на 31 декабря 2016 года оценивались в 26,4 млн. тонн сырой нефти категорий A+B+C1 и 12 733 млн. м³ газа категорий A+B+C1 и составили 4,0% и 3,0% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий A+B+C1, соответственно.</p> <p>КРО является консорциумом, действующим в рамках договора о совместной деятельности между Компанией, через 100% дочернее предприятие ТОО «КМГ Карачаганак» (10%), Shell (29,25%), Agip (29,25%), Chevron (18,0%) и ЛУКОЙЛ (13,5%). КРО управляет Карачаганакским месторождением, которое является одним из крупнейших в мире газовых и газоконденсатных месторождений и крупнейшим газодобывающим месторождением в Казахстане. По состоянию на 31 декабря 2016 года, КРО располагало запасами сырой нефти категории A + B + C1 в 17,6 млн. тонн, запасами газового конденсата категорий A+B+C1 27,8 млн. тонн и запасами газа 88 852 млн.м³, приходящимися на долю Компании, что составляет 2,6%, 62,0% и 20,6% запасов сырой нефти и газа Компании по категориям A + B + C1, соответственно. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, КРО произвела 1,0 млн. тонн сырой нефти и 1 765,9 млн. м³ газа, приходящихся на долю Компании.</p>
<i>Транспортные активы</i>		
АО «КазТрансОйл» (далее - КТО)	90,00 (плюс одна акция)	<p>КТО - транспортная компания, которая владеет и эксплуатирует крупнейшую в Казахстане систему трубопроводов по транспортировке сырой нефти. В систему трубопроводов КТО входит трубопровод «Узень-Атырау-Самара» (далее - Трубопровод УАС) в Западном Казахстане, по которому осуществляется доставка нефти в российскую трубопроводную сеть «Транснефть» для дальнейшей доставки нефти в черноморские порты или напрямую в Европу. На 31 декабря 2016 года протяженность сетей трубопроводов КТО составила 5 495 км с трубами диаметром 0,5 м и 1,8 м. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводной сети КТО составили 48,7 млн. тонн.</p>
		<ul style="list-style-type: none"> • <u>ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» (далее - ККТ) -50.00%</u>

Наименование и направление деятельности	Доля участия % по состоянию на 31 декабря 2016 года	Описание деятельности
АО «КазТрансГаз» (далее - КТГ)	100,00	<p>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 31 декабря 2016 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 год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объем транспортировки по сети газопроводов ИЦА составил 66,6 млрд. м³ газа. В соответствии с законом, регулиующим газовую отрасль, КТГ назначена «национальным оператором» по транспортировке газа.</p>
		<p>КТТ - совместное предприятие между КТО и 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 КК, целью строительства которой является создание транспортного коридора для экспорта казахстанской нефти в Китай. По состоянию на 31 декабря 2016 года общая протяженность трубопровода Атасу-Алашанькоу составила 962 км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу составили 10 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 год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Кенкияк-Кумколь составили 4,2 млн. тонн, и эти суммы не включены в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки по нефтепроводам. Согласно договору, между Компанией и CNODC мощность нефтепровода Кенкияк-Кумколь увеличилась до 20 млн. тонн сырой нефти в год в 2015 году.</p> <ul style="list-style-type: none"> <p><u>АО СП «Северо-Западная Трубопроводная Компания «МунайГас» (далее – МунайГас) - 51,00%</u></p> <p>МунайГас - совместное предприятие между КТО (51% доля) и компаний «CNPC Exploration and Development Company Ltd.» (далее - CNPC E&D) (49% доля). МунайГас построил нефтепровод Кенкияк-Атырау, который берет свое начало в городе Кенкияк в Актюбинской области в Западном Казахстане, заканчивается в городе Атырау и представляет собой одну из трех трубопроводных систем, составляющих нефтепровод Казахстан-Китай (вместе с нефтепроводом Атасу-Алашанькоу и нефтепроводом Кенкияк-Кумколь). Трубопровод Кенкияк-Атырау соединяет нефтепровод УАС и нефтепровод, протянувшийся с нефтяных месторождений Западного Казахстана через Россию к экспортной перевалочной нефтебазе КТК на Черном море возле российского порта Новороссийск («нефтепровод КТК»). Оператором трубопровода Кенкияк-Атырау является КТО. По состоянию на 31 декабря 2016 года протяженность нефтепровода Кенкияк-Атырау составила 448,8 км с трубами диаметром от 0,5 до 1,8 м. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составили 4,6 млн. тонн, и эти суммы не включены в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки.</p> <p><u>ТОО «Азиатский Газопровод» (далее – АГП) - 50,00%</u></p> <p>АГП - совместное предприятие между КТГ и CNPC (действующей через «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited»), 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</p>

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Наименование и направление деятельности	Доля участия % по состоянию на 31 декабря 2016 года	Описание деятельности
---	---	-----------------------

часть проекта была завершена в декабре 2012 года. Завершение строительства третьей части ожидается в 2017 году. В течение года, закончившегося 31 декабря 2016 года, ТОО «Азиатский газопровод» пропустил 34,2 млрд. м³ газа.

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

BSGP совместное предприятие между КТГ и CNPC (действующей через «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited»), 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, было завершено в 2015 году. Ожидается, что вторая фаза проекта, состоящая из трубопровода Бейнеу-Бозой, которая увеличит пропускную способность до 10 млрд.м³ в год, завершится в 2017 году. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, трубопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент пропустил 2,1 млрд.м³ газа.

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, Павлодарском НПЗ и Шымкентском НПЗ. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объемы производства КМГ ПМ составили 12,8 млн. тонн продуктов нефтепереработки. В настоящее время Компания рассматривает реорганизацию корпоративной структуры, что может означать слияние КМГ ПМ с Компанией для увеличения эффективности и устранения дублирования деятельности и ответственности.

Основными перерабатывающими активами КМГ ПМ являются:

- Павлодар

КМГ ПМ владеет 100%-ной долей участия в ТОО «Павлодарский нефтехимический завод». По состоянию на 31 декабря 2016 года проектная мощность Павлодарского НПЗ составила 20 548 тонн нефти в день. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на Павлодарском НПЗ было переработано 4,6 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 4,0 млн. тонн.

- Атырау

КМГ ПМ принадлежит 99,53% доли участия в Атырауском НПЗ. На 31 декабря 2016 года проектная мощность Атырауского НПЗ составила 13 900 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 13 275 тонн нефти в день. За год, закончившихся 31 декабря 2016 года, на Атырауском НПЗ было переработано 4,8 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов нефтепереработки составил 4,5 млн. тонн.

- Шымкент

КМГ ПМ через компанию «Валсера Холдингз Би.Ви.» косвенно владеет 49,72% доли участия в ТОО «ПетроказакстанОйлПродуктс», которое, в свою очередь, владеет Шымкентским НПЗ. Оставшаяся часть принадлежит ТОО «PetroKazakhstan Oil Products», которая принадлежит CNPC. На 31 декабря 2016 года проектная мощность Шымкентского НПЗ составила 16 438 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 12 493 тонны нефти в день. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на Шымкентском НПЗ было переработано 2,2 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки, относимый на счет Компании, составил 2,1 млн. тонн.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Наименование и направление деятельности	Доля участия % по состоянию на 31 декабря 2016 года	Описание деятельности
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 5.4 млн. тонн сырой нефти в год. НПЗ Вега обладает проектной и фактической пропускной мощностью в 0.3 млн. тонн сырой нефти в год. В общем, за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, KMG International произвела 5,6 млн. тонн продуктов нефтепереработки, 5,2 млн. тонн из которых было произведено на НПЗ Петромидиа. В декабре 2015 года Компания объявила о своем намерении продать 51% своей доли в KMG International. Завершение такого размещения, соответствующего Комплексному плану приватизации Правительства на 2016 год, ожидается в 2017 году.

Примечания:

(1) – По состоянию на 31 декабря 2016 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.

Акционер и отношения с государством

Компания находится в полном косвенном владении государства (через «Самрук-Казына» и НБРК). См. раздел «Акционерный капитал, акционеры и сделки с третьими сторонами - Самрук-Казына». Соответственно, государство оказывает серьезное влияние на принятие решений Компании и может определять ее стратегию, принимать принципиальные решения, связанные с деятельностью Компании (в том числе в вопросах инвестирования, заимствований, управления рисками и распределением активов), а также осуществлять контроль их исполнения.

Являясь национальной нефтегазовой компанией, Компания была назначена Правительством представлять интересы государства в нефтегазовых проектах и быть бенефициаром преимущественного права государства («**Преимущественное право 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) и СРП, связанных со стратегическими месторождениями, а также акции (долевое участие) в компаниях недропользователей и контролируемых ими юридических лицах (далее совместно - **Соглашения на недропользование**) или когда акции в таких юридических лицах предлагаются к продаже. В соответствии с Законом о газе КТГ была назначена в качестве национального оператора для транспортировки газа и, в статусе национального оператора, КТГ получила право преимущественной покупки всего попутного газа, произведенного в Казахстане (от имени государства) по регулируемой цене. См. «*Факторы риска – Риски, связанные с деятельностью Компании – Правительство назначило КТГ «номинальным оператором» для транспортировки газа*» и «*Деятельность – Транспортировка – Транспортировка и хранение газа - Обзор*».

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, в настоящее время Совместное Постановление №396 Министерства Инвестиций и Развития и №257 Министерства Энергетики). Компания была наделена полномочиями

«уполномоченного органа» в отношении осуществления контроля, мониторинга и регулирования нефтяных операций в рамках СРП.

Указом Президента от 12 марта 2010 года был реорганизован ряд министерств и, в частности, было создано Министерство нефти и газа Республики Казахстан (далее - МНГ). Согласно Закону о недропользовании (№129-IV, от 24 июня 2010 года) (с поправками «Закон о недропользовании 2010 года») и Положению о МНГ (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, были переданы МНГ (в настоящее время Министерство энергетики). См. *«Нефтегазовая Промышленность Казахстана - Органы Управления - Министерство Энергетики»*.

В июне 2010 года Компания создала ТОО «PSA», дочернее предприятие с долей Компании в 100% (по состоянию на 31 декабря 2016 года), с 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 МНГ, и их доля находится в руках Министерства 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 (СРП). 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 создание Министерства энергетики не оказывали негативного влияния, и не ожидается, что будут оказывать, на статус Компании как уполномоченного бенефициара преимущественных прав государства на приобретение доли в соглашениях о пользовании недрами, или запасами природными ресурсами, или другими активами, представляющими коммерческий интерес.

Кредитные рейтинги

A13.7.5

Компании присвоены долгосрочные рейтинги в иностранной валюте: Вaa3 агентством Moody's, ВВ агентством S&P, ВВВ- агентством 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. Кредитные рейтинги, включенные в данный Базовый проспект или на которые ссылается данный Базовый проспект считаются, с целью Регламента Кредитных рейтинговых агентств (CRA Regulation), как рейтинги, присвоенные Moody's, S&P и Fitch соответственно. Как Moody's, так и S&P и Fitch созданы в Европейском Союзе и зарегистрированы согласно Регламента Кредитных рейтинговых агентств.

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»*.

Краткое 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 +31205752386. KMG Finance была зарегистрирована Торгово-промышленной палатой Нидерландов под номером №34249875. KMG Finance является прямым дочерним предприятием со стопроцентным участием компании Соöperatieve 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.

A9.4.1.2
A9.4.1.3
A9.4.1.4

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 НК «КазМунайГаз» или как указано в соответствующих Окончательных Условиях, KazMunaiGaz Finance Sub B.V.	A6.1
Гарант (в отношении Облигаций, выпущенных КМГ Finance):	АО НК «КазМунайГаз».	A9.4.1.1
Организаторы:	Citigroup Global Markets Limited, Deutsche Bank AG, филиал в Лондоне, АО «Halyk Finance», АО «Skybridge Invest» и Лондонский филиал «UBS AG».	
Дилеры:	Citigroup Global Markets Limited, Deutsche Bank AG, филиал в Лондоне, АО «Halyk Finance», АО «Skybridge Invest» и Лондонский филиал «UBS AG», назначаемые в соответствии с Дилерским соглашением.	
Доверительный управляющий:	Citigroup Trustee Company Limited	
Основной платежный агент:	Citibank N.A., Лондонский филиал	
Регистратор:	Citigroup Global Markets Deutschland AG	
Платежный агент и агент по передаче:	Citibank N.A., Лондонский филиал	
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:	<p>Облигации будут выпущены на синдицированной или несиндицированной основе. Облигации выпускаются Сериями. Каждая Серия может состоять из одного или нескольких Траншей, выпускаемых в разные даты выпуска. Облигации различных Траншей в пределах одной Серии регулируются едиными условиями, кроме даты выпуска и суммы первой выплаты вознаграждения, которые могут отличаться в зависимости от Транша. Облигации каждого Транша во всех отношениях регулируются одними и теми же условиями, за исключением того, что Транш может включать Облигации различных номиналов.</p> <p>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.</p>	

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

Разрешения НБРК:

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

A13.4.4(i)

Форма облигаций:

Каждая Серия Облигаций выпускается только в именной форме. Облигации, регулируемые Положением S, и Облигации, регулируемые Правилom 144 А, будут первоначально представлены Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, и Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144 А, 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, ДТС (Депозитарная трастовая компания) (в отношении любых Облигаций, регулируемых Правилom 144А), 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, то Компанией, Основным платежным агентом, Трастовым управляющим и соответствующим Дилером(-ами).

См. *«Обзор положений, связанных с Облигациями в Глобальной форме»*

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(а)) 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(а).

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

Статус гарантии:	<p>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 <i>по отношению друг к другу</i>, 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).</p> <p>См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 3b. Статус Гарантии»</p>
Цена выпуска:	<p>При выпуске Облигации могут иметь любую цену, как предусмотрено в соответствующих Окончательных условиях.</p> <p>См. Раздел «Форма окончательных условий»</p>
Срок погашения:	<p>Любой срок погашения, с соблюдением в отношении определенных валют всех применимых требований законодательства и/или регулирующих органов и/или центрального банка.</p> <p>См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 6. Погашение, Покупка и Опционы» и «Форма Окончательных условий».</p> <p style="text-align: right;">A13.4.9(i)</p>
Погашение:	<p>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.</p> <p>См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 6. Погашение, Покупка и Опционы» и «Форма Окончательных условий»</p>
Право досрочного погашения:	<p>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.</p> <p>Облигации также могут быть погашены по усмотрению Держателя при Изменении статуса (как определено в Условии 6 (d)).</p> <p>См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 6. Погашение, Покупка и Опционы» и «Форма Окончательных условий»</p>
Погашение в целях налогообложения:	<p>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).</p> <p>См. «Условия выпуска Облигаций – Условие 6c. «Погашение в целях налогообложения»</p>

Номиналы:

Облигации выпускаются номиналами, согласованными между соответствующим Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами), за исключением того, что минимальный номинал каждой Облигации должен быть 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 того, что минимальный номинал каждой Облигации равен 100 000 евро (или, если Облигации номинированы в какой-либо другой валюте, кроме евро, эквивалентной сумме в такой валюте).

При этом в течение всего срока, когда Облигации представлены Глобальной облигацией, в соответствии с требованиями соответствующей клиринговой системы (систем), Облигации могут предлагаться к торгам только с минимальным допустимым номиналом 100 000 евро или меньшим номиналом, округляемым в сторону повышения до целого кратного, которое указывается в соответствующих Окончательных условиях.

Более того, вознаграждение по Облигациям, регулируемым Правилom 144A, 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 противоречит разделу 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»

Вознаграждение:

Облигации могут быть с вознаграждением или без такового. Вознаграждение (если применимо) может начисляться по фиксированной или плавающей ставке, или другой переменной ставке или может быть привязано к индексу, и методики расчета вознаграждения в дату выпуска и в дату наступления срока погашения по каждой соответствующей Серии могут различаться.

A13.4.

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

Рейтинги

Траншам Облигаций могут быть присвоены рейтинги. Если Траншам Облигаций должны быть присвоены рейтинги, такой рейтинг будет указан в соответствующих Окончательных условиях.

Рейтинг не является рекомендацией к покупке, продаже или владению Облигациями, и он может быть приостановлен, снижен или отменен в любое время соответствующим рейтинговым агентством.

Облигации с фиксированной ставкой вознаграждения:

Фиксированное вознаграждение выплачивается в конце срока заимствования в дату или даты, которые будут согласованы между соответствующим Эмитентом и, если применимо, совместно с Компанией, и соответствующим(-и) Дилером(-ами), а также в дату выкупа Облигаций и рассчитывается исходя из такого количества дней для расчета вознаграждения, которое будет согласовано между Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами).

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

Облигации с плавающей ставкой:

Вознаграждение по Облигациям с плавающей ставкой начисляется по ставке, которая определяется:

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

Маржа (если применимо), связанная с такой плавающей ставкой, согласовывается между соответствующим Эмитентом и, если применимо, совместно с Компанией, и соответствующим(-и) Дилером(-ами) по каждой Серии Облигаций с плавающей ставкой.

Облигации с плавающей ставкой могут также иметь максимальную ставку вознаграждения, минимальную ставку вознаграждения 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 исходя из такого количества дней для расчета вознаграждения, которое будет согласовано 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 активов:** В отношении Облигаций применяется обязательство об отказе от залога активов.
См. *«Условия выпуска Облигаций – Условие 4а. «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) ограничение по задолженности; (iv) по финансовой информации; (v) ограничения по дивидендам, которые выплачиваются крупными дочерними организациями; (vi) разрешения должны оставаться в силе; (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). «Перекрёстное 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 от Гаранта в пользу Эмитента для финансирования обязательств Эмитента по Облигациям, будут облагаться налогом, удерживаемым у источника выплаты в Казахстане в размере 15%, за исключением случаев, когда размер налога будет снижен в связи с применением международного соглашения об избежании двойного налогообложения.
В случае, когда Компания выступает Эмитентом Облигаций, выплата Компанией вознаграждения неказахстанскому держателю (как определено в разделе *«Налогообложение - Налогообложение в Казахстане»*) будет облагаться налогом, удерживаемым у источника выплаты в Казахстане в размере 15%, за исключением случаев, когда ставка налога будет снижена по международному соглашению об избежании двойного налогообложения. Налог, начисляемый на вознаграждение и удерживаемый у источника выплаты не будет применен в том случае, если Облигации на дату начисления вознаграждения будут находиться в официальном списке биржи,

функционирующей на территории Республики Казахстан (т.е. KASE).

См. Раздел «Налогообложение».

В случае если какой-либо из налогов, сборов, отчислений или правительственных сборов вводится, взимается, собирается, приостанавливается или исчисляется 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, как 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 целом, 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.

A13.4.3

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.

В дополнение и, если иное не будет согласовано с Дилером(-ами) и предусмотрено в Окончательных условиях, Компания приложит необходимые усилия для включения Облигаций, выпускаемых Компанией в соответствии с Программой, в категорию "долговые ценные бумаги субъектов квазигосударственного сектора" сектора "долговые ценные бумаги" официального списка KASE начиная с Даты выпуска. Компания также приложит необходимые усилия для того, чтобы Облигации, выпущенные KMG Finance, были включены в листинг KASE.

Ограничения торговли:

Предложение и продажа Облигаций регулируются применимыми законами и нормативными документами,

включая, помимо прочего, законы и нормативные акты Европейской Экономической Зоны, Казахстана, Нидерландов, Великобритании и Соединенных Штатов Америки.

См. *«Подписка и продажа»*

Факторы риска:

Инвестирование в облигации 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 деформирующую существующую задолженность.

KMG FINANCE

Общие положения

KMG Finance зарегистрирована как частная компания с ограниченной ответственностью (besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid или B.V.) и в соответствии с законодательством Нидерландов 9 июня 2006 года на неограниченный срок. KMG Finance имеет местонахождение в Амстердаме. Адрес KMG Finance: Страминскийлаан, 807 (Strawinskylaan 807) (WTC Башня А, 8-й этаж), 1077 XX Амстердам, Нидерланды, телефонный номер +31 020 5752386. KMG Finance была зарегистрирована Торгово-промышленной палатой Нидерландов под номером №34249875. KMG Finance является участницей Cooperatieve KazMunaiGas U.A., является прямой 100%-ной дочерней организацией компании Cooperatieve KazMunaiGas U.A., зарегистрированной в Нидерландах. Компания, является участницей Cooperatieve KazMunaiGas U.A., наряду с ТОО «КМГ-Кумколь», дочерней организацией Компании со 100%-ным участием.

A9.11.5

A9.4.1.2

A9.4.1.3

A9.4.1.4

На 31 декабря 2016 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 PK U.A.». В ходе обычной деятельности и в соответствии с применимыми законами и положениями Нидерландов, в мае 2008 года, в ноябре 2016 года и в декабре 2016 года, в капитал KMG Finance был сделан вклад в виде надбавок к номинальной стоимости акций в размере 7 800 000 долларов США, 60 000 000 долларов США и 60 500 000 долларов США, соответственно.

A9.6.2

A9.10.1

Деятельность

A9.5.1.1

Как предусмотрено Статьей 3 Устава Компании, KMG Finance была зарегистрирована, помимо прочего, для заимствования и (или) предоставления в кредит денежных сумм, заключение договоров в отношении промышленной, финансовой и коммерческой деятельности (включая, среди прочего, продажу нефти) и всю другую деятельность, связанную с объектами, включенным в список Статьи 3 ее Устава. 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.

На момент выпуска настоящего Базового проспекта KMG Finance не имеет никаких непогашенных задолженностей в виде займов, гарантий или условных обязательств. В марте 2015 года KMG Finance, в качестве продавца и КМГ, в качестве гаранта, заключили сделку о предварительной продаже нефти. См. «Деятельность – Разведка и добыча – Крупные промысловые месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний - ТШО-Сделки ТШО о предварительной продаже нефти».

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.

A9.9.1

Руководство

KMG Finance имеет двух 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 одного Члена Наблюдательного Совета: г-н Даурег Карабаев, который является Исполнительным Вице-Президентом и Финансовым директором Компании и имеет свой юридический адрес: пр. Кабанбай батыра 19, 010000, Астана, Казахстан.

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

Общая информация

Служебный адрес KMG Finance: Srrawinskylaan 807 (WTC Tower A, 8й этаж), 1077 XX Амстердам, Нидерланды; номер телефона: +31 020 5752386.

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

Требование о получении разрешения от Центрального Банка Голландии De Nederlandsche Bank в соответствии со Статьей 2:11 Закона о финансовом надзоре (Wet op hetfinancieel toezicht) («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 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 за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 года (в зависимости от обстоятельств), взята из Финансовой отчетности 2016 и 2015 года, и должна рассматриваться совместно с ней, 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», Финансовая отчетность за 2016 год, а также Финансовая отчетность за 2015 год, включая примечания к ней, и иными данными о финансовом состоянии, приводимыми в других разделах настоящего Базового проспекта.

A9.11.3.3

A9.11.1

Данные консолидированного отчета о финансовом состоянии

	По состоянию на 31 декабря				% изменения с 31 декабря по 31 декабря	
	2016 ⁽¹⁾	2016	2015 ⁽²⁾	2014 ⁽²⁾	2016 и 2015	2015 и 2014
	(неаудированные) (млн. долларов США)		(млрд. тенге)		(%)	(%)
АКТИВЫ КОМПАНИИ						
Необоротные активы						
Недвижимость, заводы и оборудование.....	8 860,6	2 953,1	2 661,3	4 296,1	11,0	(38,1)
Разведочные и оценочные активы.....	694,7	231,6	208,5	277,1	11,1	(24,8)
Инвестиционное имущество.....	88,5	29,5	29,3	27,2	0,7	7,7
Нематериальные активы.....	349,5	116,5	119,9	183,0	(2,9)	(34,4)
Долгосрочные депозитные счета в банках....	150,1	50,0	48,8	97,5	2,5	(50,0)
Вложения в совместные предприятия и дочерние компании.....	11 120,3	3 706,3	3 422,9	1 217,7	8,3	181,1
Активы по отсроченному налогу на прибыль.....	215,8	71,9	107,5	93,1	(33,1)	15,4
НДС к получению.....	215,8	71,9	42,5	79,2	69,4	(46,4)
Авансирование для внеоборотных активов.....	417,6	139,2	133,7	100,7	4,1	32,8
Долговые обязательства к получению от «Самрук-Казына».....	113,1	37,7	37,4	37,1	0,8	0,7
Векселя к получению от акционера совместного предприятия.....	50,1	16,7	21,6	13,8	(22,7)	56,5
Векселя к получению от ассоциированной компании.....	104,5	34,8	42,3	28,2	(17,7)	49,9
Заемствование и дебиторская задолженность, причитающееся со связанной стороны.....	1 430,5	476,8	433,4	101,9	10,0	325,3
Прочие необоротные активы.....	62,1	20,7	26,3	34,6	(21,2)	(24,0)
	23 873,1	7 956,7	7 335,5	6 587,2	8,5	11,4
Оборотные активы						
Товарно-материальные запасы.....	296,4	98,8	125,7	195,0	(21,4)	(35,5)
НДС к получению.....	206,2	68,7	88,9	110,1	(22,7)	(19,2)
Подходный налог по предоплате.....	223,4	74,5	60,5	42,7	(23,1)	41,5
Счет расчетов с покупателями.....	839,5	279,8	95,5	202,6	193,0	(52,9)
Краткосрочные банковские депозиты.....	3 548,5	1 182,7	947,9	693,9	24,8	36,6
Долговые обязательства к получению от «Самрук-Казына».....	13,3	4,4	4,4	4,4	0,0	0,0
Долговые обязательства к получению от связанной стороны.....	340,9	113,6	113,0	34,7	0,5	225,8
Векселя к получению от акционера совместного предприятия.....	52,9	17,6	8,8	4,7	99,7	89,4
Производные финансовые инструменты.....	—	—	—	6,4	—	(100,0)
Прочие текущие активы.....	447,3	149,1	93,1	98,6	60,1	(5,5)
Денежные средства и их эквиваленты.....	2 635,7	878,4	770,0	823,0	14,1	(6,4)
	8,604,0	2,867,6	2,308,0	2,216,1	24,2	4,1
Активы, классифицируемые как предназначенные для продажи.....	3 176,8	1 058,8	1 066,2	35,5	(0,7)	2 899,5
	11 780,8	3 926,4	3 374,2	2 251,6	16,4	49,9
ИТОГО АКТИВЫ.....	35 653,9	11 883,1	10 709,7	8 838,8	11,0	21,2

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 333,29 тенге за 1 доллар США, установленному КФБ по состоянию на 31 декабря 2016 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) Пересчитано. См «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчет» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2016 года к Финансовой отчетности 2015 года. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности 2016 года, а показатели 2014 года взяты из Финансовой отчетности 2015 года.

	По состоянию на 31 декабря				% изменения между 31 декабря и 31 декабря	
	2016 ⁽¹⁾	2016	2015 ⁽²⁾	2014 ⁽²⁾	2016 н	2015 н
	(неаудированные)				2015	2014
	(млн. долларов США)		(млрд. тенге)		(%)	
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА						
Капитал						
Акционерный капитал	2 089,4	696,4	696,4	557,1	0,0	25,0
Резервный фонд капитала	731,1	243,7	243,7	226,8	0,0	7,5
Прочий капитал	0,7	0,2	3,1	2,1	(92,8)	47,6
Резерв пересчета валюты	4 118,9	1 372,8	1 405,3	448,7	(2,3)	213,2
Чистая прибыль	9 492,3	3 163,7	2 988,5	2 627,3	5,9	13,7
Связанный с акционерами Родительской компании	16 432,3	5 476,7	5 337,0	3 862,0	2,6	38,2
Неконтролируемые проценты	2 405,0	801,6	753,2	555,2	6,4	35,7
ИТОГО СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА	18 837,3	6 278,3	6 090,2	4 417,1	3,1	37,9
Отсроченные обязательства						
Заемствованные средства	8 119,4	2 706,1	2 932,3	2 427,2	(7,7)	20,8
К оплате за приобретение дополнительных процентов в Северо- Каспийском проекте	—	—	—	396,3	—	(100,0)
Ассигнования	418,2	139,4	150,4	183,5	(7,3)	(18,0)
Отсроченная задолженность по налогообложению	793,9	264,6	218,9	194,8	20,9	12,4
Финансовая гарантия	36,8	12,3	8,0	9,1	53,2	(12,1)
Предоплата по договорам поставки нефти	2 216,0	738,6	—	—	100,0	—
Прочие отсроченные обязательства	157,5	52,5	23,2	12,9	126,3	79,8
	11 741,8	3 913,4	3 332,9	3 223,9	17,4	3,4
Текущие обязательства						
Заемствованные средства	1 099,5	366,4	296,5	670,5	23,6	(55,8)
Ассигнования	283,2	94,4	116,5	50,3	(19,0)	131,6
Подходный налог к уплате	6,9	2,3	4,1	2,3	(43,9)	78,3
Торговая кредиторская задолженность	780,5	260,1	174,2	233,7	49,3	(25,5)
Другие налоги к уплате	102,1	34,0	40,0	80,5	(15,0)	(50,3)
Финансовая гарантия	3,6	1,2	1,1	0,8	10,1	37,5
Производные финансовые инструменты	—	—	—	0,3	—	(100,0)
Предоплата по договорам поставки нефти	750,0	250,0	—	—	100,0	—
Другие текущие обязательства	357,2	119,0	145,2	147,8	(18,0)	(1,8)
	3 383,0	1 127,5	777,7	1 186,1	45,0	(34,4)
Обязательства, напрямую связанные с активами, классифицируемыми как предназначенные для продажи	1 691,9	563,9	508,8	11,7	10,8	4,248,7
Общая сумма обязательств	16 816,6	5 604,8	4 619,4	4 421,7	21,3	4,5
ИТОГО СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ	35 653,9	11 883,1	10 709,7	8 838,8	11,0	21,2

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 333,29 тенге за 1 доллар США, установленному КФБ по состоянию на 31 декабря 2016 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) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчет» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2016 года и к Финансовой отчетности 2015 года. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности 2016 года, а показатели 2014 года взяты из Финансовой отчетности 2015 года.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Данные консолидированного отчета о совокупном доходе

	За год, завершившийся 31 декабря				% изменения между годами, закончившимися 31 декабря	
	2016 ⁽¹⁾	2016	2015 ⁽²⁾	2014 ⁽²⁾	2015	2014
	(неаудированные) (млн. долларов США)				и 2016	и 2015
			(млрд. тенге)		(%)	
Выручка	5 399,7	1 857,4	1 093,8	1 051,3	69,8	4,0
Себестоимость реализованной продукции	(4 540,1)	(1 561,7)	(1 090,4)	(1 106,6)	43,2	(1,5)
Валовой доход	859,6	295,7	3,4	(55,3)	8 597,1	(106,2)
Общие и административные расходы	(342,1)	(117,7)	(211,2)	(151,9)	(44,3)	39,0
Транспортные расходы и расходы на продажу	(577,0)	(198,5)	(195,3)	(308,5)	1,6	(36,7)
Обесценение недвижимости, заводов и оборудования	(9,5)	(3,3)	(67,1)	(277,5)	(95,1)	(75,8)
Обесценение гудвилла	—	—	(11,9)	-	(100,0)	-
(Убытки)/доходы от выбытия недвижимости, заводов и оборудования, нематериальных активов и инвестиционного имущества, чистые	(16,3)	(5,6)	(3,6)	0,4	57,0	(990,5)
Прочий доход от основной деятельности	56,5	19,4	21,7	18,3	(10,4)	18,6
Прочие расходы по операционной деятельности	(43,1)	(14,8)	(19,5)	(16,7)	(24,1)	16,8
Операционные убытки	(72,0)	(24,8)	(483,6)	(791,2)	(94,9)	(38,9)
Чистая (отрицательная)/положительная курсовая разница	(37,5)	(12,9)	469,5	76,1	(102,7)	516,9
Доходы от финансирования	488,1	167,9	173,0	53,9	(2,9)	221,0
Расходы на финансирование	(669,7)	(230,4)	(198,3)	(176,2)	16,2	12,5
Обесценение инвестиций в совместные предприятия	(16,0)	(5,5)	(9,3)	(1,0)	(41,1)	803,2
Обесценение активов, классифицированных как предназначенных для продажи	(0,3)	(0,1)	(0,1)	(5,0)	8,0	(98,0)
Обесценение предоставленных займов	(3,9)	(1,3)	(11,0)	(0,1)	(88,2)	10 900,0
Доля дохода от СП и ассоциированных организаций, чистая	785,5	270,2	112,9	427,7	139,3	(73,6)
Прибыль/(убытки) до вычета подоходного налога	474,2	163,1	53,0	(415,8)	207,7	(112,7)
Расходы по налогу на прибыль	(476,2)	(163,8)	(231,5)	(133,0)	(29,2)	74,1
Убыток за период от продолжаемой деятельности	(2,0)	(0,7)	(178,6)	(548,8)	(99,6)	(67,5)
Прибыль/(убытки) за год после подоходного налога от прекращенной деятельности	1 049,0	360,9	673,2	748,1	(46,4)	(10,0)
Чистая прибыль за год	1 047,0	360,2	494,7	199,2	(27,2)	148,3
Курсовая разница от пересчета валют в иностранных операциях	(110,7)	(38,1)	1 180,9	209,5	(103,2)	463,7
Накопленная разница от перевода выбывающих групп	—	—	(106,9)	—	(100,0)	—
Другой совокупный (убыток)/прибыль, подлежащий реклассификации в прибыль или убыток в последующие периоды	(110,7)	(38,1)	1 073,9	209,5	(103,5)	412,6

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Актuarная прибыль/(убытки) по пенсионным планам Группы с установленными выплатами.....	11,0	3,8	(1,8)	(1,1)	(314,5)	60,0
Актuarная прибыль/(убытки) по пенсионным планам совместных предприятий с установленными выплатами	(0,4)	(0,1)	-	-	-	-
Влияние налога на прибыль	(2,3)	(0,8)	0,4	(0,03)	(320,9)	(1 432,4)
Другой совокупный убыток, не подлежащий реклассификации в убыток в последующие периоды	8,3	2,8	(1,4)	(1,1)	(305,2)	22,8
Другой совокупный (убыток)/прибыль за год.....	(102,4)	(35,2)	1 072,6	208,4	(103,3)	414,7
Другой совокупный доход за год, за вычетом налогов	944,6	324,9	1 567,2	407,6	(79,3)	284,5
Чистая прибыль за год, отнесенная на счет:						
Держателей акций Родительской компании	889,1	305,8	398,3	207,4	(23,2)	92,1
Доля меньшинства	157,9	54,3	96,4	(8,1)	(43,6)	(1 282,6)
	1,047,0	360,2	494,7	199,2	(27,2)	148,3
Всего совокупный доход за год, отнесены на счет:						
Держателей акций Родительской компании	801,2	275,6	1 353,7	385,1	(79,6)	251,5
Доля меньшинства	143,4	49,3	213,5	22,5	(76,9)	848,9
	944,6	324,9	1,567,2	407,6	(79,3)	284,5

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 333,29 тенге за 1 доллар США, установленному КФБ по состоянию на 31 декабря 2016 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) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчет» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2016 года и к Финансовой отчетности 2015 года. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности 2016 года, а показатели 2014 года взяты из Финансовой отчетности 2015 года.

Основные финансовые коэффициенты и показатели

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

	По состоянию на и за год, завершившийся 31 декабря			
	2016 ⁽¹⁾⁽²⁾	2016 ⁽¹⁾	2015 ⁽¹⁾	2014 ⁽¹⁾
	(неаудированные)			
	(млн. долларов США)	(млрд. тенге, за вычетом коэффициентов)		
ЕБИТ ⁽²⁾⁽³⁾	2 214,7	761,8	498,2	515,2
ЕБИТДА ⁽²⁾⁽⁴⁾	2 906,6	999,9	768,3	1 064,0
Задолженность (включая текущие платежи) ⁽²⁾⁽⁵⁾	9 838,3	3 279,4	3 467,1	3 103,3
Капитал ⁽²⁾⁽⁶⁾	18 837,3	6 278,3	6 090,2	4 417,2
Капитализация ⁽²⁾⁽⁷⁾	28 675,5	9 557,7	9 557,3	7 520,5
Чистая капитализация ⁽²⁾⁽⁸⁾	22 243,0	7 413,8	7 752,2	5 901,7
Чистая задолженность ⁽³⁾⁽⁹⁾	3 405,7	1 135,5	1 662,0	1 484,5
Задолженность/ЕБИТДА ⁽¹⁰⁾	3,4	3,3	4,5	2,9
Чистая задолженность/Чистая капитализация ⁽¹⁰⁾	0,2	0,2	0,2	0,3
Задолженность/Капитал ⁽¹⁰⁾	0,5	0,5	0,6	0,7
Текущая ликвидность ⁽¹⁰⁾	2,3	2,3	2,6	1,9
ЕБИТ/Затраты на финансирование	3,2	3,2	2,3	2,6

Примечания:

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- (1) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за год, заканчивающийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 рассчитываются с соответствующими корректировками, сделанными для активов, классифицированных для продажи. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2016 год и к Финансовой отчетности за 2015 год.
- (2) Для удобства показатели балансового отчета в приведенном выше документе были пересчитаны в долларах США по обменному курсу тенге к доллару, опубликованному KASE 31 декабря 2016 года, который составил 333,29 тенге за 1 доллар США, в то время как показатели отчета о прибыли были пересчитаны в долларах США по среднему обменному курсу тенге к доллару, опубликованному KASE за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, равному 343,99 тенге за 1 доллар США. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (3) Компания рассчитывает ЕБИТ за любой соответствующий период как прибыль до вычета подоходного налога за такой период плюс расходы на финансирование за такой период.
- (4) Показатель ЕБИТДА за соответствующий период - ЕБИТ за указанный период плюс истощение, износ, амортизация и обесценение долгосрочных активов за указанный период.
- (5) Задолженность – текущая позиция по займам плюс позиция по займам, отличная от текущей, на 30 июня соответствующего периода.
- (6) Капитал является общим капиталом по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (7) Капитализация является совокупностью долга и капитала по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (8) Чистая капитализация является совокупностью чистого долга и капитала по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (9) Чистый долг равняется долг минус наличные средства и денежные эквиваленты на 31 декабря соответствующего периода в зависимости от ситуации.
- (10) Текущая ликвидность представляет собой активы на 31 декабря соответствующего года, поделенные на краткосрочные задолженности соответствующего года.

В следующей таблице приводятся данные по сверке показателей ЕБИТ, ЕБИТДА и ЕБИТ/Расходы на финансирование и прибыли до вычета корпоративного подоходного налога за указанные годы:

	За год, завершившийся 31 декабря			
	2016 ⁽¹⁾	2016 ⁽²⁾	2015 ⁽²⁾	2014 ⁽²⁾
	(неаудированная) <i>(млн. долларов США)</i>	<i>(млрд. тенге, за вычетом коэффициентов)</i>		
Прибыль до уплаты подоходного налога.....	1 514,1	520,8	278,4	316,4
Расходы на финансирование	(700,6)	(241,0)	(219,8)	(198,8)
ЕБИТ ⁽³⁾	2 214,7	761,8	498,2	515,2
Износ, истощение и амортизация	633,1	217,9	164,2	190,8
Обесценение долгосрочных активов	58,8	20,2	105,9	358,0
ЕБИТДА ⁽⁴⁾	2 906,6	999,9	768,3	1 064,0
ЕБИТ/Расходы на финансирование	(3,16)	(3,16)	(2,27)	(2,59)

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 343,99 тенге за 1 доллар США, опубликованному KASE за год, завершившийся 31 декабря 2016 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) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за год, заканчивающийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 года рассчитываются с соответствующими корректировками, сделанными для активов, классифицированных для продажи. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2016 год и к Финансовой отчетности за 2015 год.
- (3) Компания рассчитывает ЕБИТ за соответствующий период как прибыль до уплаты подоходного налога за такой период плюс расходы по финансированию за указанный период.
- (4) Показатель ЕБИТДА за соответствующий период - ЕБИТ за указанный период плюс истощение, износ, амортизация и обесценение долгосрочных активов за указанный период.

В следующей таблице приводятся данные по сверке показателей ЕБИТ, ЕБИТДА и ЕБИТ/Расходы на финансирование и прибыли до корпоративного подоходного налога от продолжающейся деятельности за указанные периоды:

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

За год, закончившийся 31 декабря

	2016 ⁽¹⁾	2016		
	(неаудированная) (млн. долларов США)	2016	2015	2014
Прибыль до подоходного налога	474,2	163,1	53,0	(415,8)
Расходы на финансирование	(669,7)	(230,4)	(198,3)	(176,2)
ЕВИТ ⁽²⁾	1 143,9	393,5	251,3	(239,6)
Износ, истощение и амортизация	524,3	180,3	141,2	170,2
Обесценение долгосрочных активов	29,7	10,2	99,4	283,6
ЕВИТДА ⁽³⁾	1 697,9	584,0	491,9	214,2
ЕВИТ/Расходы на финансирование	(1,71)	(1,71)	(1,27)	1,36

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 343,99 тенге за 1 доллар США, опубликованному KASE за год, завершившийся 31 декабря 2016 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 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.

В следующей таблице приводятся данные по сверке показателей (i) задолженности (включая текущие платежи) и заемных средств (оборотных) и заемных средств (необоротных); (ii) капитализации и заемных средств (оборотных) и заемных средств (необоротных); (iii) денежных средств и депозитов (включая долгосрочные) к денежным средствам в банке, депозитам (менее 12 месяцев) и депозитам (более 12 месяцев); (iv) чистой капитализации и заемных средств (оборотных) и заемных средств (необоротных) и денежных средств и их эквивалентов; (v) чистой задолженности к займам и денежным средствам и их эквивалентам; (vi) чистая задолженность/чистая капитализация к задолженности денежным средствам и их эквивалентам; и (vii) задолженность/капитал и заемных средств и капитала, на указанные даты:

	2016 ⁽¹⁾⁽²⁾	По состоянию на 31 декабря		
	(неаудированная) (млн. долларов США)	2016 ⁽²⁾	2015 ⁽²⁾⁽³⁾	2014 ⁽²⁾⁽³⁾
Заемные средства (необоротные) ⁽⁴⁾	8 119,4	2 706,1	2 932,3	2 427,2
Заемные средства (оборотные) ⁽⁴⁾	1 718,9	573,3	534,8	676,1
Задолженность (включая текущие платежи)⁽⁵⁾	9 838,3	3 279,4	3 467,1	3 103,3
Капитал	18 837,3	6 278,3	6 090,2	4 417,2
Капитализация⁽⁵⁾	28 675,5	9 557,7	9 557,3	7 520,5
Денежные средства в банке	2 716,7	905,5	808,4	826,4
Депозиты (менее 12 месяцев)	3 565,8	1 188,4	947,9	694,9
Депозиты (более 12 месяцев)	150,1	50,0	48,8	97,5
Денежные средства и депозиты (включая долгосрочные)⁽⁷⁾	6 432,6	2 143,9	1 805,2	1 618,8
Чистая задолженность⁽⁸⁾	3 405,7	1 135,5	1 662,0	1 484,5
Чистая капитализация⁽⁹⁾	22 243,0	7 413,8	7 752,2	5 901,7
Чистая задолженность/Чистая капитализация(%)	0,15	0,15	0,21	0,25
Задолженность/Капитал	0,52	0,52	0,57	0,70
Задолженность/ЕВИТДА⁽¹⁰⁾	3,38	3,28	4,51	2,92

Примечания:

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- (1) Для удобства данные были пересчитаны в долларах США по обменному курсу тенге к доллару, опубликованному KASE 31 декабря 2016 года, который составил 333,29 тенге за 1 доллар США. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за год, заканчивающийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 рассчитываются с соответствующими корректировками, сделанными для активов, классифицированных для продажи. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2016 год и к Финансовой отчетности за 2015 год.
- (3) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2016 года и к Финансовой отчетности 2015 года. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности 2016 года, а показатели 2014 года взяты из Финансовой отчетности 2015 года.
- (4) Задолженность – текущая позиция по займам плюс позиция по займам, отличная от текущей, по состоянию на 31 декабря соответствующего периода.
- (5) Необоротные займы по активам, классифицированным для продажи, включены в скорректированные оборотные активы в соответствии с Примечанием 2 к Финансовой отчетности 2016 и к Финансовой отчетности 2015 года.
- (6) Капитализация – это задолженность плюс капитал по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от обстоятельств.
- (7) Денежные средства и депозиты (включая долгосрочные) в сумме денежных средств в банках, депозитов со сроком менее 12 месяцев и депозитов со сроком более 12 месяцев.
- (8) Чистая задолженность – это задолженность за вычетом денежных средств и их эквивалентов по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от обстоятельств.
- (9) Чистая капитализация – это чистая задолженность плюс капитал по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от обстоятельств.
- (10) См. выше сопоставление EBITDA к прибыли до вычета подоходного налога.

В следующей таблице приводятся данные сверки показателей текущей ликвидности и текущих активов и текущих обязательств по состоянию на указанную дату:

	По состоянию на 31 декабря			
	2016 ⁽¹⁾⁽²⁾			
	(неаудированное)	2016 ⁽²⁾	2015 ⁽²⁾⁽³⁾	2014 ⁽²⁾⁽³⁾
	(млн. долларов США)	(млрд. тенге, за вычетом коэффициентов)		
Текущие активы	11 781	3 926	3 374	2 252
Текущие обязательства	5 075	1 691	1 287	1 198
Текущая ликвидность ⁽⁴⁾	2,32	2,32	2,62	1,88

Примечания:

- (1) Для удобства данные были пересчитаны в долларах США по обменному курсу тенге к доллару, опубликованному KASE 31 декабря 2016 года, который составил 333,29 тенге за 1 доллар США. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за год, заканчивающийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. рассчитываются с соответствующими корректировками, сделанными для активов, классифицированных для продажи. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2016 год и к Финансовой отчетности 2015 года.
- (3) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2016 года и к Финансовой отчетности 2015 г. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности 2016 года, а показатели 2014 года взяты из Финансовой отчетности 2015 года.
- (4) Текущая ликвидность – это текущие активы по состоянию на 31 декабря соответствующего года, деленные на текущие обязательства по состоянию на 31 декабря соответствующего года.

Структура соотношения собственных и заемных средств

В приведенных ниже таблицах приводятся данные в отношении объема активов, денежных средств и депозитов, задолженности и показателя EDITDA Компании и ряда ее дочерних компаний по состоянию на и за указанные годы.

По состоянию на и за год, завершившийся 31 декабря 2016 года

Активы	Денежные средства и депозиты ⁽¹⁾	Задолженность ⁽²⁾	ЕВИТДА ⁽³⁾	
<i>(млрд. тенге)</i>				
Компания	11 883,1	2 143,9	3 279,4	999,9
Компания ⁽⁴⁾	3 258,7	506,5	2 877,6	220,2
КТГ ⁽⁵⁾	1 215,6	94,1	365,2	175,0
КДО ⁽⁵⁾	539,6	89,2	—	112,7
РД КМГ ⁽⁵⁾	2 110,5	162,1	9,3	205,3
КМГ ПМ ⁽⁵⁾	1 361,4	103,9	945,0	153,2

Примечание:

- (1) Включает денежные средства и депозиты (включая долгосрочные).
- (2) Задолженность – текущая позиция по займам плюс позиция по займам, отличная от текущей, по состоянию на 31 декабря 2016, 31 декабря 2015 и 31 декабря 2014гг..
- (3) Показатель ЕВИТДА за соответствующий период - ЕВИТ за указанный период плюс истощение, износ, амортизация и обесценение долгосрочных активов за указанный период.
- (4) На основе бухгалтерских записей Компании до взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы
- (5) На основе бухгалтерских записей соответствующих дочерних компаний.

По состоянию и за год, завершившийся 31 декабря 2015 года⁽¹⁾

Активы	Денежные средства и депозиты ⁽²⁾	Задолженность ⁽³⁾	ЕВИТДА ⁽⁴⁾	
<i>(млрд. тенге)</i>				
Компания	10 709,7	1 805,2	3 467,1	768,3
Компания ⁽⁵⁾	2 792,0	173,2	2 246,4	(855,3)
КТГ ⁽⁶⁾	995,4	32,2	320,8	(54,8)
КДО ⁽⁶⁾	533,8	67,4	—	121,4
РД КМГ ⁽⁶⁾	2 010,7	237,3	11,6	376,3
КМГ ПМ ⁽⁶⁾	1 141,8	87,3	785,1	(157,1)

Примечания:

- (1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2016 года. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности 2016 года.
- (2) В том числе денежные эквиваленты, краткосрочные и долгосрочные депозиты
- (3) Задолженность – текущая позиция по займам плюс позиция по займам, отличная от текущей, на 31 декабря 2016, 31 декабря 2015 или 31 декабря 2014 (в зависимости от ситуации).
- (4) Показатель ЕВИТДА за соответствующий период - ЕВИТ за указанный период плюс истощение, износ, амортизация и обесценивание долгосрочных активов за указанный период. Показатель ЕВИТ за соответствующий период - прибыль до уплаты налогов за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.
- (5) На основе бухгалтерских записей Компании до взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы
- (6) На основе бухгалтерских записей соответствующих дочерних компаний.

По состоянию и за год, завершившийся 31 декабря 2014⁽¹⁾

Активы	Денежные средства и депозиты ⁽²⁾	Задолженность ⁽³⁾	ЕВИТДА ⁽⁴⁾	
<i>(млрд. тенге)</i>				
Компания	8 838,8	1 618,8	3 103,3	1 064,0
Компания ⁽⁵⁾	3 891,1	468,8	2 345,2	128,6
КТГ ⁽⁶⁾	945,8	61,7	221,1	38,5
КДО ⁽⁶⁾	472,0	78,0	—	106,5
РД КМГ ⁽⁶⁾	1 483,8	180,2	7,2	386,7
КМГ ПМ ⁽⁶⁾	855,4	56,3	376,4	59,2

Примечания:

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- (1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2015 года. Показатели 2014 года взяты из Финансовой отчетности 2015 года.
- (2) В том числе денежные эквиваленты, краткосрочные и долгосрочные депозиты
- (3) Задолженность – текущая позиция по займам плюс позиция по займам, отличная от текущей, на 31 декабря 2016, 31 декабря 2015 или 31 декабря 2014 (в зависимости от ситуации).
- (4) Показатель EBITDA за соответствующий период - EBIT за указанный период плюс истощение, износ, амортизация и обесценивание долгосрочных активов за указанный период. Показатель EBIT за соответствующий период - прибыль до уплаты налогов за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.
- (5) На основе бухгалтерских записей Компании до взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы
- (6) На основе бухгалтерских записей соответствующих дочерних компаний.

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

	За год, завершившийся 31 декабря 2016 года					
	Компания	Компания ⁽¹⁾	КТГ ⁽²⁾	КДО ⁽²⁾	РД КМГ ⁽²⁾	КМГ ПМ ⁽²⁾
	<i>(млрд. тенге)</i>					
Прибыль до уплаты налогов	520,8	(6,2)	107,9	82,6	168,7	94,2
Расходы на финансирование	(241,0)	(186,3)	(27,2)	(2,5)	(5,8)	(24,7)
Износ, истощение и амортизация...	217,9	1,9	28,9	27,8	30,8	34,1
Обесценивание долгосрочных активов	10,2	38,2	11,0	(0,2)	-	0,2
EBITDA	999,9	220,2	175,0	112,7	205,3	153,2

Примечания:

- (1) На основе бухгалтерских записей Компании до взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы.
- (2) На основе бухгалтерских записей соответствующих дочерних компаний.

	За год, завершившийся 31 декабря 2015 ⁽¹⁾					
	Компания	Компания ⁽²⁾	КТГ ⁽³⁾	КДО ⁽³⁾	РД КМГ ⁽³⁾	КМГ ПМ ⁽³⁾
	<i>(млрд. тенге)</i>					
Прибыль до уплаты налогов	278,4	(1 095,8)	(107,9)	97,1	371,2	(199,6)
Расходы на финансирование	(219,8)	(169,0)	(26,1)	(2,2)	15,0	(10,3)
Износ, истощение и амортизация..	164,2	2,7	25,6	23,2	20,1	27,9
Обесценивание долгосрочных активов	105,9	68,8	1,4	(1,1)	-	4,3
EBITDA.....	768,3	(855,3)	(54,8)	121,4	376,3	(157,1)

Примечания:

- (1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2016 года. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности 2016 года.
- (2) На основе бухгалтерских записей Компании до взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы
- (3) На основе бухгалтерских записей соответствующих дочерних компаний.

	За год, завершившийся 31 декабря 2014 ⁽¹⁾					
	Компания	Компания ⁽²⁾	КТГ ⁽³⁾	КДО ⁽³⁾	РД КМГ ⁽³⁾	КМГ ПМ ⁽³⁾
	<i>(млрд. тенге)</i>					
Прибыль до уплаты налогов	316,4	(45,9)	(7,0)	73,3	61,6	23,3
Расходы на финансирование	(198,8)	(157,1)	(15,3)	(1,6)	(9,0)	(6,2)
Износ, истощение и амортизация...	190,8	2,5	29,4	19,7	59,4	26,6
Обесценивание долгосрочных активов	358,0	14,9	0,8	11,9	256,7	3,1
EBITDA	1 064,0	128,6	38,5	106,5	386,7	59,2

Примечания:

- (1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2015 года. Показатели 2014 года взяты из Финансовой отчетности 2015 года.
- (2) На основе бухгалтерских записей Компании до взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы
- (3) На основе бухгалтерских записей соответствующих дочерних компаний.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В следующих таблицах приводятся данные за указанные периоды по сверке задолженности и заемных средств (текущих) и заемных средств (нетекущих) Компании и ряда ее дочерних компаний:

По состоянию на 31 декабря 2016 года

	Компания	Компания ⁽¹⁾	КТГ ⁽²⁾	КДО ⁽²⁾	РД КМГ ⁽²⁾	КМГ ПМ ⁽²⁾
	<i>(млрд. тенге)</i>					
Заемные средства (нетекущие)	2 706,1	2 483,4	232,2	—	3,8	795,5
Заемные средства (текущие)	573,3	394,2	133,0	—	5,5	149,5
Задолженность (включая текущие платежи)	3 279,4	2 877,6	365,2	—	9,3	945,0

Примечания:

- (1) На основе бухгалтерских записей Компании до взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы
- (2) На основе бухгалтерских записей соответствующих дочерних компаний.

По состоянию на 31 декабря 2015⁽¹⁾

	Компания	Компания ⁽²⁾	КТГ ⁽³⁾	КДО ⁽³⁾	РД КМГ ⁽³⁾	КМГ ПМ ⁽³⁾
	<i>(млрд. тенге)</i>					
Заемные средства (необоротные)	2 932,3	2 055,5	277,1	—	6,0	703,6
Заемные средства (оборотные)	534,8	190,9	43,7	—	5,6	81,5
Задолженность (включая текущие платежи)	3 467,1	2 246,4	320,8	—	11,6	785,1

Примечания:

- (1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2016 года. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности 2016 года.
- (2) На основе бухгалтерских записей Компании до взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы
- (3) На основе бухгалтерских записей соответствующих дочерних компаний.

По состоянию на 31 декабря 2014

	Компания	Компания ⁽²⁾	КТГ ⁽³⁾	КДО ⁽³⁾	РД КМГ ⁽³⁾	КМГ ПМ ⁽³⁾
	<i>(млрд. тенге)</i>					
Заемные средства (нетекущие)	2 427,2	1 912,5	133,6	—	4,2	324,5
Заемные средства (текущие)	676,1	432,7	87,5	—	3,0	51,9
Задолженность (включая текущие платежи)	3 103,3	2 345,2	221,1	—	7,2	376,4

Примечания:

- (1) Пересчитано. См «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2015 года. Показатели 2014 года взяты из Финансовой отчетности 2016 года.
- (2) На основе бухгалтерских записей Компании до взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы
- (3) На основе бухгалтерских записей соответствующих дочерних компаний.

**АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВОМ РЕЗУЛЬТАТОВ
ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

A6.3

Приведенный ниже анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании следует читать вместе с Финансовой отчетностью за 2016 год и Финансовой отчетностью за 2015 год и пояснениями к ней, которые содержатся в настоящем Базовом проспекте. Финансовая отчетность за 2016 год и Финансовая отчетность за 2015 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. A9.11.1

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 Комитета по статистике, а также в соответствии с внутренней информацией Компании, руководство Компании полагает, что на 31 декабря 2016 года Компания являлась крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстане по объемам добычи на консолидированной основе (включая пропорциональные доли совместных предприятий и ассоциированных компаний). В соответствии с информацией, полученной от Комитета по статистике, а также в соответствии с внутренней информацией Компании, Компания также является оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности сети нефте- и газопроводов в Казахстане (в основном посредством КТО и КТГ, соответственно). Кроме того, Компания владеет крупными или контрольными долями участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане, а также в крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии. См. «- Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Приобретения, прекращенная деятельность и потеря контроля – KMG International»

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; недостаточная развитость и изменения законодательной, налоговой и правовой базы, в том числе, состояние рынка ценных бумаг, эффективность экономических, финансовых и кредитно-денежных мер, принимаемых Правительством; и финансовые риски, среди которых кредитный риск и риск ликвидности, вытекающие (помимо прочего) из недавних и продолжающихся потрясений в казахстанском, банковском, секторе. См. раздел «Факторы риска - Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан».

Компания 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 того, что 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 2016 года, отсутствует.

Компания генерирует доходы 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 пяти 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 (которые представлены как «другие» из-за их относительной незначительности). За каждый год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 года, крупнейшим производственным сегментом Компании, приносящим наибольший доход, являлась переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов, а крупнейшим операционным сегментом с точки зрения чистой прибыли являлась разведка и добыча нефти и газа. См. раздел «*Производственные сегменты*» ниже.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, общий доход Компании увеличился на 69,8% до 1 857,4 млрд. тенге с 1 093,8 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Чистая прибыль Компании за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, сократилась на 27,2% до 360,2 млрд. тенге с 494,7 млрд. тенге, полученных за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. За год, завершившийся 31 декабря 2015 года, совокупный доход Компании увеличился на 4,0% до 1 093,8 млрд. тенге с 1 051,3 млрд. за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. Чистая прибыль компании увеличилась на 148,3% до 494,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года с 199,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года.

По состоянию на 31 декабря 2016 года общая стоимость активов Компании составляла 11 883,1 млрд. тенге, по сравнению с 10 709,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015 года, 8 838,8 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2014.

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность

Главными факторами, повлиявшими на показатели деятельности Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 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 и предварительные продажи нефти Компанией; (iii) влияние изменений валютного курса, включая, в частности, девальвацию тенге в 2014 году и дальнейшее обесценение тенге в результате принятия в августе 2015 года свободно-плавающего обменного курса и политики среднесрочного таргетирования инфляции; (iv) изменения в объемах добычи сырой нефти, газа и производства нефтепродуктов; (v) приобретение, отчуждение, прекращенные операции и потеря контроля над дочерними предприятиями; (vi) изменения в тарифах на услуги транспортировки нефти и газа; (vii) в доле дохода совместных предприятий и ассоциированных организаций, признаваемых Компанией и ее дочерними организациями; и (viii) налогообложение, включая налог на сверхприбыль и другие платежи.

Текущая экономическая ситуация

Экономика Казахстана чувствительна к спадам на рынке и снижению темпов экономического развития в мире. Результатом воздействия глобального экономического кризиса, начавшегося в 2008 году, 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. В период с 2014 по 2016 годы экономика Казахстана подвергалась воздействию постоянно снижающихся цен на нефть, а также девальвации и обесценения тенге по отношению к доллару США. Темпы роста ВВП Казахстана, согласно статистике, опубликованной Комитетом по статистике, составили 1,0% в

2016 году, 1,0% в 2015 году и 4,1% в 2014 году (несмотря на то, что в соответствии с оценками реального ВВП, опубликованными МВФ, реальный ВВП снизился на 0,8% в 2016 году). 11 февраля 2014 года НБРК девальвировал тенге на 18,3% по отношению к доллару США в свете ситуации, сложившейся на мировых финансовых и товарных рынках, а также обесценивания российского рубля в 2013 и 2014 гг. 15 августа 2015 года НБРК объявил о принятии свободно плавающего обменного курса, что привело к обесценению тенге на 26,2% по отношению к доллару США. По состоянию на 31 декабря 2016 года официальный обменный курс тенге к доллару США, согласно данным НБРК, составил 333,29 тенге за 1 доллар США по сравнению с 339,47 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2015 года и 182,35 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2014 года. См. «Девальвация и обесценение обменного курса». Все перечисленное выше привело к сокращению доступа к капиталу, более высокой стоимости капитала, увеличению инфляции и неопределенности в отношении экономического роста, что оказало и, очевидно, будет продолжать оказывать существенное воздействие на финансовое положение Компании и результаты ее производственной деятельности в дальнейшем.

Будущая стабильность экономики Казахстана в большей мере зависит от продолжения реализации программ экономических реформ и эффективности экономики, финансовых и фискальных мер, предпринимаемых Правительством, а также от развития других экономик в регионе, в частности российской экономики и соответствующего воздействия на стоимость российского рубля.

Хотя Компания не может достоверно оценить, какое влияние может оказать дальнейшее ухудшение экономической ситуации на финансовых рынках, продолжение или повышение волатильности национальной валюты, цен на сырьевые материалы и на рынках ценных бумаг в какие-либо периоды после 31 декабря 2016 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, и в условиях нового или продолжающегося 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 влияние 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 работников. Это привело к увеличению фонда заработной платы и других издержек, связанных с сотрудниками, за год, который закончился 31 декабря 2014 года, и дальнейшее увеличение заработных плат, связанное с повторной индексацией по указанию Правительства, продолжало в последующие периоды увеличивать фонд заработной платы и других издержек, связанных с сотрудниками.

Колебания цен на сырую нефть и нефтепродукты и предварительная продажа нефти

Цены на сырую нефть и нефтепродукты на международном и казахстанском рынке оказывают значительное влияние на результаты деятельности Компании. Мировые цены на нефть характеризуются существенной волатильностью 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 составила 52,32 доллара США за баррель в 2015 году, по сравнению со средней ценой 98,97 долларов США за баррель в 2014 году. Цены на сырую нефть стали восстанавливаться в 2016 году, когда средняя месячная спотовая цена сырой нефти марки Brent составила 53,29 долларов США за баррель в декабре 2016 года, в соответствии со статистическими данными, опубликованными Службой энергетической информации. В соответствии с Краткосрочным энергетическим прогнозом СЭИ, опубликованным в феврале 2017

года, средняя цена на сырую нефть марки Brent составила 55 долларов США за баррель в январе 2017 года, что является самой высокой среднемесячной спотовой ценой за Brent с июля 2015 года. На дату настоящего Базового проспекта, однако, цена на сырую нефть по-прежнему находится на отметке значительно ниже рекордного среднемесячного уровня в 132,72 доллара США за баррель (июль 2008 г.). На 30 марта 2017 года спотовая цена на сырую нефть марки Brent составляла 52,25 долларов США за баррель.

Цены на нефть и газ являются одними из ключевых факторов, влияющих на результаты деятельности Компании, и снижение цен на сырую нефть и газ оказало в прошлом и может продолжать оказывать в будущем 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. Компания предполагает, что экспортные цены будут оставаться более высокими по сравнению с внутренними ценами, и, соответственно, будет стремиться максимизировать долю экспортных продаж, несмотря на то, что она не вправе делать это в одностороннем порядке. Повышение доли экспорта может положительно повлиять на результаты деятельности Компании, тогда как, соответственно, увеличение доли обязательных продаж внутри страны может негативно на них сказаться.

См. раздел «Результаты деятельности за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с результатом за год, завершившийся 31 декабря 2015 года – Доходы – Объем продаж сырой нефти и нефтепродуктов», «Результаты деятельности за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2014 года – Доходы – Объем продаж сырой нефти и нефтепродуктов».

Несмотря на продолжающееся снижение мировых цен на сырую нефть, в году, закончившемся 31 декабря 2016 года, Компания увеличила свою выручку от продажи сырой нефти, в основном в результате заключения Сделки о предварительной продаже нефти ТШО (как определено ниже) с KMG Finance, Компанией и SA-VIT B.V., которая предусматривает предварительную продажу Компанией сырой нефти и сжиженного нефтяного газа (СНГ) на сумму до 3 млрд. долларов США в течение 48-месячного периода с мая 2016 года. Поставки нефти в соответствии со Сделкой о предварительной продаже нефти начались с апреля 2016 года и, в результате, Компания признала выручку в отношении продажи сырой нефти в размере 706,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 121,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что показало увеличение на 480,1%. Ожидается, что Сделка по предварительной продаже нефти ТШО увеличит (по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2015 года и предыдущими периодами) объемы нефти, проданные Компанией в 2017, 2018 и 2019 гг., которые, в свою очередь, повлияют на доходы Компании и расходы по продаже за такие периоды. См. *«Деятельность – Разведка и добыча – Крупные промысловые месторождения других совместных*

предприятий и ассоциированных компаний – ТШО – Сделка ТШО о предварительной продаже нефти» и Примечание 21 к Финансовой отчетности 2016 года.

Доход Компании от нефтепродуктов в Казахстане подвержен ценовому регулированию и наличию сырой нефти для переработки на внутреннем рынке. В прошлом Правительство периодически вводило временные запреты на экспорт легких фракций и нефтепродуктов, бензол, газойлей и других продуктов нефтепереработки, включая такие запреты в июле 2014 года и в июне 2015 года, что помешало Компании воспользоваться преимуществом более высоких цен на экспорт своей переработанной продукции из Казахстана. Несмотря на то, что в настоящее время такие запреты не действуют, не может быть никакой гарантии, что не будут введены подобные запреты и не будут приняты меры, которые могли бы ограничить возможность Компании воспользоваться преимуществом таких сделок. Компания, в любом случае, продает продукты нефтепереработки на европейских рынках через KMG International, которой принадлежат крупнейшие нефтеперерабатывающие предприятия в Румынии. На дату составления данного Базового проспекта, однако, Компания сообщила о своем намерении продать все или существенную часть своих акций в KMG International в одной или нескольких сделках в краткосрочном и среднесрочном периодах, включая Предполагаемую продажу KMG International/CEFC. См. «- Приобретения, прекращенная деятельность и потеря контроля». 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. С 2014 года и по 2017 год, нефтеперерабатывающие заводы Компании имели достаточные объемы поставок сырой нефти для достижения бюджетных показателей производства, но нет гарантий, что в будущем нефтеперерабатывающие заводы Компании снова не столкнутся с проблемой недостатка внутренних объемов поставки сырой нефти.

Влияние изменений обменного курса

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 Компании деноминирована в долларах США. Следовательно, изменение курса тенге по отношению к доллару США существенно повлияло, и, скорее всего, продолжит влиять на консолидированные результаты деятельности Компании. 11 февраля 2014 года НБРК девальвировал тенге на 18,3% по отношению к доллару США в свете ситуации на мировых финансовых и товарных рынках и обесценивания российского рубля в течение 2013—2014 гг. 20 августа 2015 года НБРК принял свободно плавающий обменный курс и политику среднесрочного таргетирования инфляции, в результате чего официальный обменный курс обесценился со 188,38 тенге за 1 доллар США до 339,47 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, завершившийся	Средний курс за период (1)	На конец периода
<i>(тенге за 1 доллар США)</i>		
Конец года, завершившийся 31 декабря 2014 года	179,19	182,35
Конец года, завершившийся 31 декабря 2015 года	221,73	340,01
Конец года, завершившийся 31 декабря 2016 года	343,99	333,29

Примечание:

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

В основном в результате обесценивания тенге в августе 2015 года Компания признала курсовую прибыль в размере 469,5 млрд. тенге в году, закончившемся 31 декабря 2015 года. Такая курсовая разница подлежала налогообложению и, в результате, показала увеличение подоходного налога на

74,5% за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2014 года. После последовавшего укрепления курса тенге в 2016 году, которое Компания связывает с ростом средней цены на сырую нефть в 2016 году, Компания признала курсовые убытки в размере 12,9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года.

Дальнейшая девальвация или обесценивание тенге позитивно повлияет на консолидированные доходы от продаж Компании в свете уменьшения риска потенциальных убытков при изменении валютного курса. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, 73% доходов Компании были номинированы в долларах США, в то время как 51% затрат на продажи были номинированы в тенге). С другой стороны, Компания имеет значительные долговые обязательства в долларах США и, поэтому, девальвация или обесценивание тенге по отношению к доллару США привели 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. См. «- Долговые обязательства».

Изменения в добыче сырой нефти, газа и переработанных нефтепродуктов

Способность Компании получать доход зависит главным образом от добычи нефти и газа, и производства 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 свою долю участия в КРО согласно 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 (включая пропорциональные доли РД КМГ в Казгермунайгаз, ССЕЛ и ПКИ) приходится 53,7%, 54,5% и 54,9% консолидированной добычи сырой нефти Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., соответственно. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, консолидированная добыча сырой нефти Компанией увеличилась на 4,0% до 23,6 млн. тонн с 22,7 млн. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, в основном из-за увеличения добычи на ТШО и КСКП. За год, завершившийся 31 декабря 2015 года, консолидированная добыча сырой нефти Компанией увеличилась на 0,9% до 22,7 млн. тонн с 22,5 тонн за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, в основном из-за увеличения добычи РД КМГ, в частности, на месторождении Узень. 1 ноября 2016 года была возобновлена коммерческая добыча на месторождении Кашаган. В период с 1 ноября 2016 года по 31 декабря 2016 года на месторождении Кашаган было добыто 1 млн. тонн сырой нефти и, в дальнейшем, ожидается, что добыча на месторождении Кашаган окажет положительное воздействие на консолидированную добычу сырой нефти Компанией.

См. «- Приобретения, прекращенная деятельность и потеря контроля – KMG International».

Добыча газа

Крупнейшими газодобывающими дочерними предприятиями компании с наибольшей долей участия являются РД КМГ (включая пропорциональные доли РД КМГ в Казгермунайгаз, ССЕЛ и ПКИ), ТШО и КРО. РД КМГ было добыто 18,3% (или 1,3 млрд.м3), 18,1% (или 1,3 млрд. м3) и 18,4% (или 1,3 млрд. м3) всего газа, добытого Компанией в годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., соответственно. ТШО было добыто 40,9% (или 3,0 млрд.м3), 41,1% (или 3,0 млрд.м3) и 41,6% (или 2,9 млрд. м3) всего газа, добытого Компанией в годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. КРО, в которой Компании принадлежит 10% доли (через свою 100% дочернюю компанию ТОО «КМГ Karachaganak»), было добыто 23,9% (или 1,7 млрд.м3), 25,1 (или 1,8 млрд. м3) и 26,1% (или 1,8 млрд. м3) газа, добытого Компанией в годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. соответственно. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, консолидированная добыча газа Компании увеличилась на 1,4% до 7,4 млрд.м3 с 7,3 млрд.м3 за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, в основном из-за увеличения добычи газа ТШО. За год, завершившийся 31 декабря 2015 года, консолидированная добыча газа Компанией увеличилась на 4,3% до 7,3 млрд. м3 с 7,0 млрд. м3 за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, в основном из-за увеличения добычи газа РД КМГ и ТШО.

Производство нефтепродуктов

Консолидированное производство нефтепродуктов Компании включает производство на Атырауском НПЗ, Павлодарском НПЗ, на заводе Петромидиа и Вега НПЗ. См. «Деятельность – Переработка, маркетинг и торговля». За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, консолидированное производство нефтепродуктов увеличилось на 0,7% до 18,4 млн. тонн с 18,3 млн. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, в основном из-за увеличения на 8,6% производства на заводе Петромидиа. За год, завершившийся 31 декабря 2015 года, консолидированное производство нефтепродуктов Компании сократилось на 4,0% до 18,3 млн. тонн с 19,0 млн. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, в основном из-за сокращения производства на 11% на Шымкентском НПЗ.

Приобретения, прекращенная деятельность и потеря контроля

В период с 1 января 2014 года Компания совершила ряд сделок по приобретению и продаже активов, 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

KMG Kashagan B.V.

16 октября 2015 года Соöperatieve KazMunaiGaz U.A. продала 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. в пользу «Самрук-Казына» на сумму 4,7 млрд. долларов США, с опционом на покупку всего или частичного пакета акций в период с 1 января 2018 до 31 декабря 2020 года (период может быть продлен по взаимному согласию сторон). «Самрук-Казына» впоследствии передал эти акции обратно Группе (а именно, Соöperatieve KazMunaiGaz U.A.) в доверительное управление от имени «Самрук-Казына», и Группа продолжает контролировать ежедневные операции KMG Kashagan B.V.

В Финансовой отчетности за 2015 год, а также в Финансовой отчетности за 2016 год продажа 50% акций в KMG Kashagan B.V. классифицируется как потеря контроля над дочерним предприятием и, соответственно, Компания списывает с баланса активы и обязательства KMG Kashagan B.V. См. Примечание 7 к Финансовой отчетности за 2016 год и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2015 год.

KMG International

В соответствии с общей стратегией Компании, предполагающей, что Компания должна сфокусироваться на своей деятельности в Казахстане, а также в соответствии с Государственной Комплексной программой приватизации, Компания рассматривает продажу всей или существенной части своей доли в KMG International. KMG International рассматривается и

отражается в консолидированной Финансовой отчетности Компании как «прекращенная деятельность», а активы и обязательства KMG International с декабря 2015 года рассматриваются и отражаются как «активы, классифицированные как предназначенные для продажи» (см. Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2016 год и Финансовой отчетности за 2015 год).

С этой целью в декабре 2015 года Компания заявила, что заключила договор с CEFC China Energy Company Limited («**Договор CEFC**») о продаже 51% акций, которыми она владеет в KMG International компании CEFC China Energy Company Limited или одной, или несколькими компаниям, аффилированным с CEFC China Energy Company Limited («**CEFC**») по цене покупки, оплачиваемой CEFC КМГ в размере 680 млн. долларов США («**Предполагаемая продажа KMG International/CEFC**»). Согласно Договору CEFC, совершение сделки по Предполагаемой продаже KMG International/CEFC поставлено под выполнение ряда отлагательных условий, включая, среди прочего, получение согласия держателей Облигаций, выпущенных в рамках Программы и, в той степени, в которой это необходимо или обязательно для соответствующих органов, получение согласия кредиторов по займам Компании, а также разрешения регулирующих органов во всех соответствующих юрисдикциях. Договор CEFC также предусматривает, что Предполагаемая продажа KMG International/CEFC завершится к концу первой половины 2017 года, несмотря на то, что Компания и CEFC могут заключить письменное соглашение о продлении такой даты завершения сделки на свое усмотрение или при необходимости.

Компания считает, что условия Предполагаемой продажи KMG International/CEFC, изложенные в Договоре CEFC, являются конкурентными условиям и что, в частности, цена продажи, которую Компания получит в связи с Предполагаемой продажей KMG International/CEFC по Договору CEFC, является справедливой рыночной ценой. Совет директоров Компании утвердил условия Предполагаемой продажи KMG International/CEFC, включая цену продажи, по Договору CEFC, на основании независимой оценки, полученной от независимого оценщика.

Компания ожидает, что Предполагаемая продажа KMG International/CEFC повлечет сокращение уровня консолидированной задолженности КМГ и что, впоследствии, Предполагаемая продажа KMG International/CEFC сократит обслуживание долга Группы и, таким образом, улучшит ее общее положение ликвидности, а также обеспечит средства, которые Группа сможет использовать в целях поддержания финансовой стабильности Группы.

Завершится или нет Предполагаемая продажа KMG International/CEFC, Компания может продолжить продавать дополнительные доли в KMG International, путем слияния, консолидации или похожих сделок, связанных с акциями в основном капитале KMG International, или путем продажи или размещения активов. В любом случае, однако, Компания ожидает осуществлять любую такую продажу только если предложенные условия являются конкурентными и если, в частности, цена продажи, которая будет получена Компанией, по меньшей мере, равна справедливой рыночной стоимости. Справедливая рыночная стоимость цены продажи для любой такой продажи будет добросовестно определяться Советом директоров Компании или, если необходимо, независимым оценщиком.

В следующей таблице приводятся результаты KMG International за указанные периоды (после взаиморасчетов внутри группы):

	За год, завершившийся 31 декабря		
	2016	2015	2014
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Выручка	1 695,7	1 579,3	2 136,9
Себестоимость реализации	(1 194,0)	(1 056,6)	2 082,4
Валовая прибыль	501,7	522,7	54,6
Операционная прибыль	375,7	248,7	(93,8)
Прибыль до вычета подоходного налога за год от прекращенной деятельности.....	364,6	240,6	(107,1)
Прибыль после вычета подоходного налога за год от прекращенной деятельности.....	368,2	261,6	(90,9)

Хотя при рассмотрении в контексте результатов продолжающейся деятельности Группы за годы, завершившиеся 31 декабря 2016 года, 2015 и 2014, как представлено в Финансовой отчетности

2016 и в Финансовой отчетности 2015 года, эффект от прекращенной деятельности, по-видимому, оказывает негативное влияние на результаты деятельности Компании за такие периоды, взаиморасчеты между компаниями Группы и KMG International были устранены. После продажи как минимум 51% KMG International, так как результаты KMG International больше не будут консолидированной частью Группы, Компания признает выручку от таких взаиморасчетов внутри группы.

Дополнительную информацию см. в примечании 5 к Финансовой отчетности 2016 и к Финансовой отчетности 2015.

АО «Евразияэйр» («Евразияэйр»)

23 октября 2014 года Компания приняла решение о реализации своей 100% доли в Евразияэйр. Евразияэйр классифицируется как группа выбытия, предназначенная для продажи и как прекращенная деятельность. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности 2016 года и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2015 года. Предложенная реализация «Евразияэйр» соответствует Комплексному плану приватизации на 2016 год.

Aysir

В 2016 году Группа перестала классифицировать «Aysir» как прекращенную деятельность, так как она не соответствовала условиям МСФО 5. Соответственно, активы и обязательства «Aysir» были переведены из прекращенной деятельности в продолжающуюся деятельность. См. Примечание 6 к Финансовой отчетности 2016 года (Существенные оценочные значения и допущения) и «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты».

ТОО «Казахтуркмунай»

В июне 2014 года Компания заключила договор купли-продажи в отношении оставшейся доли в уставном капитале ТОО «Казахтуркмунай» («КТМ»), равной 49%, у компании Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı за общую сумму вознаграждения, равную 204,5 миллионов долларов США. Данная сделка была завершена в октябре 2014 года. Вознаграждение было выплачено двумя траншами 25 сентября 2014 года и 5 мая 2015 года, соответственно.

Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные компании

С 1 января 2015 года Компания приобрела доли участия в нескольких совместных предприятиях и ассоциированных компаниях, которые учитываются в консолидированной финансовой отчетности Компании по методу долевого участия. По методу долевого участия Компания признает свою долю чистой прибыли или убытка таких совместных предприятий или ассоциированных компаний отдельной строкой в консолидированном отчете Компании о совокупном доходе. Соответственно, такие приобретения оказали, и ожидается, что будут продолжать оказывать, существенное воздействие только на прибыль Компании.

Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа

Компания получает доходы от транспортировки нефти и газа посредством оплаты клиентами Компании тарифов за транспортировку.

Доходы от транспортировки нефти в основном поступают от КТО по долгосрочным контрактам на транспортировку сырой нефти по эксплуатируемой ею системе нефтепроводов. Тариф в основном покрывает расходы на финансирование, эксплуатацию и техническое обслуживание трубопровода с добавлением отдельной прибыльной составляющей. Так как КТО считается естественной монополией, взимаемые им тарифы устанавливаются Комитетом по естественным монополиям с возможностью повышения тарифов только по запросу КТО. В мае 2015 года, однако, были внесены изменения в Закон «О естественных монополиях и регулируемых рынках», в результате чего, было отменено государственное регулирование тарифов на экспорт и транзит сырой нефти по магистральному трубопроводу. Соответственно, 26 июня 2015 года КТО утвердила следующие тарифы на экспорт сырой нефти: (i) 5 817,2 тенге за тонну на 1000 км (без НДС); и (ii) 1 727,1 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) для сырой нефти, экспортируемой по трубопроводу «Гуймазы-Омск-Новосибирск-2».

Тарифы на транспортировку внутри страны все еще должны утверждаться Комитетом по естественным монополиям. 21 августа 2015 года Комитет по естественным монополиям утвердил следующие максимальные тарифы для транспортировки КТО сырой нефти внутри страны: 3 225,04 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с октября 2015 года; 3 547,46 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2016 года; 3 902,13 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2017 года; 4 292,40 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2018 года; и 4 721,72 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2019 года.

Такое увеличение тарифов, взимаемых КТО, оказывает, а любое будущее увеличение, как ожидается, продолжит оказывать влияние на рост цен за транспортировку нефти, получаемых Компанией, а также на прибыльность КТО. И наоборот, однако, такое увеличение тарифов в прошлом оказывало, и в будущем ожидается, что будет оказывать, небольшое негативное воздействие на добывающую деятельность Компании и ассоциированных компаний, таких как ТШО, КРО, КазахОйлАктобе и ММГ.

См. «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 регулируемых рынках (№ 272-І от 9 июля 1998 года) и Договору концессии (как определено ниже) (который действовал до декабря 2014), тарифы ИЦА на транспортировку природного газа внутри страны подлежали регулированию Комитетом по естественным монополиям. В соответствии с Договором концессии, ИЦА имел право свободно изменять, определять и согласовывать тарифы на международную транспортировку со своими контрагентами по международной транспортировке без согласования Комитетом естественных монополий.

5 декабря 2014 года Договор концессии был расторгнут и был подписан договор о доверительном управлении между Комитетом государственного имущества и приватизации Министерства Финансов Республики Казахстан, Самрук-Казына и ИЦА, согласно которому ИЦА был назначен доверительным управляющим системы трубопроводов. Договор о доверительном управлении не регулирует тарифы, взимаемые ИЦА, которые должны устанавливаться в соответствии с требованиями законодательства Казахстана.

В мае 2015 года, однако, Закон «О естественных монополиях и регулируемых рынках», был изменен и государственное регулирование тарифов по транспортировке газа на экспорт по магистральным трубопроводам было отменено. Соответственно, Комитет по естественным монополиям регулирует только тарифы на транспортировку газа внутри страны.

После утверждения, тарифы на транспортировку газа внутри страны продолжают действовать в течение периода, на который они были утверждены (как правило, один год). По истечении такого периода, ИЦА имеет право обратиться в Комитет по естественным монополиям с просьбой пересмотреть и изменить такие тарифы. На тарифы ИЦА по транспортировке внутри страны существенное влияние оказывают социальные и политические аспекты, и исторически они были на искусственно низком уровне. Комитет по естественным монополиям регулярно пересматривает тарифы на транспортировку газа внутри страны по просьбе ИЦА, несмотря на то, что в период с 2014 по 2016 годы Комитет по естественным монополиям не менял тарифы на транспортировку газа внутри страны. На каждый год, закончившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. тарифы ИЦА на транспортировку газа внутри страны составляли 1 380 тенге за 1000 м³ природного газа на 100км для коммунальных хозяйств, занимающихся производством тепловой энергии.

С момента отмены государственного регулирования экспортных тарифов ИЦА свободно обсуждает, определяет и согласовывает тарифы на международную транспортировку со своими партнерами по международной транспортировке без согласования со стороны Комитета по естественным монополиям. 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.

9 июля 2014 года согласно договору между КТГ и ТШО тариф на международную транспортировку газа был увеличен с 2,80 долларов США за 1 000 куб. м природного газа на расстояние свыше 100 км до 3 долларов США за 1000 куб м природного газа, транспортируемого на расстояние свыше 100 км для экспорта природного газа, добываемого ТШО. 20 апреля 2016 года, в соответствии с договором между КТГ и ТШО тариф на международную транспортировку газа был увеличен с 3,0 долларов США за 1 000 куб. м природного газа на расстояние свыше 100 км до 5 долларов США за 1000 куб м природного газа, транспортируемого на расстояние свыше 100км для экспорта природного газа, добываемого ТШО.

См. раздел «Деятельность – Перевозка – Транспортировка сырой нефти – Тарифы на услуги по транспортировке газа».

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», ПККИ, Казгермунай и «Valsera Holdings B.V.», в косвенной собственности которого находится Шымкентский НПЗ через принадлежащую ему долю 99,43% в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс». Доли Компании и ее дочерних организаций в 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.

После приобретения доли в совместных операциях, Компания признает свою долю в активах таких совместных операций, включая свою долю любых совместно приобретенных обязательств. Компания также признает свою выручку от продажи своей доли продукции, произведенной в результате совместной операции; свою долю выручки от продажи продукции, произведенной в результате совместной операции; и свои расходы, включая свою долю в любых совместно понесенных расходах.

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 Финансовой отчетности за 2016 год и в Финансовой отчетности за 2015 год.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 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 147,9 млрд. тенге, 162,2 млрд. тенге и 315,8 млрд. тенге, соответственно, и общий доход после уплаты налогов, относимый на все совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании в размере 270,2 млрд. тенге и 112,8 млрд. тенге и 427,7 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 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 СРП и контрактов, утвержденных Президентом). Предполагается, что согласно Налоговому кодексу 2009 года налоговое бремя предприятий нефтегазового сектора, в том числе Компании, возрастет, в частности вследствие введения нового налога на добычу полезных ископаемых, в особенности по мере повышения цен на нефть.

В феврале 2016 года Министерство Национальной Экономики Республики Казахстан ввело прогрессивную шкалу экспортных таможенных пошлин на сырую нефть. По новому режиму экспортные таможенные пошлины рассчитываются по средней рыночной цене сырой нефти, сложившейся на мировых рынках нефтяного сырья на нефть марки Brent и Urals. Увеличение экспортных таможенных пошлин привело, в прошлом, 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.

За последние годы налоговое бремя Компании выросло в результате изменений в налоговом законодательстве. Налоговая система Казахстана все еще находится в переходном периоде, и ожидается, что налоговое законодательство в Казахстане будет продолжать развиваться. Например, Министерством Национальной экономики была предложена концепция налогового кодекса (проект налогового кодекса еще не был опубликован). Нет никаких гарантий того, что окончательные положения предложенного налогового кодекса или, если и когда будет принят, Предложенный налоговый кодекс не окажут существенного нежелательного влияния на Компанию. См. «- *Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания подвергалась и может продолжать подвергаться неблагоприятным изменениям в законодательстве и регулировании*».

Основные принципы бухгалтерского учета и оценки

Финансовая отчетность за 2016 год и Финансовая отчетность за 2015 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 2016 и 2015 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 2016 и 2015 гг. и «*Предоставление финансовой, резервной и другой информации*».

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, связанными с результатами 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.

В каждом отчетном периоде Компания оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов обесценения. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчеты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть (учитывая текущие и исторические цены, тенденции в изменениях цен и сопутствующие факторы), ставки дисконта, операционные затраты, будущая потребность в капитале, затраты на вывод из эксплуатации и эксплуатационные характеристики, резервы и операционная деятельность (что включает объемы добычи и продажи). В случае, если балансовая стоимость актива или группы активов превышает их возмещаемую стоимость, актив или группа активов считаются обесцененными, их балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой стоимости. При проведении оценки возмещаемой стоимости, будущие денежные потоки корректируются на риски, характерные для группы активов, и дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомленными и готовыми совершить такую сделку сторонами и не учитывает влияние факторов, которые могут быть специфичными для компании. По состоянию на 31 декабря 2014 года, снижающиеся цены на сырую нефть, возрастающие расходы на вознаграждение работникам и увеличение экспортных таможенных пошлин с 60 долларов США за тонну до 80 долларов США за тонну указывали на то, что активы, генерирующие единицы Компании могут быть обесценены. В год, закончившийся 31 декабря 2014 года, Руководство провело формальную оценку возмещаемой стоимости своих активов. Был признан убыток от обесценения в размере 257 млрд. тенге, отнесенный на счет РД КМГ. По состоянию на 31 декабря 2015 года дальнейшее снижение цен на сырую нефть, сокращение уровня предоставляемых услуг по бурению, а также рост инфляции и стоимости капитала указывали на то, что генерирующие единицы Компании могут быть обесценены. В год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Руководство провело формальную оценку возмещаемой стоимости своих активов. Был признан убыток от обесценения в размере 66,4 млрд. тенге, в основном связанный с имуществом, заводами и оборудованием ТОО «АктауНефтеСервис» («АНС») и КТМ, и убыток от обесценения в размере 11,9 млрд. тенге, связанный с нематериальными активами.

На 31 декабря 2016 года дальнейшая волатильность цены на нефть, снижение объема буровых услуг, увеличение уровня инфляции и стоимости капитала указывали на то, что генерирующие единицы Компании могут быть обесценены. Потому в год, завершившийся 31 декабря 2016 года, руководство провело формальную оценку возмещаемой стоимости своих активов. В консолидированной финансовой отчетности был признан убыток от обесценения в размере 3,3 млрд. тенге, в основном связанный с имуществом, заводами и оборудованием АНС.

По состоянию на 31 декабря 2016 года РД КМГ провела оценку некоторых показателей, указывавших на возможное снижение предыдущих убытков от обесценения АО «Озенмунайгаз» (дочерняя компания РД КМГ). Различные значения возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз» были рассмотрены и рассчитаны на базе оценки будущих денежных потоков, с учетом рисков, специфичных для АО «Озенмунайгаз» и дисконтированных с использованием дисконтной ставки 12,5% (до уплаты налога) и 10% (после уплаты налога), соответственно. Полученная возмещаемая стоимость была выше, чем балансовая стоимость активов во всех расчетах, такой же результат был с учетом изменений в суждениях. Руководство не сторнировало сумму обесценения, признанную в прошлых годах в связи со значительной неопределенностью, существующей в отношении устойчивости суждений, использованных в оценке. В первую очередь, данные изменения в суждениях обусловлены макроэкономическими факторами, такими как экспортная и внутренняя цена на нефть, налогообложение, курсы валют и инфляция.

АНС рассчитал возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования от 12,77% до 16,01% была получена от посленалоговой средневзвешенной стоимости капитала. Пятилетний бизнес-план, утверждаемый на ежегодной основе, является основным источником информации, так как он содержит прогнозы по уровню проведения буровых работ, доходы, расходы и капитальные затраты. Различные допущения, такие как прогнозы по тарифам на оказание услуг и темпы инфляции, учитывают существующие цены, обменные курсы иностранных валют, другие макроэкономические факторы и исторические тенденции и колебания. Большая часть денежных потоков после этого периода была спрогнозирована путем применения предполагаемой ставки инфляции.

КТМ рассчитывает возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированного денежного потока. Ставка дисконтирования 13,8% основана на средней взвешенной стоимости капитала генерирующих единиц после налогообложения. Бизнес-планы, которые утверждаются ежегодно, являются основным источником информации. В них содержатся прогнозы по добыче сырой нефти, объемам продажи, доходы, издержки и капитальные затраты. Различные предпосылки, такие как цены на нефть и ставки инфляции, учитывают существующие цены, и ограничены сроком действия лицензии, который истекает в 2034 года. Денежные средства на расходную часть до 2019 года были получены из бизнес-плана генерирующих единиц, вместе с текущей оценкой Руководством возможных изменений операционных и капитальных затрат, что является наилучшей имеющейся оценкой Руководства по состоянию на дату оценки обесценивания. Ключевыми предположениями, необходимыми для оценки возмещаемой суммы, являются цены на нефть, объемы добычи, ставки обменных курсов и ставки дисконтирования.

Возмещаемость нефтеперерабатывающих и прочих активов

В 2015 и 2016 годах Компания провела ежегодное тестирование на обесценение. При анализе индикаторов обесценения Компания учитывала прогноз маржи нефтепереработки, объем производства и другие факторы. Снижение рыночных прогнозов указывало на наличие потенциального обесценения гудвилла и других активов подразделений переработки, реализации нефтепродуктов и других сегментов.

Павлодарский НПЗ

По состоянию на 31 декабря 2016 года возмещаемая стоимость генерирующей единицы Павлодарского НПЗ составляла 172,5 млрд. тенге (201, 1 млрд. тенге в 2015 году). Она была рассчитана на основании справедливой стоимости за минусом затрат на продажу. Расчеты по справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу основаны на модели дисконтированных денежных потоков. Денежные потоки подразумевают самое лучшее и эффективное использование активов независимыми участниками рынка, то есть, другими компаниями той же отрасли в существующей экономической среде. Ставка дисконтирования, применяемая к предположениям

денежных потоков, составляет 11,58% (13% в 2015 году), и денежные потоки за пределами пятилетнего периода экстраполируются с использованием нормы роста 4,99% (4,99% в 2015 году).

На основе результатов проверки обесценивания в 2016 году не было обесценивания гудвилла Павлодарского НПЗ.

См. Примечание 4 Финансовой отчетности за 2016 год.

Обязательства по выбытию активов

Нефтегазовые активы по условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Компания несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Компании относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории, а также выводу из эксплуатации и обязательств по восстановлению окружающей среды на производственном участке. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Компании, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств на месторождении по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Компании по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства.

Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике.

Компания рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательства, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку.

Компания рассматривает провизии на восстановление участков на каждую дату бухгалтерского баланса и корректирует их для отражения текущей наилучшей оценки в соответствии с КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие и выбытие активов использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компании могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие и выбытие активов, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Компания оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

По состоянию на 31 декабря 2016 года долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, которые использовались для определения размера обязательств на балансе компаний, входящих в группу Компании, находились в диапазоне от 2,04% до 6,7% и от 5,5% до 10,15%, соответственно (по сравнению с диапазоном от 2,1% до 6,0% и от 5,88% до 10,09% по состоянию на 31 декабря 2015 года).

Магистральные нефте- и газопроводы

В соответствии с Законом «О магистральном трубопроводе», который вступил в силу 4 июля 2012 г. КТО и ИЦА имеют юридическое обязательство по ликвидации магистрального трубопровода после окончания эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель. Такой вывод из эксплуатации будет происходить, когда запасы нефти организаций, использующих нефтепровод, будут полностью выработаны.

Резерв под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель оценивается на основе рассчитанной Компанией стоимости проведения работ по демонтажу и рекультивации в соответствии с техническими правилами, действующими в Казахстане. По состоянию на 31 декабря 2016 года отношение балансовой стоимости обязательств по выбытию активов Компании к выведению из эксплуатации трубопроводов и земли было 59,5 млрд. тенге (61,3 млрд. тенге в 2015 году).

Экологическая реабилитация

Руководство Компании также делает оценки и выносит суждения по формированию резервов по обязательствам на экологические очистительные работы и реабилитацию. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или признаются в качестве расходов в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлой деятельностью, и которые не имеют будущей экономической выгоды, относятся на расходы.

Обязательства определяются, исходя из текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на не дисконтированной основе, если сроки процедур не были согласованы с уполномоченными органами. Созданный Компанией резервный фонд на восстановление окружающей среды представляет собой наилучшую оценку руководства, основанную на независимой оценке ожидаемых расходов, необходимых для соблюдения Компанией существующих нормативных требований Казахстана и Европы. Компания классифицировала это обязательство как долгосрочное, кроме части расходов, включенных в годовой бюджет на 2016 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. См. Примечания 22 и 36 к Финансовой отчетности за 2015 год и к Финансовой отчетности за 2016 год.

Вознаграждение работникам

Стоимость долгосрочных вознаграждений работникам до, на момент и после выхода на пенсию, а также приведенная стоимость обязательств определяются с использованием актуарного метода. Актуарный метод подразумевает использование различных допущений, которые могут отличаться от фактических результатов в будущем. Актуарный метод включает допущения о ставках дисконтирования, росте заработной платы в будущем периоде, уровне смертности и росте вознаграждений работникам в будущем. Ввиду сложности оценки основных допущений и долгосрочного характера обязательств по вознаграждениям, подобные обязательства чувствительны к изменениям в таких предположениях. Все предположения пересматриваются на каждую отчетную дату.

Налогообложение

При оценке налоговых рисков, руководство Компании рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Компания либо не может оспорить, либо не считает, что они могут быть успешно оспорены, если такие суммы будут начислены налоговыми органами. Такие решения по своей природе требуют вынесения руководством Компании существенного суждения 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 по результатам налоговых проверок,

которые ведутся в настоящее время налоговыми органами. См. Примечание 22 и 36 к Финансовой Отчетности за 2016 год.

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, действующим на 1 января 2016 года. Отложенный налог исчисляется применительно как к корпоративному подоходному налогу, так и к налогу на сверхприбыль. Отложенный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль исчисляются на основе временных разниц по активам и обязательствам, распределённым Договорам недропользования с применением ожидаемых ставок, установленных налоговыми органами на 31 декабря 2016 г.

Активы по отложенному налогу признаются для всех отчислений и неиспользованных налоговых убытков в той степени, в которой вероятно, что налогооблагаемая временная разница и суть деятельности таких расходов будут подтверждены. Руководство Компании должно вынести суждение в целях определения суммы активов по отложенному налогу, которая может быть признана, на основании вероятного времени и уровня будущей налогооблагаемой прибыли вместе с будущими стратегиями планирования налогов. Балансовая стоимость признанного отложенного налога по состоянию на 31 декабря 2016 года составила 71,9 млрд. тенге (107,5 млрд. тенге в 2015 году).

Справедливая стоимость финансовых инструментов.

Если справедливая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств, признанных в консолидированной отчетности о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. Первоначальными данными для таких моделей служат наблюдаемые рынки, насколько это возможно, но если это не осуществимо, необходимо определенная доля суждения, для определения справедливой стоимости. Такое суждение должно включать такие исходные данные, как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в предположениях таких факторов могут повлиять на указываемую справедливую стоимость финансовых инструментов.

Обязательства по операционной аренде

Компания арендует офисные площади и автомобили. Компания определила, что арендодатель несет все существенные риски и преимущества, связанные с правом собственности на офисные помещения и автомобили, и, соответственно, учитывает их как операционную аренду в Финансовой отчетности за 2016 и в Финансовой отчетности за 2015 годы.

Результаты деятельности за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с годом, завершившимся 31 декабря 2015 года.

Доход

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, общий доход составил 1 857,4 млрд. тенге, что, по сравнению с 1 093,8 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, отражает прирост на 763,6 млрд. тенге или 69,8%. Данный прирост произошел, прежде всего, по причине увеличения продаж сырой нефти на 584,3 млрд. тенге или на 480,1%, и продажа газа и продуктов переработки газа на 84,4 млрд. тенге или 33,7%.

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

	За год, завершившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2015 и 2016 гг.
	2016	2015⁽¹⁾	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Продажа сырой нефти	706,0	121,7	480,1
Продажа газа и продуктов переработки газа	334,5	250,1	33,7
Плата за транспортировку	322,3	300,2	7,4
Продажа нефтепродуктов	293,1	235,5	24,5

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Переработка нефти и нефтепродуктов	99,1	78,2	26,7
Банк качества для сырой нефти	(19,9)	(12,7)	56,7
П доходы	122,3	121,0	1,1
Итого	1 857,4	1 093,8	69,8

Примечание:

(1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации – Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2016 года. Показатели за 2015 год взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.

Продажа сырой нефти

В таблице ниже представлена информация о выручке с продажи и объемах продажи Компанией сырой нефти за указанные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря	
	2016	2015
Доход от продажи сырой нефти (млрд. тенге) ⁽¹⁾	706,0	121,7
Объемы продаж сырой нефти (тыс. тонн) ⁽²⁾	9 009,5	5 416,6
Средняя цена за тонну сырой нефти (тенге) ⁽³⁾	78 362	22 468

Примечание:

- (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 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 увеличилась на 584,3 млрд. тенге или 480,1% до 706,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 121,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Этот рост в первую очередь является результатом увеличения продаж сырой нефти в рамках Сделки по предварительной продаже нефти ТШО, а также более высокими мировыми ценами на нефть в 2016 году, по сравнению с 2015 годом и девальвацией тенге по отношению к доллару США.

Основное влияние на доходы от продажи сырой нефти, в частности, оказала РД КМГ. 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 период, завершившийся 31 декабря	
	2016	2015
Экспортные продажи сырой нефти (тыс. тонн)	4 946	4 647
Средняя цена экспортной продажи за тонну сырой нефти (тенге)	103 659	78 434
Продажи сырой нефти в пользу КМГ ПМ (тыс. тонн)	830	2 680
Средняя цена за тонну сырой нефти, проданной КМГ ПМ (тенге)	18 625	37 009

Общие объемы продажи РД КМГ сырой нефти на экспорт увеличилась до 4 946 тыс. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 4 647 тыс. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, показав увеличение на 6,4%, в основном в результате выполнения РД КМГ

своих обязательств по поставке нефти в соответствии с договором на поставку нефти между Правительством Казахстана и Правительством России.

До апреля 2016 года РД КМГ продала часть сырой нефти, которую она добыла в пользу КМГ ПМ, для того, чтобы выполнить свои обязательства по внутренней поставке нефти. КМГ ПМ затем переработала данную сырую нефть и продала продукты нефтепереработки. Начиная с апреля 2016 года РД КМГ стала поставлять объемы сырой нефти для переработки на Атырауский НПЗ и Павлодарский НПЗ (и оплачивала соответствующую стоимость переработки), а затем продавала переработанные нефтепродукты за свой счет, используя КМГ ПМ в качестве агента по продажам. 1 января 2017 года РД КМГ перестала использовать КМГ ПМ в качестве агента по продажам и начала продажу переработанных нефтепродуктов за свой счет.

Общий объем продаж сырой нефти РД КМГ на внутреннем рынке составила 0,8 млн. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2016 года и 2,7 млн. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2015 год, что показывает падение объемов на 69,0%. Такое сокращение объемов произошло за счет изменения в управлении продажами, как описано выше, начиная с апреля 2016 года.

На момент составления данного Базового проспекта Компания не имеет доступа к полной информации в отношении экспортных продаж сырой нефти свои дочерним предприятиям, совместным предприятиям и ассоциированным компаниями Компании, кроме РД КМГ.

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, завершившийся 31 декабря 2016 года объем продаж газа и продуктов переработки газа составил 334,5 млрд. тенге по сравнению с 250,1 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает увеличение на 84,4 млрд. тенге или на 33,7%. Указанный прирост, главным образом, был вызван увеличением объемов продажи газа, как на внутреннем, так и на международном рынках в 2016 году по сравнению с 2015.

Продажа продуктов нефтепереработки

В следующей таблице представлена некоторая информация относительно продажи Компанией продуктов нефтепереработки. Здесь компания выступает заказчиком, кроме толлинговых операций и продаж, за указанные периоды:

	<u>За год, завершившийся 31 декабря</u>	
	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Продажа продуктов нефтепереработки (<i>млрд. тенге</i>)	293,1	235,5
Объемы проданных продуктов нефтепереработки (<i>тыс. тонн</i>)	2 026	3 091
Средняя цена за тонн продуктов нефтепереработки (<i>тенге</i>)	144 669	76 189

Общий доход от продажи Компанией продуктов нефтепереработки за год, завершившийся 31 декабря 2016 год, увеличился на 57,6 млрд. тенге, или 24,5%, до 293,1 млрд. тенге по сравнению с 235,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Такое увеличение было в основном результатом увеличения средней цены за тонну продуктов нефтепереработки с 76 198 тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года до 144 669 тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года.

Плата за транспортировку

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, сумма оплаты транспортировки составила 322,3 млрд. тенге по сравнению с 300,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает увеличение на 22,1 млрд. тенге или на 7,4%. Это увеличение, главным образом, связано с более высокими тарифами на транспортировку. См. раздел «- Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа».

Доходы от транспортировки газа

В следующей таблице приводится некоторая информация относительно доходов ИЦА от транспортировки газа за указанные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря	
	2016	2015
	<i>(млрд. тенге)</i>	
Услуги по транспортировке:		
Центральноазиатского газа (транзит).....	45,7	47,9
Российского газа (транзит).....	28,1	26,3
Казахстанского газа (за пределы страны).....	60,8	30,1
Казахстанского газа (внутри страны).....	16,8	15,7
Итого доходов от транспортировки газа⁽¹⁾.....	151,4	120,0

Примечание:

(1) Не включает взаиморасчеты внутри группы.

Доход от транспортировки газа увеличился на 26,2% за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с годом, завершившимся 31 декабря 2015 года. Такой рост связан, прежде всего, с увеличением объемов экспортируемого газа, а также с увеличением тарифов на транспортировку газа. 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, завершившийся 31 декабря	
	2016 год	2016 год
	<i>(млрд. тенге)</i>	
Трубопроводы КТО:		
Западный филиал:		
Трубопровод УАС.....	94,3	101,8
Другие трубопроводы Западного филиала осуществляют транспортировку на:		
Атырауский НПЗ.....	11,0	9,7
Морской порт Актау.....	3,5	2,9
Трубопровод КТК.....	6,3	5,4
Восточный филиал осуществляет транспортировку на:		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу.....	20,0	24,7
Шымкентский НПЗ.....	12,3	10,3
Павлодарский НПЗ.....	20,2	18,5
Прочие платежи ⁽¹⁾	4,1	2,7
Общий доход от транспортировки сырой нефти⁽²⁾.....	171,8	176,0

Примечания:

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

(2) Без учета корпоративных взаиморасчетов.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, доходы от транспортировки сырой нефти сократились на 2,4% по сравнению с годом, завершившимся 31 декабря 2015 года. Данное сокращение доходов связано с сокращением доходов от транспортировки сырой нефти по трубопроводу УАС, что, в свою очередь, связано с падением объемов сырой нефти, транспортируемой через трубопровод УАС.

Переработка нефти и нефтепродуктов

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, доход от переработки нефти и нефтепродуктов составил 99,1 млрд. тенге по сравнению с 78,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает увеличение на 20,9 млрд. тенге или 26,7%. Такое увеличение связано в первую очередь с увеличением стоимости переработки нефти.

Банк качества для сырой нефти

Суммы, признанные Компанией как банк качества для сырой нефти, представляют штрафы и компенсационные платежи производителей сырой нефти, в зависимости от качества сырой нефти, подаваемой в систему нефтепровода. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, убытки банка качества сырой нефти составили 19,9 млрд. тенге по сравнению с 12,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает увеличение на 7,2 млрд. тенге или 56,7%. Такой рост был, в первую очередь, связан с увеличением экспортной продажи сырой нефти на 16%, по объему, через трубопровод КТК компанией РД КМГ.

Прочие доходы

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, прочие доходы составили 122,3 млрд. тенге по сравнению с 121,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, прирост составил 1,3 млрд. тенге или 1,1%.

Себестоимость реализованной продукции

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

	За год, завершившийся 31 декабря		% разница между годами, завершившимися 31 декабря 2015 и 2016 гг.
	2016 ⁽¹⁾	2015	
	(млрд. тенге)		
Сырая нефть	678,0	—	—
Фонд заработной платы	281,7	264,7	6,4
Износ, истощение и амортизация	167,2	125,6	33,1
Сырье и материалы	108,7	376,4	(71,1)
Другие налоги	53,6	45,4	18,0
Транспортные расходы	47,7	44,2	7,9
Налог на добычу полезных ископаемых	40,7	68,2	(40,3)
Электричество	37,9	34,2	10,8
Ремонт и техническое обслуживание	32,5	23,9	36,2
Другое	113,7	107,8	5,5
Итого	1 561,7	1 090,4	43,2

Примечание:

(1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о резервах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности 2016 года. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности 2016 года.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, себестоимость реализованной продукции составила 1 561,7 млрд. тенге по сравнению с 1 090,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, прирост составил 471,3 млрд. тенге или 43,2%. Такое увеличение произошло, главным образом, за счет признания в 2016 году расходов на продажу сырой нефти в размере 678,0 млрд. тенге, которые связаны с продажей сырой нефти в рамках Сделки на предварительную продажу нефти ТШО. Такое увеличение было частично компенсировано 267,7 млрд. тенге, или 71,1% сокращением расходов на сырье и материалы, и 27,5 млрд. тенге, или 40,3% сокращением оплаченного налога на добычу полезных ископаемых.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, расходы по продаже сырой нефти составили 678,0 млрд. тенге в результате расходов, связанных со Сделкой по предварительной продаже нефти ТШО. Таких расходов не было в год, завершившийся 31 декабря 2015 года.

Увеличение фонда заработной платы до 281,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 264,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, было, в основном, связано с увеличением базовых окладов работников Компании в 2016 году, вызванным индексацией.

Увеличение расходов Компании на износ, истощение и амортизацию до 167,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 125,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, было в основном, связано с начисляемым износом на КМГ Karachaganak, который, в свою очередь, явился результатом действия девальвации тенге по отношению к доллару США в 2015 году (так как доллар США является функциональной валютой КМГ Карачаганак, то воздействие такой девальвации было признано при консолидации, так как функциональной валютой Компании является тенге).

Сокращение расходов на сырье и материалы до 108,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 376,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, было, в основном, связано с сокращением в 2016 году объемов закупки сырой нефти от третьих лиц, приобретаемых КМГ ПМ для обеспечения своих нефтеперерабатывающих заводов, сокращением ремонтных работ, проводимых рядом дочерних компаний Компании и стоимости необходимых для этого материалов.

Увеличение транспортных расходов Компании до 47,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 44,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, было, в основном, связано с повышением стоимости транспортировки через трубопровод КТК, которое, в свою очередь, явилось результатом обесценивания тенге по отношению к доллару США в 2015 году, так как тариф за использование трубопровода КТК деноминирован в долларах США.

Затраты Компании на оплату налога на добычу полезных ископаемых составили 40,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 68,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 27,5 млрд. тенге или 40,3%. Сокращение в оплаченном налоге на добычу полезных ископаемых отражает применение сниженной налоговой ставки для АО «Озенмунайгаз» для месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области в результате предоставления Правительством льгот по налогу на добычу полезных ископаемых, а также низких средних цен на нефть марки Brent. Такая сниженная ставка на налог на добычу полезных ископаемых была установлена в размере 9,0% за 2016 год (по сравнению с 13,0% в 2015 году) на основании того, что месторождения Узень и Карамандыбас показали налоговый убыток в 2016 году.

Увеличение расходов на электроэнергию до 37,9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 34,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, отражающее увеличение на 3,7 млрд. тенге или 10,9%, было, в основном, связано со средним увеличением на 15% цен на электричество на внутреннем рынке по сравнению с 2015 годом.

Увеличение расходов Компании на ремонт и техническое обслуживание до 32,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 23,9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, было, в основном, связано с увеличением расходов на гидроразрыв на РД КМГ, которое, в свою очередь, было связано с увеличением количества скважин, требующих гидроразрыва.

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 113,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 107,8 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, главным образом, связано с некоторыми работами по техническому обслуживанию на КМГ Karachaganak, а также с негативным воздействием обесценивания тенге по отношению к доллару США в 2015 году.

Валовая прибыль

С учетом вышеизложенного за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, валовая прибыль Компании увеличилась на 292,3 млрд. тенге до 295,7 млрд. тенге с 3,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года.

Общие и административные расходы

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

	За год, завершившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2015 и 2016
	2016	2015 ⁽¹⁾	
	(млрд. тенге)		
Фонд заработной платы.....	55,1	56,0	(1,6)
Консультационные услуги.....	12,0	10,1	18,8
Другие налоги.....	8,2	5,9	39,0
Износ и амортизация.....	6,7	8,8	(23,9)
Социальные платежи, не входящие в фонд заработной платы.....	6,2	9,0	(31,1)
Пожертвования на благотворительность.....	1,5	7,3	(79,5)
НДС, не подлежащий возмещению.....	1,3	2,3	(43,5)
Сумма на обесценивание дебитового сальдо расчета с покупателями.....	3,6	0,4	800,0
Сумма на обесценивание долгосрочных авансовых платежей.....	2,0	—	—
Сумма на обесценивание других оборотных активов....	1,9	2,8	(32,1)
Суммы на неликвидные ТМЗ.....	1,1	1,4	(21,4)
Обесценение НДС к получению.....	(3,4)	51,5	(106,6)
Суммы на штрафы, неустойки и налоговые резервы....	(10,8)	28,0	(138,6)
Другое ⁽²⁾	32,4	27,7	17,0
Итого.....	117,8	211,2	(44,2)

Примечание:

- (1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.
- (2) Прочие общие и административные расходы включают расходы на командировки, связь, представительства Компании, аренду, службу безопасности, расходы на банковские услуги и штрафы.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, общие и административные расходы составили 117,8 млрд. тенге по сравнению с 211,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает уменьшение показателя на 93,4 млрд. тенге или 44,2%. Такое уменьшение связано, главным образом, со сторно 3,4 млрд. тенге обесценивания НДС к получению в 2016 году по сравнению с обесцениванием 51,5 млрд. тенге в 2015 году, а также со сторно 10,8 млрд. тенге штрафов и неустоек в 2016 году по сравнению с оплатой 28,0 млрд. тенге штрафов и неустоек в 2015 году.

Сокращение расходов фонда заработной платы до 55,1 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 56,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, главным образом, объясняется сокращением некоторых актуарных обязательств Компании, которые были частично возмещены увеличением основной заработной платы производственного персонала в связи с индексацией.

Увеличение расходов на консультационные услуги до 12,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года до 10,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, было, главным образом, связано с девальвацией тенге по отношению к доллару США в 2015 году, так как консультационные услуги деноминированы в долларах США.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Увеличение в прочих налогах до 8,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 5,9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, связано, главным образом, с налогом на имущество, оплаченным в 2016 году по сравнению с 2015.

Сокращение в социальных платежах, не входящих в фонд заработной платы, в размере 6,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года с 9,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, было, главным образом, связано с меньшим начислением запасов в 2016 году в отношении вознаграждения руководства за результаты выполненной работы.

Снижение суммы пожертвований на благотворительность до 1,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 7,3 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, главным образом, обусловлено более низким уровнем финансирования со стороны Компании, направленного на благотворительность и спонсорскую поддержку в 2016 году по сравнению с 2015.

Увеличение сумм на обесценивание дебетового сальдо расчета с покупателями до 3,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 0,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, главным образом, связано с обесценением признанием увеличившихся сумм на обесценивание после проведения комплексной проверки Компанией по определенным партнерам в году, закончившемуся 31 декабря 2016 года.

Признание 2,0 млрд. тенге на обесценение долгосрочных авансовых платежей за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, связано, главным образом, с выкупом РД КМГ лицензии на разведку для месторождения Темир в 2016 году. Такое обесценивание не признавалось в год, завершившийся 31 декабря 2015 года.

Признание обесценения НДС к получению в размере 3,4 млрд. тенге по сравнению с расходами на обесценение 51,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, было главным образом связано с РД КМГ, которая подала заявление возмещения НДС в отношении продажи некоторых активов АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз» в 2012 году, налоговые органы частично удовлетворили такое заявление на сумму 24,5 млрд. тенге, которую РД КМГ получила в 2016 году.

Сторно в штрафах и неустойках в размере 10,8 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 28,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, связано, главным образом, с РД КМГ, которая восстановила административный штраф в размере 3,6 млрд. тенге и неустойку в размере 1,7 млрд. тенге в отношении корпоративного подоходного налога и налога на сверхприбыль после успешного завершения судебного разбирательства в отношении налогового периода с 2006 по 2008 гг. Кроме того, РД КМГ сторнировала 9,6 млрд. тенге штрафа, связанного с корпоративным подоходным налогом, налогом на сверхприбыль и налогом на добычу полезных ископаемых, на основании решения Комитета по государственным доходам и результатов завершения налогового аудита за 2009 и 2012 годы.

Увеличение прочих расходов до 32,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 27,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, связано, главным образом, с увеличением расходов на услуги и материалы в 2016 году по сравнению с 2015 годом.

Транспортные и торговые расходы

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

	За год, завершившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2015 и 2016 гг.
	2016	2015 ⁽¹⁾	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Таможенные пошлины	84,1	84,6	(0,6)
Транспортировка.....	67,9	44,5	52,6
Рентный налог на экспорт сырой нефти	20,0	41,6	(51,9)
Фонд заработной платы.....	6,8	7,7	(11,7)
Износ и амортизация	6,4	6,8	(5,9)
Другое.....	13,2	10,2	29,4
Всего.....	198,4	195,4	1,5

Примечание:

(1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, транспортные и торговые расходы составили 198,4 млрд. тенге по сравнению с 195,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает прирост на 3,0 млрд. тенге или 1,5%. Такой прирост, главным образом, связан с расходами на транспортировку, которые были частично возмещены сокращением рентного налога на экспорт сырой нефти.

Увеличение расходов на транспортировку до 67,9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 44,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, связано, главным образом, с более высокой стоимостью транспортировки за транспортировку через трубопровод КТК, что, в свою очередь, является результатом девальвации тенге по отношению к доллару США в 2015 году, так как тариф на использование трубопровода КТК деноминирован в долларах США.

Компания начислила рентный налог в размере 20,0 млрд. тенге и таможенные пошлины в размере 84,1 млрд. тенге в год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с рентным налогом в размере 41,6 млрд. тенге и таможенными пошлинами в размере 84,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Основной причиной сокращения по рентному налогу в 2016 году по сравнению с 2015 годом является сокращение налогов Компании к оплате на 11,7 млрд. тенге, в результате применения пересмотренных ставок за период с 2012 по 2015 гг. В 2016 году были внесены изменения в налоговое законодательство в части методологии расчета рентного налога. На основании таких изменений Компания решила пересмотреть налоговые декларации за период 2012-2015 годов. Низкая средняя цена на сырую нефть марки Brent в первом квартале 2016 года также внесла свой вклад в сокращение рентного налога к оплате в 2016 году, несмотря на то, что такое сокращение было частично возмещено обесцениванием тенге и увеличением объемов экспорта.

Обесценивание имущества, зданий и оборудования и других внеоборотных активов.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 г., Компания зарегистрировала обесценивание имущества, зданий и оборудования, и других нематериальных активов (за исключением гудвилла) на 67,1 млрд. тенге, что отражает сокращение на 63,8 млрд. тенге или 95,1%. Такое сокращение связано, главным образом, с более высокими уровнями обесценения имущества, зданий и оборудования в 2015 году, связанными с АНС и КТМ. Обесценивание составило 31,4 млрд. тенге и 19,9 млрд. тенге, соответственно.

Обесценивание гудвилла

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, Компания не регистрировала обесценивание гудвилла. За год, завершившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала обесценивание гудвилла в размере 11,9 млрд. тенге, что было, главным образом, связано с приобретением АНС.

Чистый убыток от продажи имущества, зданий и оборудования, нематериальных активов и инвестиционного имущества

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала чистый убыток от продажи имущества, зданий и оборудования, нематериальных активов и инвестиционного имущества в сумме 5,6 млрд. тенге по сравнению с чистым доходом 3,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015, что отражает прирост 2,0 млрд. тенге или 55,6%.

Прочие операционные доходы

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала прочие операционные доходы в размере 19,4 млрд. тенге по сравнению с 21,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 2,3 млрд. тенге или на 10,6%. Такое сокращение, главным образом, обусловлено однократным получением дохода от некоторых непрофильных активов в 2015 году.

Прочие операционные расходы

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала 14,8 млрд. тенге прочих операционных расходов по сравнению с 19,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 4,7 млрд. тенге или 24,1%. Данное сокращение, главным образом, обусловлено увеличением расходов, понесенных в связи с продажей некоторых непрофильных активов Компании в 2016 году по сравнению с 2015.

Операционные убытки

В результате всего приведенного выше, за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала операционные убытки в размере 24,8 млрд. тенге по сравнению с 483,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает снижение на 458,8 млрд. тенге или 94,9%.

Чистый курсовой убыток

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала чистый курсовой убыток в размере 12,9 млрд. тенге по сравнению с чистой курсовой прибылью в 469,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 482,4 млрд. тенге или 102,7%. Чистая курсовая прибыль в 2015 году была, главным образом, связана с девальвацией тенге по отношению к доллару США в 2015 году в результате увеличения денежных средств в виде депозитов, деноминированных в долларах США. Чистый курсовой убыток 2015 года связан, главным образом, с чистым обесценением тенге по отношению к доллару США в 2016 году.

Доход от финансирования

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, доход от финансирования составил 167,9 млрд. тенге по сравнению с 173,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает снижение на 5,1 млрд. тенге или 2,9%. Такое снижение, главным образом, связано с доходом, признанным Компанией в отношении досрочного погашения долговых ценных бумаг в 2015 году, которое не повторилось в 2016 году. Такое снижение было частично возмещено увеличением на 28,1 млрд. тенге или 59,1% в процентном доходе на банковские депозиты, займы и бонды в 2016 году.

Расходы на финансирование

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, расходы Компании на финансирование составили 230,4 млрд. тенге по сравнению с 198,3 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает прирост на 32,1 млрд. тенге или 16,2%. Такой прирост, главным образом, вызван начисленной суммой к оплате в связи со Сделкой по предварительной продаже нефти ТШО. На 31 декабря 2016 года общая сумма заимствований Компании составила 3 072,5 млрд. тенге по сравнению с 3 228,9 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015 г. См. раздел «Долговые обязательства».

Обесценивание капиталовложений в совместные предприятия

За год, завершившийся 31 декабря 2016 г. Компания зарегистрировала обесценивание капиталовложений в совместные предприятия в размере 5,5 млрд. тенге в результате обесценивания, зарегистрированного в отношении инвестиций в ТОО «Трубопровод Бейнеу-Шымкент». За год, завершившийся 31 декабря 2015 г. Компания зарегистрировала обесценивание капиталовложений в совместные предприятия в размере 9,3 млн. тенге в результате

обесценивания, зарегистрированного в отношении инвестиций в ТОО «Трубопровод Бейнеу-Шымкент».

Обесценивание активов, классифицированных как предназначенных для продажи

Компания зарегистрировала обесценивание инвестиционных активов, классифицированных как предназначенных для продажи в размере 92,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года в результате корректировок балансовой стоимости активов для продажи в соответствии с их фактической стоимостью. За год, завершившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала обесценивание активов, классифицированных как предназначенных для продажи в размере 85,7 млн. тенге по той же причине.

Обесценивание предоставленных займов

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала обесценивание предоставленных займов на сумму 1,3 млрд. тенге по сравнению с 11,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что отражает сокращение на 9,7 млрд. тенге или 88,2%. Такое сокращение, главным образом, связано с обесцениванием займов СП «KS EP», в связи с продлением ее операционной лицензии.

Доля прибыли в совместных предприятиях и ассоциированных организациях

См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации – Представление некоторой информации относительно дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний», «- Основные факторы, влияющие на результаты операционной деятельности и ликвидности – Изменения в доле прибыли в СП и ассоциированных компаниях», Примечание 31 к Финансовой отчетности 2016 года и Примечание 10 Финансовой отчетности 2015 года.

В следующей таблице приводится информация относительно чистого дохода/(убытка) совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании за указанные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2015 и 2016
	2016	2015 ⁽¹⁾	
	(млрд. тенге)		
Компании:			
ТШО	147,9	162,2	(8,8)
МІВV	29,8	19,7	51,3
КазРосГаз	18,6	36,3	(48,8)
Казахойл Ақтобе	(11,5)	(0,4)	2 775,0
РД КМГ:			
РКІ	(15,8)	(16,5)	(4,2)
Казгермунай	5,1	2,7	88,9
Другие ⁽²⁾	96,1	(91,1)	(205,5)
Итого	270,2	112,9	139,3

Примечание:

(1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.

(2) Включает (среди прочего) Valsera Holdings B.V., которая напрямую владеет Шымкентским НПЗ через свою 99,43% долю в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», Мунай Тас, СРС и ТОО «Казахтуркмунай».

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, доля дохода от совместных предприятий и ассоциированных организаций увеличилась на 157,4 млрд. тенге или на 139,3% до 270,2 млрд. тенге со 112,9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Данное увеличение, главным образом, произошло за счет признания дохода от совместных предприятий и

ассоциированных компаний в размере 96,1 млрд. тенге в 2016 году по сравнению с чистым убытком 91,1 млрд. тенге в 2016 году, который, в свою очередь, главным образом связан с увеличением дохода от КТК с 0,4 млрд. тенге в 2015 году до 74,9 млрд. тенге в 2016 году.

Прибыль до выплаты подоходного налога

В результате приведенной выше информации Компания зарегистрировала чистую прибыль до выплаты подоходного налога за год, завершившийся 31 декабря 2016 года в размере 163,1 млрд. тенге по сравнению с 53,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает прирост на 110,1 млрд. тенге или 207,7%. Такой прирост связан, в первую очередь, с лучшими операционными результатами в 2016 году по сравнению с 2015 годом.

Расходы по подоходному налогу

Эффективная ставка налогообложения Компании сократилась до 100,4% за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 437,0% за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, в результате признания курсового убытка в 2016 году по сравнению с курсовой прибылью (которая облагалась налогом) в 2015 году.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала расходы по подоходному налогу в размере 163,8 млрд. тенге по сравнению с 231,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 67,7 млрд. тенге или 29,2%. Такое сокращение, главным образом, связано с исключительными курсовыми прибылями в 2015 году в результате девальвации тенге (которая не повторялась в 2015 году) и сокращением суммы налога, удерживаемого у источника выплаты, по дивидендам и процентному доходу с 15,6 млрд. тенге в 2015 году до 4,6 млрд. тенге в 2016 году, что, в свою очередь является результатом отсутствия дивидендов, полученных Компанией от ТШО в 2016 году.

Убыток за год от продолжающейся деятельности

В результате приведенного выше, убыток Компании за год от продолжающейся деятельности сократился на 177,8 млрд. тенге или 99,6% до 683,0 млн. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 с 178,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года.

Прибыль за год после уплаты подоходного налога от прекращенной деятельности

Прибыль Компании после уплаты подоходного налога за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, от прекращенной деятельности составила 360,9 млрд. тенге по сравнению с 673,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 312,3 млрд. тенге или 46,4%. Такое сокращение связано, главным образом, с признанием прибыли от KMG Kashagan B.V. в качестве прекращенной деятельности в 2015 году, чего не было в 2016 году. Данное сокращение было частично возмещено увеличением прибыли KMG International с 261,6 млрд. тенге в 2015 году до 368,2 млрд. тенге в 2016 году, что отражает прирост на 106,6 млрд. тенге или 40,7%. Такой прирост связан, главным образом, с проектами модернизации НПЗ Петромида и Вега, а также с мерами по оптимизации промышленных процессов и сокращению операционных расходов. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности 2016 года.

Чистая прибыль за год

В результате приведенного выше чистая прибыль Компании за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, составила 360,2 млрд. тенге по сравнению с 494,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 134,5 млрд. тенге или 27,2%. Чистая прибыль Компании за 2016 и 2015 составила 19,4% и 45,2%, соответственно.

Результаты деятельности за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с годом, завершившимся 31 декабря 2014 года

Доход

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, совокупный доход составил 1 093,8 млрд. тенге (на основе пересчета показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с 1 051,3 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года (на основе пересчета показателей 2014 года, включенных в Финансовую отчетность 2015 года), что отражает прирост

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

на 42,5 млрд. тенге или 4,0%. Данный прирост, главным образом, связан с увеличением продаж сырой нефти, и был частично возмещен падением в продажах нефтепродуктов.

В следующей таблице приводится некоторая информация относительно дохода Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2014 и 2015 гг.
	2015 ⁽¹⁾	2014 (млрд. тенге)	
Плата за транспортировку	300,2	288,7	4,0
Продажа газа и продуктов переработки газа	250,1	224,3	11,5
Продажа нефтепродуктов	235,5	303,8	(22,5)
Продажа сырой нефти	121,7	21,3	471,4
Прочий доход	186,3	213,2	(12,5)
Итого	1 093,8	1 051,3	4,0

Примечание:

(1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.

Плата за транспортировку

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, плата за транспортировку составила 300,2 млрд. по сравнению с 288,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что отражает прирост на 11,5 млрд. тенге или 4,0%. Данный прирост, главным образом, связана с более высокими транспортными тарифами.

Доход от транспортировки газа

Компания, через ИЦА, получает доход от транспортировки из тарифов, которые она выставляет своим клиентам. См. «- Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Тарифы за услуги по транспортировке нефти и газа» и «Деятельность – Перевозка – Транспортировка и хранение газа – Тарифы за транспортировку газа».

В следующей таблице изложена некоторая информация о доходе ИЦА от транспортировки за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2015	2014
	(млрд. тенге)	
Услуги по транспортировке:		
Центрально-азиатский газ (транзит)	47,9	63,5
Российский газ (транзит)	26,3	17,9
Казахстанский газ (за пределы страны)	30,1	17,1
Казахстанский газ (внутри страны)	15,7	16,5
Итого доход от транспортировки газа⁽¹⁾	120,0	115,0

Примечание:

(1) Не включает взаиморасчеты внутри группы.

Прирост дохода от транспортировки газа за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, составил 4,3% по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2014 год. Такой прирост, главным образом, связан с девальвацией тенге по отношению к доллару в августе 2015 года, так как большинство тарифов ИЦА деноминированы в долларах США. Такой прирост частично возмещает сокращение на 3,6% объемов транспортировки газа через систему газопроводов ИЦА в 2015 году по сравнению с 2014.

Доход от транспортировки нефти

В следующей таблице представлена некоторая информация относительно дохода КТО от транспортировки сырой нефти за указанные периоды:

	За год, завершившийся 21 декабря	
	2015	2014
	(млрд. тенге)	
Трубопроводы КТО:		
Западный филиал:		
Трубопровод УАС	101,8	89,3
Другие трубопроводы Западного филиала доставляют до:		
Атырауского НПЗ	9,7	10,7
Морского порта Актау	2,9	4,6
Трубопровода КТК	5,4	5,6
Трубопроводы Восточного филиала доставляют до:		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	24,7	22,6
Шымкентский НПЗ	10,3	12,3
Павлодарский НПЗ	18,5	16,0
Другие платежи ⁽¹⁾	2,7	3,3
Итого доход от транспортировки сырой нефти⁽²⁾	176,0	164,4

Примечания:

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

(2) Без учета корпоративных взаиморасчетов.

Доходы от транспортировки сырой нефти увеличились на 7,1% за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 2014 годом. Такой прирост был, главным образом, связан с приростом в доходах по транспортировке сырой нефти по трубопроводу УАС, который, в свою очередь, является результатом прироста в тарифах на транспортировку нефти, вступивших в действие в апреле 2014 года, а также прироста в объемах нефти, транспортируемой через трубопровод УАС в 2015 году по сравнению с 2014. См. «- Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидности – Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа».

Продажа газа и продуктов переработки газа

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, объем продаж газа и продуктов переработки газа составил 250,1 млрд. тенге по сравнению с 224,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, что отражает увеличение на 25,8 млрд. тенге или на 11,5%. Указанный прирост, главным образом, был вызван увеличением объемов продажи газа на экспорт, а также девальвацией тенге по отношению к доллару США в 2015 году, так как тарифы, в основном, деноминированы в долларах США.

Продажа нефтепродуктов

В следующей таблице приведена некоторая информация относительно продажи Компанией нефтепродуктов, в которых Компания являются заказчиком, кроме толлинговых объемов и продаж, за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2015	2014
Продажа нефтепродуктов (млрд. тенге)	235,5	303,8
Объемы проданных продуктов нефтепереработки (тыс. тонн)	3 091	2 879
Средняя цена за тонну нефтепродуктов (тенге)	76 189	105 523

Общий доход от продажи Компанией нефтепродуктов за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, сократился на 68,3 млрд. тенге или 22,5% до 235,5 млрд. тенге по сравнению с 303,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года. Такое сокращение, главным образом, связано с сокращением в средней цене за тонну нефтепродуктов с 105, 523 тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года до 76,189 тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Продажа сырой нефти

В следующей таблице приводится некоторая информация относительно доходов Компании от продаж и объемов проданной сырой нефти за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2015 ⁽¹⁾	2014
Доход от продажи сырой нефти (млрд. тенге) ⁽²⁾	121,7	21,3
Объемы проданной сырой нефти (тыс. тонн) ⁽³⁾	1 975	208
Средняя цена за тонну сырой нефти (тенге) ⁽⁴⁾	61 546	102 564

Примечание:

- (1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчет» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год.
- (2) После учета взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ ПМ.
- (3) Включает объемы продаж только по Компании и ее консолидированным дочерним компаниям после учета взаиморасчетов внутри группы в пользу КМГ ПМ.
- (4) 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).

Совокупный доход Компании от продажи сырой нефти увеличился на 100,4 млрд. тенге или 471,4% до 121,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с 21,3 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. Такой прирост, главным образом, связан с девальвации тенге, а также с увеличением объемов проданной сырой нефти, что, в свою очередь, явилось результатом увеличения добычи сырой нефти в 2015 году. Такой прирост был частично возмещен сокращением в средней цене за тонну сырой нефти с 102 564 тенге до 61 546 тенге, в результате глобального снижения цен на нефть.

В следующей таблице приводится информация относительно прямых экспортных продаж РД КМГ, и продаж РД КМГ на внутреннем рынке компании КМГ ПМ для дальнейшей переработки на Атырауском НПЗ за указанные периоды:

	За год, завершившийся	
	2015	2014
Экспортная продажа сырой нефти (тыс. тонн)	4 647	5 571
Средняя цена за тонну сырой нефти проданной на экспорт (тенге)	78 434,3	126 896,4
Продажа сырой нефти КМГ ПМ (тыс. тонн)	2 742	1 967
Средняя цена за тонну сырой нефти, проданной КМГ ПМ (тенге)	36 680	48 122

На момент составления данного Базового проспекта Компания не имеет доступа к полной информации в отношении экспортных продаж сырой нефти других дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании.

Общий объем экспортных продаж РД КМГ сократился на 4 647 тыс. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 5 571 тыс. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что отражает сокращение на 17%, связанное, главным образом, с выполнением РД КМГ своих обязательств по поставкам нефти в соответствии с договором взаимных поставок нефти между Правительством Казахстана и Правительством России.

Общие объемы продажи РД КМГ сырой нефти на местном рынке составили 2,7 млрд. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2017 года и 2,0 млн. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что отражает прирост на 39,4%. Такой прирост был, главным образом, результатом требования от Правительства Республики Казахстан поставлять больший объем сырой нефти на внутренний рынок.

Прочий доход

За год, завершившийся 31 декабря 2015 года, прочий доход составил 186,4 млрд. тенге по сравнению с 213,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что отражает сокращение на 26,8 млрд. тенге или 12,6%. Такое сокращение было, главным образом, связано с девальвацией тенге, а также с уменьшением продаж некоторых непрофильных активов Компании.

Себестоимость реализованной продукции

В следующей таблице приводится некоторая информация относительно себестоимости реализованной продукции Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2014 и 2015 гг.
	2015 ⁽¹⁾	2014	
	(млрд. тенге)		
Сырье и материалы	376,4	357,4	5,3
Фонд заработной платы	264,7	253,5	4,4
Износ, истощение и амортизация	125,6	155,2	(19,1)
Налог на добычу полезных ископаемых	68,2	89,4	(23,7)
Другие налоги	45,4	44,0	3,2
Расходы на транспортировку	44,2	—	—
Электроэнергия	34,2	30,6	11,8
Ремонт и техническое обслуживание	23,9	31,9	(25,1)
Другое	107,8	144,6	(25,4)
Итого	1 090,4	1 106,6	(1,5)

(1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели за 2015 год взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.

За год, завершившийся 31 декабря 2015 года, себестоимость реализованной продукции составила 1 090,4 млрд. тенге по сравнению с 1 106,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что отражает сокращение на 16,2 млрд. тенге или 1,5%. Такое сокращение было, главным образом, связано с сокращением в износе, истощении и амортизации, а также в расходах на налог на добычу полезных ископаемых. Данное сокращение было частично возмещено приростом в расходах на сырье и материалы, а также на фонд заработной платы.

Увеличение в расходах на сырье и материалы до 376,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015, года по сравнению с 357,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, связано, главным образом с приобретением Компанией сырой нефти третьих сторон для выполнения своих обязательств на поставку нефти в соответствии с договором взаимных поставок нефти между Правительством Казахстана и Правительством России, увеличением объемов приобретенного КТГ газа на 1,1 млрд.м3, а также увеличением средней цены на газ с 12 852 тенге за м3 до 14 108 тенге за м3.

Увеличение фонда заработной платы до 264,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с 253,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, было связано, главным образом с увеличением заработных плат работников Компании в 2015 года в связи с индексацией, и введением единой системы заработных плат в РД КМГ.

Сокращение в расходах на износ, истощение и амортизацию до 125,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 155,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, связано, главным образом, с одноразовым износом, зарегистрированным в отношении некоторых активов РД КМГ за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. За год, завершившийся 31 декабря 2015 года, такого износа зарегистрировано не было.

Расходы Компании по налогу на добычу полезных ископаемых составили 68,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 89,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что отражает сокращение на 23,7%. Такое сокращение было, главным образом,

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

связано с сокращением средней цены на сырую нефть, а также с сокращением в объемах сырой нефти, экспортируемой РД КМГ в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

Сокращение расходов на ремонт и техническое обслуживание до 23,9 млн. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 31,9 млн. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, было, главным образом, связано с мерами по сокращению затрат, принятыми Компанией, а также с выполнением некоторых работ дочерними компаниями Компании, а не внешними подрядчиками.

Сокращение прочих расходов, связанных с реализацией продукции, до 107,8 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 144,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, было, главным образом, связано с переклассификацией некоторых расходов, связанных с KMG International, как расходов, связанных с активами, предназначенными для продажи.

Валовая прибыль

В результате приведенного выше Компания признала валовую прибыль в размере 3,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года (на основе пересчета показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с валовым убытком 55,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года.

Общие и административные расходы

В следующей таблице приведена информация относительно общих и административных расходов Компании за указанные периоды:

	<u>За год, закончившийся 31 декабря</u>		<u>% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2014 и 2015</u>
	<u>2015⁽¹⁾</u>	<u>2014</u>	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Фонд заработной платы.....	56,0	52,9	5,9
Обесценение НДС к получению.....	51,5	—	—
Штрафы и неустойки.....	28,0	3,0	833,3
Консультационные услуги.....	10,1	11,7	(13,7)
Социальные платежи вне фонда заработной платы.....	9,0	6,9	30,4
Износ и амортизация.....	8,8	9,0	(2,2)
Пожертвования на благотворительность.....	7,3	12,3	(40,7)
Другие налоги.....	5,9	8,7	(32,2)
НДС, не подлежащее возмещению.....	2,3	3,2	(28,1)
Сумма на обесценивание дебитового сальдо расчета с покупателями.....	0,4	3,0	(86,7)
Сумма на обесценивание долгосрочных авансовых платежей.....	2,8	0,4	600,0
Сумма на неликвидные ТМЗ.....	1,4	(0,1)	1 500,0
Прочее ⁽²⁾	27,7	40,9	(32,3)
Итого.....	211,2	151,9	39,0

Примечание:

- (1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.
- (2) 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 2015 года, общие и административные расходы составили 211,2 млрд. тенге по сравнению с 151,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, что отражает увеличение показателя на 59,3 млрд. тенге или 39,0%. Такое увеличение связано, главным образом, с одноразовым признанием обесценения НДС к получению и расходов, связанных со штрафами и неустойкой.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Увеличение расходов фонда заработной платы до 56,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года с 52,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, главным образом, объясняется повышением заработной платы работников Компании в связи с индексацией.

Одноразовое признание обесценения НДС к получению в размере 51,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, было, главным образом связано с продажей добывающих активов РД КМГ компаниям OMG и EMG. В год, закончившийся 31 декабря 2014 года, никакие подобные обесценения не были признаны.

Увеличение штрафов и неустоек до 28,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 3,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, было, главным образом, связано со штрафами и неустойками, начисленными в результате завершения налоговой проверки за период с 2009 по 2012 годы, а также признания более высоких запасов за такой период.

Увеличение в социальных платежах, не входящих в фонд заработной платы, в размере 9,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года с 6,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, было, главным образом, связано с применением Компанией унифицированной схемы вознаграждения работников.

Увеличение расходов по износу и амортизации до 8,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 9,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, главным образом, связано с исключением износа и амортизации, связанных с KMG International, после ее признания в качестве прекращенной деятельности.

Снижение суммы пожертвований на благотворительность до 7,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с 12,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, главным образом, обусловлено более низким уровнем финансирования со стороны Компании, направленного на благотворительность и спонсорскую поддержку в 2015 году по сравнению с 2014.

Снижение в прочих налогах до 5,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 8,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, было, главным образом, связано с более низкими уровнями платежей, связанных с начисленной комиссией в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

Снижение сумм на обесценивание дебетового сальдо расчета с покупателями до 0,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с 3,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, главным образом, связано с обесценением ТМЗ Компании в 2015 году.

Увеличение сумм на обесценивание других оборотных активов до 2,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 0,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, связано, главным образом, с пересмотром продолжительности жизни некоторых активов КТО.

Суммы на обесценивание неликвидных ТМЗ в размере 1,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, связаны, главным образом, с приобретением Компанией некоторых нематериальных активов в 2015 году.

Сокращение других расходов на 13,2 млрд. тенге, или 32,3% до 27,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 40,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, было, главным образом, связано с уменьшением стоимости услуг и материалов в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

Расходы по транспортировке и продаже

В следующей таблице приводится некоторая информация относительно расходов Компании на транспортировку и продажу за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2014 и 2015
	2015	2014	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Таможенные пошлины	84,6	87,2	(3,0)
Транспортировка.....	44,5	43,3	3,0
Рентный налог на экспорт сырой нефти	41,6	152,6	(72,7)
Фонд заработной платы.....	7,7	10,0	(23,0)
Износ и амортизация	6,8	6,0	13,3
Другое.....	10,2	9,4	8,5
Итого.....	195,4	308,5	(36,7)

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, транспортные и торговые расходы составили 195,4 млрд. тенге по сравнению с 308,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, что отражает сокращение на 113,1 млрд. тенге или 36,7%. Такое сокращение, главным образом, обусловлено сокращением в рентном налоге на экспорт сырой нефти с 152,6 млрд. тенге в 2014 году до 41,6 млрд. тенге в 2015 году.

Компания начислила рентный налог в размере 41,6 млрд. тенге и таможенные пошлины в размере 84,6 млрд. тенге в год, закончившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с рентным налогом в размере 152,6 млрд. тенге и таможенными пошлинами в размере 87,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года. Сокращение по рентному налогу, главным образом, связано с сокращением средней цены на сырую нефть, что, в свою очередь, является результатом сокращения средней ставки налога, применимой к Компании с 21% в 2014 году до 11% в 2015 году, а также с сокращением объемов экспорта.

Обесценивание имущества, зданий и оборудования и других внеоборотных активов.

За год, закончившийся 31 декабря 2015 г., Компания зарегистрировала обесценивание имущества, зданий и оборудования и других нематериальных активов (за исключением гудвилла) на 67,1 млрд. тенге, что в основном относится на счет АНС и КТМ, по сравнению с 275,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 г., что, главным образом, связано с обесцениванием имущества, зданий и оборудования и других нематериальных активов РД КМГ и KMG International, отражая сокращение на 208,8 млрд. тенге или 75,7%.

Обесценивание гудвилла

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала обесценивание гудвилла в размере 11,9 млрд. тенге по сравнению с 1,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, что отражает увеличение на 10,3 млрд. тенге или 643,8%. Такое увеличение было, главным образом, связано с приобретением АНС и последующим признанием обесценивания.

Чистый (убыток)/доход от продажи имущества, зданий и оборудования, нематериальных активов и инвестиционного имущества

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала чистый убыток от продажи имущества, зданий и оборудования, нематериальных активов и инвестиционного имущества в сумме 3,6 млрд. тенге по сравнению с чистым доходом 0,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года. Чистый убыток за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, был, главным образом, связан с продажей некоторых нематериальных активов в 2015 году по цене меньше их балансовой стоимости. Чистый доход за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, был, главным образом, связана с продажей активов за вознаграждение выше их балансовой стоимости.

Прочие операционные доходы

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала прочие операционные доходы в размере 21,7 млрд. тенге (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с 18,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года (на основании пересчитанных показателей 2014 года, включенных в Финансовую отчетность 2015 года), что отражает прирост на 3,4 млрд. тенге или на

18,6%. Такой прирост, главным образом, обусловлен увеличением дохода от продажи некоторых непрофильных активов Компании в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

Прочие операционные расходы

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала 19,5 млрд. тенге прочих операционных расходов (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с 16,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года (на основании пересчитанных показателей 2014 года, включенных в Финансовую отчетность 2015 года), что отражает увеличение на 2,8 млрд. тенге или 16,8%. Данное увеличение, главным образом, обусловлено увеличением расходов, понесенных в связи с продажей некоторых непрофильных активов Компании в 2015 году по сравнению с 2014.

Операционные убытки

В результате всего приведенного выше, за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала операционные убытки в размере 483,6 млрд. тенге (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с 791,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года (на основании пересчитанных показателей 2014 года, включенных в Финансовую отчетность 2015 года), что отражает снижение на 308,0 млрд. тенге или 38,9%.

Чистая курсовая прибыль

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала чистую курсовую прибыль в размере 469,5 млрд. тенге (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с чистой курсовой прибылью в 76,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года на основании пересчитанных показателей 2014 года, включенных в Финансовую отчетность 2015 года, что отражает прирост на 393,4 млрд. тенге или 516,9%. Такой прирост был, главным образом, обусловлен девальвацией тенге по отношению к доллару США в 2015 году, и соответствующим воздействием такой девальвации на денежные средства Компанией, такие как депозиты, деноминированные в долларах США.

Доход от финансирования

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, доход от финансирования составил 173,0 млрд. тенге (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с 53,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года на основании пересчитанных показателей 2014 года, включенных в Финансовую отчетность 2015 года, что отражает прирост на 119,1 млрд. тенге или 221,0%. Данный прирост в основном обусловлен увеличением дохода, признанного в связи с досрочным погашением долговых ценных бумаг, а также дохода от прекращения признания обязательств, зарегистрированных в 2015 году. Подобный доход не регистрировался в 2014 году.

Расходы на финансирование

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, расходы Компании на финансирование составили 198,3 млрд. тенге (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с 176,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, что отражает прирост на 22,1 млрд. тенге или 12,5%. Главным образом, прирост на 16,3 млрд. тенге или 11,0% был вызван увеличением процентных ставок по предоставляемым займам и долговым ценным бумагам, а также девальвацией тенге, что было частично возмещено досрочным погашением некоторых долговых обязательств, а также деконсолидацией долговых ценных бумаг KMG Kashagan B.V. На 31 декабря 2014 года общая сумма заимствований Компании составила 3 228,9 млрд. тенге по сравнению с 3 097,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2014 г. См. раздел «Долговые обязательства».

Обесценивание капиталовложений в совместные предприятия

За год, закончившийся 31 декабря 2015 г. Компания зарегистрировала обесценивание капиталовложений в совместные предприятия в размере 9,3 млрд. тенге (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) в результате обесценивания, зарегистрированного в отношении инвестиций в ТОО «Трубопровод Бейнеу-Шымкент». См. Примечание 13 к Финансовой отчетности 2015 года. За год, закончившийся 31 декабря 2014 года, Компания зарегистрировала обесценивание капиталовложений в совместные предприятия в размере 1,0 млрд. тенге в результате обесценивания, зарегистрированного в отношении капиталовложений в «CaspiBitum».

Обесценивание предоставленных займов

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала обесценивание предоставленных займов на сумму 11 млрд. тенге (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с 0,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года (на основании пересчитанных показателей 2014 года, включенных в Финансовую отчетность 2015 года), что отражает прирост на 10,9 млрд. тенге или 10 900,0%. Такой прирост, главным образом, связан с обесцениванием займов, предоставленных СП «KS EP» в связи с продлением ее операционной лицензии.

Доля прибыли в совместных предприятиях и ассоциированных организациях

В следующей таблице приводится информация относительно чистого дохода/(убытка) совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2014 и 2015
	2015	2014	
	<i>(млрд.тенге)</i>		
Компании:			
ТШО	162,2	315,8	(48,6)
КазРосГаз	36,3	29,5	23,1
МІВV	19,7	56,9	(65,4)
Казгермунай	2,7	35,4	(92,4)
Трубопровод Бейнеу-Мунай	(60,4)	(13,9)	334,5
Казахстанско-Китайский Трубопровод	(17,5)	(6,5)	169,2
ПКІ	(16,5)	23,0	(171,7)
Урал Груп Лимитед	(4,9)	(1,2)	308,3
ТОО «Казахойл-Актобе»	(0,4)	2,1	(119,0)
ТОО «Азиатский Газопровод»	—	(24,3)	(100,0)
Доля в (убытке)/прибыли других совместных предприятий и ассоциированных компаний	(8,2)	10,8	(175,9)
Итого	112,8	427,7	(73,6)

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, доля дохода от совместных предприятий и ассоциированных организаций снизилась на 314,9 млрд. тенге или на 73,6% до 112,8 млрд. тенге с 427,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года. Данное снижение, главным образом, произошло за счет снижения на 39,5 млрд. тенге или 171,7% доли Компании в прибыли КПИ, снижения на 153,6 млрд. тенге или 48,6% доли Компании от ТШО, снижении на 32,7 млрд. тенге или 92,4% доли Компании в прибыли от Казгермунай и снижении на 32,7 млрд. тенге или 65,4% в доле Компании от МІВV.

Увеличение в доле Компании в прибыли от КазРосГаз на 6,8 млрд. тенге или 23,1% за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с годом, завершившимся 31 декабря 2014 года, было, главным образом, связано с чистой курсовой прибылью, признанной КазРосГаз в результате девальвации тенге по отношению к доллару США в 2015 году и связанным воздействием на денежные средства, хранящиеся КазРосГаз на депозитах деноминированных в долларах США.

(Убыток)/Прибыль до выплаты подоходного налога

В результате приведенной выше информации Компания зарегистрировала чистую прибыль до выплаты подоходного налога за год, закончившийся 31 декабря 2015 года в размере 53,0 млрд. тенге (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с чистым убытком в размере 415,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года.

Расходы по подоходному налогу

Эффективная ставка налогообложения Компании увеличилась до 437,0% за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с 32,0% за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, главным образом из-за признания налогооблагаемой курсовой прибыли в размере 469,5 млрд. тенге в 2015 году в результате девальвации тенге в 2015 году. За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, ставка налога на сверхприбыль Компании до выплаты подоходного налога в размере 8,1 млрд. тенге, составила 15,3% по сравнению со ставкой налога на сверхприбыль Компании до выплаты подоходного налога в размере 11,5 млрд. тенге 2,8% за год, закончившийся 31 декабря 2014 года. См. «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность - Налогообложение*».

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала расходы на подоходный налог на сумму 231,5 млрд. тенге (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с 133,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, что отражает увеличение на 98,5 млрд. тенге или 74,1%. Данный прирост, главным образом, вызван увеличением корпоративного подоходного налога, как описано выше, а также увеличением налога на дивиденды и процентный доход, удерживаемого у источника выплаты.

Убыток за год от продолжающейся деятельности

В результате приведенной выше информации Убыток Компании за год от продолжающейся деятельности сократился на 370,3 млрд. тенге или 67,5% до 178,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) с 548,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года.

Прибыль за год после уплаты подоходного налога от прекращенной деятельности

Прибыль Компании после уплаты подоходного налога за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, от прекращенной деятельности составила 673,2 млрд. тенге (на основании пересчитанных показателей 2015 года, включенных в Финансовую отчетность 2016 года) по сравнению с 748,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, что отражает сокращение на 74,8 млрд. тенге или 10,0%. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности 2015 года.

Чистая прибыль за год

В результате действия перечисленных выше факторов, чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, составила 494,7 млрд. тенге по сравнению с 199,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, что отражает прирост на 148,3%. Чистая прибыль Компании за 2015 и 2014 год составила 45,2% и 18,9%, соответственно, от доходов Компании за указанные периоды.

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 и реализация нефтепродуктов, произведенных Компанией; транспортировка нефти; транспортировка и продажа газа; производство и реализация нефтепродуктов и реализация сырой нефти. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как "прочие" ввиду их незначительности. Операционные сегменты Компании включают в себя следующую деятельность:

- **Разведка и добыча нефти и газа, и продажа нефтепродуктов, собственного производства.** 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 сетью нефтепроводов в Казахстане, которая является крупнейшей сетью с точки зрения ее протяженности и пропускной способности. Результаты этой деятельности учитываются в составе производственного сегмента «Транспортировка нефти».
- **Продажа и транспортировка газа.** Компания владеет и управляет основной газотранспортной системой, которая включает 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. См. «- Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидности – Приобретения, прекращенная деятельность и потеря контроля – KMG International». Результаты этой деятельности указаны в составе производственного сегмента «Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов».
- **Прочие.** Сегмент «Прочие» включает обслуживающие дочерние организации Компании, оказывающие услуги по тепло- и электроснабжению, авиаперевозкам, охране и другим вспомогательным услугам, связанным с добычей нефти и газа.

В таблице ниже представлена информация о доходе, валовой прибыли и чистой прибыли операционных сегментов Компании за указанные периоды:

Сегмент	За год, завершившийся 31 декабря								
	2016	2015 ⁽¹⁾	2014	2016	2015 ⁽¹⁾	2014	2016	2015 ⁽¹⁾	2014
	Общие доходы (в млрд. тенге)			валовая прибыль за год			чистая прибыль за год		
Разведка и добыча нефти и газа и продажа собственных продуктов переработки нефти и газа	851,9	619,6	952,0	419,6	254,2	551,3	285,2	561,4	33,3
Транспортировка нефти	234,0	237,5	231,2	97,5	106,5	106,6	149,3	79,7	22,1
Продажа и транспортировка газа	502,0	374,3	329,0	153,7	97,2	86,5	95,7	(121,5)	(15,6)
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов	1 051,6	423,6	434,6	132,8	71,0	104,9	564,8	(360,4)	(82,0)
Прочие	123,0	101,7	126,9	(10,0)	(11,1)	6,0	(697,2)	370,9	264,4
Исключение взаиморасчетов	(905,1)	(662,9)	(1 022,4)	(497,9)	(514,3)	(910,5)	(37,7)	(35,4)	(23,0)
Итого	1 857,4	1 093,8	1 051,3	295,7	3,4	(55,3)	360,2	494,7	199,2

Примечание:

(1) Пересчитано. См. «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации - Пересчеты» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.

Разведка и добыча нефти и газа и продажа нефтепродуктов собственного производства

Сегмент «разведка и добыча нефти и газа» Компании является вторым по величине сегментом Компании с точки зрения дохода до исключения взаиморасчетов и является самым прибыльным сегментом Компании с точки зрения валовой прибыли и вторым по величине сегментом Компании

с точки зрения чистой прибыли. Весь доход сегмента был получен от внешних заказчиков (*то есть*, неаффилированных лиц и совместных предприятий) за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., соответственно.

РД КМГ, на который приходилось 53,7%, 54,4% и 54,9% от общих объемов добычи нефти Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., соответственно, продает часть добытой нефти внешним клиентам.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 37,5% до 851.9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 619.6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 65,1%, составив сумму в размере 419.6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 254.2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Такие увеличения дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за год, завершившийся 31 декабря 2016 года в сравнении с годом, завершившимся 31 декабря 2015 года, главным образом, обусловлены девальвацией тенге по отношению к доллару США во второй половине 2015 года.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту сократился на 34,9% до 619.6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 952.0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте сократилась на 53,9%, составив сумму в размере 254.2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с доходом в размере 551.3 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. Такие сокращения дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за год, завершившийся 31 декабря 2015 года в сравнении с годом, завершившимся 31 декабря 2014 года, главным образом, обусловлены падением средней цены на сырую нефть в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

Чистая прибыль по сегменту разведки и добычи нефти и газа сократилась на 49,2% до 285.2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 561.4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года преимущественно в результате падения средней цены на сырую нефть в 2016 году по сравнению с 2015.

Чистая прибыль по сегменту разведки и добычи нефти и газа увеличилась на 1 585,9% до 561.4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 г. по сравнению с 33.3 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014, отражая, в основном, результат девальвации тенге по отношению к доллару во второй половине 2015 года.

Транспортировка нефти

Сегмент «транспортировка нефти» является четвертым по величине сегментом Компании по объему дохода, четвертым по величине сегментом Компании по валовой прибыли и третьим по величине сегментом Компании по чистой прибыли. 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 годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., соответственно, 81,6%, 81,6% и 82,5% совокупного дохода сегмента были получены от внешних клиентов, а 18,4%, 18,4% и 17,5% от внутренних клиентов; 84,1%, 84,8% и 84,4% совокупного дохода сегмента были получены от внешних клиентов (*то есть*, Компании и ее дочерних предприятий).

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту сократился на 1,5% до 234.0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 237.5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте сократилась на 8,5% до 97.5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 106.5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Такие сокращения дохода, главным образом, обусловлены сокращением экспортной транспортировки сырой нефти на 10% в 2016 году по сравнению с 2015 годом, что частично было возмещено приростом в тарифах на транспортировку сырой нефти.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 2,7% до 237.5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 231.2 млрд. тенге за год,

завершившийся 31 декабря 2014 года, в основном в результате увеличения экспортного тарифа, утвержденного Комитетом по естественным монополиям в 2014 году, а также увеличения объемов транспортируемой сырой нефти. Валовая прибыль, отнесенная к сегменту, сократилась на 0,1% до 106,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 106,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года.

Чистая прибыль по сегменту транспортировки нефти увеличилась на 87,3% до 149.3 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 79.7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, главным образом, в результате девальвации тенге по отношению к доллару США во второй половине 2015 года.

Чистая прибыль сегмента транспортировки нефти увеличилась на 260,6% до 79.7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с 22.1 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, главным образом, в результате девальвации тенге по отношению к доллару США во второй половине 2015 года.

Продажа и транспортировка газа

Сегмент «продажа и транспортировка газа» является третьим по величине сегментом Компании по объему дохода, вторым по величине сегментом Компании по валовой прибыли и четвертым по величине сегментом Компании по чистой прибыли. Компания получает доход от продажи и транспортировки газа за счет взимания КТГ тарифов со своих клиентов по долгосрочным договорам на продажу и транспортировку природного газа по принадлежащей КТГ системе газопроводов. В доход Компании от транспортировки входят также платежи, произведенные вместо отгрузок по договорам «транспортируй 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 34,1% до 502.0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 374.3 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 58,1% до 153.7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 97.2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Такое увеличение дохода, в основном, относится к увеличению продаж экспортных объемов газа на 1,7 млрд.м³ в 2016 году, по сравнению с 2015 годом, а также к увеличению продаж газа на внутреннем рынке на 0,4 млрд.м³, что поддерживалось девальвацией тенге по отношению к доллару во второй половине 2015 года.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту увеличился на 13,8% до 374.3 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с 329,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 12,4% до 97.2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с 86.5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. Такое увеличение, главным образом, обусловлено повышением стоимости проданных товаров и оказанных услуг.

Чистая прибыль сегмента продажи и транспортировки газа составила 95,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, в основном в результате увеличения объемов продаж газа на экспорт на 1,7 млрд. м³ в 2016 году и увеличением продаж газа на внутреннем рынке на 0,4 млрд.м³, что поддерживалось девальвацией тенге по отношению к доллару во второй половине 2015 года. Чистый убыток сегмента продажи и транспортировки газа составил 121,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, главным образом, в результате сокращения транзитных объемов газа Газпрома через систему трубопроводов ИЦА. Чистый убыток сегмента продажи и транспортировки газа составил 15,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что, в свою очередь, главным образом, связано с сокращением доли КТГ в прибыли и убытках совместных предприятий и, в частности, АГП, которая понесла курсовые убытки в 2014 году.

Переработка и продажа сырой нефти и продажа нефтепродуктов

Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов – это крупнейший сегмент Компании с точки зрения дохода до исключения взаиморасчетов. Этот сегмент не являлся прибыльным сегментом в последние годы, предшествовавшие 2016 году. За годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 31 декабря 2015 и 31 декабря 2014 года 94,4%, 98,9% и 95,0% совокупного дохода этого сегмента было получено от внешних клиентов, а 5,6%, 1,1% и 5% от внутренних клиентов, соответственно. Этот сегмент также является третьим по величине сегментом Компании с точки зрения валовой прибыли и самым крупным сегментом Компании с точки зрения чистой прибыли.

Значительная часть нефти, которая была переработана для продажи на местном рынке в 2015 и 2014 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 годы, закончившиеся 31 декабря 2016 года и 2015 года, 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 годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 года, соответственно, имели существенное негативное воздействие на данный сегмент.

Чистая валовая прибыль сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов составила 12,6% за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 16,8% за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, и 24,1% за год, завершившийся 31 декабря 2014 года.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 148,3% до 1 051,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 423,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Такое увеличение дохода, главным образом, обусловлено Сделкой по предварительной продаже нефти ТШО. Валовая прибыль, связанные с данным сегментом, увеличилась на 87,0% до 132,8 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 71,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Такой прирост, главным образом, связан с увеличением объемов сырой нефти, перерабатываемых на Атырауском НПЗ, а также с увеличением тарифов на переработку на Атырауском НПЗ до 20 501,0 тенге с 11 807,6 тенге, и на Павлодарском НПЗ до 14 895,2 тенге с 8 641,6 тенге.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту сократился на 2,5% до 423,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с 434,6 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. Такое сокращение, главным образом, обусловлено падением цен на сырую нефть и продукты нефтепереработки в 2015 году по сравнению с 2014 годом. Валовая прибыль по настоящему сегменту сократилась на 32,3% до 71,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с 104,9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. Такое сокращение, главным образом, обусловлено падением цен на сырую нефть и продукты нефтепереработки в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

Чистая прибыль сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов до исключения взаиморасчетов увеличилась на 256,7% до 564,8 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с чистым убытком в размере 360,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Такой прирост был, главным образом, связан со Сделкой по предварительной продаже нефти ТШО, а также с увеличением объемов сырой нефти, перерабатываемых на Атырауском НПЗ, а также с увеличением тарифов на переработку на Атырауском НПЗ до 20 501,0 тенге с 11 807,6 тенге, и на Павлодарском НПЗ до 14 895,2 тенге с 8 641,6 тенге. См. «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Результаты деятельности за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с годом, завершившимся 31 декабря 2015 года».

Чистый убыток сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов до исключения взаиморасчетов увеличился 339,5% до чистого убытка в размере 360,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, по сравнению с чистым убытком в размере 82,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. Такое увеличение, главным образом, обусловлено

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

реклассификацией определенных статей, связанных с KMG International, как активов, предназначенных для продажи.

Прочее

Сегмент «прочее» включает в себя сервисные дочерние организации Компании, оказывающие услуги по тепло- и электроснабжению, по авиаперевозкам, охране и иные услуги в области нефти и газа. Данный сегмент является самым маленьким сегментом Компании с точки зрения дохода до исключения взаиморасчетов, валовой и чистой прибыли. Совокупный доход данного сегмента состоял из 65,3%, 78,8% и 83,3% дохода от внешних заказчиков и 31,7%, 21,2% и 16,7% дохода от внутренних заказчиков за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 31 декабря 2015 и 31 декабря 2014 г., соответственно.

Доход до исключения взаимозачетов по данному сегменту увеличился на 20,9%, до 123,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 101,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года в результате предоставления новых услуг внутри группы компаний «KMG Global Solutions» Компании. Валовый убыток сократился на 9,9% до 10,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с валовым убытком 11,1 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, главным образом, из-за увеличения тарифов на некоторые услуги.

Доход до исключения взаимозачетов по данному сегменту сократился на 19,9%, до 101,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с 126,9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, по причине реклассификации статей, связанных с KMG International, Евроэйжаэйр и Казахстанским Институтом Нефти и Газа, в активы, предназначенные для продажи. Валовый убыток составил 11,1 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с валовой прибылью 6,0 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года.

Чистый убыток сегмента «прочее» увеличился на 288,0% до 697,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 г., по сравнению с чистой прибылью в размере 370,9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, главным образом, благодаря Сделке ТШО на предварительную продажу нефти. См. «*Результаты деятельности за год, завершившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с годом, завершившимся 31 декабря 2015 года*».

Чистая прибыль сегмента «прочее» увеличилась на 40,3 % до 370.9 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 г. по сравнению с 264.4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014, прежде всего, по причине увеличения тарифов на некоторые услуги.

Ликвидность и собственные фонды

Движение денежных средств

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

	За год, завершившийся 31 декабря			% разница между годами, закончившимися 31 декабря	
	2016	2015 <i>(млрд. тенге)</i>	2014	2015 и 2016	2014 и 2015
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	1,276.2	146.4	268.5	771.7	(45.4)
Чистые денежные потоки, (использованные для)/ полученные от инвестиционной деятельности	(863.6)	1,222.9	(149.4)	(170.6)	(918.5)
Чистые денежные потоки, (использованные для)/ полученные от финансовой деятельности	(312.0)	1,630.5	238.0	(119.1)	585.1

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

За год, завершившийся 31 декабря 2016 г., чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 1 276,2 млрд тенге по сравнению с 146,4 млрд тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 г., что соответствует росту на 1 129,8 млрд тенге, или 771,7%. Такой рост, был, прежде всего, обусловлен принятием на баланс 1 012,0 млрд. тенге денежных средств в отношении изменений в предоплате по договорам поставки нефти, которые, в свою очередь, были результатом получения денежной выручки по Сделке по предварительной продаже нефти ТШО. См. «Деятельность – Разведка и Добыча – Крупные промышленные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – ТШО – Сделка ТШО по предварительной продаже нефти».

За год, завершившийся 31 декабря 2015 года чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 146,4 млрд. тенге по сравнению с 268,5 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 г., т.е. произошло сокращение на 122,1 млрд. тенге или 45,5%. Данное сокращение, главным образом, обусловлено сокращением на 137,4 млрд. тенге или 24,6% притока средств от операционной деятельности, связанного, прежде всего, с увеличением изменений в других активах.

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 год, завершившийся 31 декабря 2016 г., чистые денежные средства, используемые в целях инвестиционной деятельности, составляли (863.6) млрд. по сравнению с чистыми денежными потоками от инвестиционной деятельности в размере 1 222,9 млрд. за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Чистые денежные средства, используемые для инвестиционной деятельности за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, главным образом, связаны с денежными средствами, используемыми для размещения банковских депозитов, а также для приобретения имущества, заводов и оборудования, нематериальных активов, инвестиционного имущества, разведывательных и оценочных активов, приобретения совместных предприятий, взносов в них, а также для предоставления займов связанным сторонам.

За год, завершившийся 31 декабря 2015 г., чистые денежные средства от инвестиционной деятельности составляли 1 229,0 млрд тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года по сравнению с денежными средствами, используемыми в целях инвестиционной деятельности в размере 149,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014. Денежные средства от инвестиционной деятельности в 2015 году отражают, главным образом, 1 372,5 млрд. тенге денежных средств, полученных в качестве выручки от продажи 50,0% доли Компании в KMG Kashagan B.V. «Самрук-Казына», которые были частично зачтены: 557,4 млрд. тенге денежных средств, используемых для покупки имущества, заводов и оборудования, нематериальных активов, инвестиционного имущества, разведывательных и оценочных активов, а также 111,3 млрд. тенге денежных средств, используемых для предоставления займов связанным сторонам.

Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности в 2014 году, главным образом, представляют собой 558,9 млрд. тенге денежных средств, использованных для приобретения имущества, заводов и оборудования, нематериальных активов, инвестиционного имущества, разведывательных и оценочных активов, которые были частично возмещены 302,4 млрд. тенге денежных средств из дивидендов, полученных от совместных предприятий и ассоциированных компаний.

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

За год, завершившийся 31 декабря 2016 г., чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 312,0 против чистых денежных средств, полученных от финансовой деятельности за год, завершившийся 31 декабря 2015 г., в размере 1 630,5 млрд тенге. Объем чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности в 2016 году, прежде всего, обусловлен погашением займов в размере 316,8 млрд тенге, которые были частично возмещены выручкой от займов в размере 530,5 млрд. тенге.

За год, завершившийся 31 декабря 2015 г., чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 1 630,5 млрд. тенге по сравнению с чистыми денежными средствами, полученными от финансовой деятельности, за год, завершившийся 31 декабря 2014 г., в размере 238,0 млрд тенге. Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности в 2015 году, главным образом, представляют собой 1 902,4 млрд. тенге денежных средств, использованных для погашения займов в результате тендерного предложения на Облигации, полученные в рамках Программы, проводимой в декабре 2015 года, которые были частично возмещены 281,8 млрд. тенге выручки от займов. Чистые денежные средства от финансовой деятельности в 2014 году, главным образом, представляли собой 682,3 млрд. тенге выручки от займов, которая была частично возмещена 326,5 млрд. тенге денежных средств, использованных для погашения займов. См. «Долговые обязательства».

Депозиты в казахстанских банках

На 31 декабря 2016 года, объем текущих счетов денежных средств и депозитов Компании, размещенных в казахстанских банках, составил 3,2 млрд. долл. США (по сравнению с 2,5 млрд. долл. США на 31 декабря 2015 г., и 4,7 млрд долл. США на 31 декабря 2014), причем депозиты, открытые в Казкоммерцбанке, составляли 0,5 млрд. долл. США (по сравнению с 0,3 млрд. долл. США на 31 декабря 2015 г. и 0,9 млрд долл. США на 31 декабря 2014), депозиты, открытые в Halyk Bank, составляли 2,2 млрд. долл. США (по сравнению с 1,7 млрд. долл. США на 31 декабря 2015 г. и 1,4 млрд долл. США на 31 декабря 2014). В БТА Банке не было текущих счетов денежных средств и депозитов (по сравнению с отсутствием денежных средств и депозитов на 31 декабря 2015 г. и на 31 декабря 2014 г.).

Политика «Самрук-Казына» в отношении контролируемых ею юридических лиц (включая Компанию) заключается в том, чтобы ограничить их денежные средства и их эквиваленты (включая депозиты) в международных банках до 10% от общей суммы, несмотря на отсутствие правовых последствий нарушения такой политики. В зависимости от уровня денежных средств, поддерживаемых Компанией, соблюдение такой политики может увеличить зависимость Компании от банковского сектора Казахстана. На 31 декабря 2016 года некоторые члены группы Компании, включая РД КМГ, не соблюдали данную политику в результате высокого уровня денежных депозитов, имеющих у таких юридических лиц. См. «Факторы риска – Риски, связанные с деятельностью Компании – Компания подвержена ситуации в банковском секторе Казахстана».

Существенные безналичные сделки

В течение лет, закончившихся 31 декабря 2016 и 2015 года, Компания заключала существенные безналичные и иные сделки, не отраженные в консолидированных отчетах Компании о движении денежных средств.

В году, закончившемся 31 декабря 2016 г., Компания зарегистрировала (i) капитализацию расходов на займы в размере 28,5 млрд. тенге; (ii) кредиторскую задолженность по необоротным активам в размере 14,9 млрд. тенге; (iii) предоплату по необоротным активам в размере 14,5 млрд.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

тенге; (iv) приобретение необоротных активов в размере 131,7 млрд. тенге; и; (v) хеджирование прибыли (убытка) по переводу заимствованных средств, деноминированных в долларах США в размере 37,9 млрд. тенге.

В течение года, завершившегося 31 декабря 2015 г., Компания (i) отразила в отчетности прирост торговой кредиторской задолженности за приобретение недвижимости, машин и оборудования в размере 30,5 млрд тенге; (ii) дополнительные платежи в капитал в размере 13,4 млрд. тенге, которая представляет справедливую стоимость косвенной доли «Самрук-Казына» в КСКП, которой Компания (через Соöperatieve KazMunaiGaz U.A, свою дочернюю компанию) владеет для «Самрук-Казына» на доверительном управлении; и (iii) предоплату за необоротные активы в размере 33,9 млрд. тенге.

Капитальные затраты

Информация по общим капитальным затратам Компании по сегментам за указанные периоды, включая приобретения путем слияния, приведена в таблице ниже.

	За год, завершившийся 31 декабря			% изменения между годами, закончившимися 31 декабря	
	2016	2015	2014	2015 и 2016	2014 и 2015
	<i>(млрд. тенге)</i>				
Разведка и добыча нефти и газа.....	147,3	251,8	254,7	(41,5)	(1,1)
Транспортировка нефти.....	42,6	80,1	68,5	(46,8)	16,9
Продажа и транспортировка газа	88,9	96,7	304,6	(8,1)	(68,3)
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов.....	233,3	167,3	96,9	39,5	72,7
Прочие исключения	42,1	30,6	40,4	37,6	(24,3)
Общие капитальные затраты	554,1	626,4	765,2	(13,1)	(18,1)

За год, завершившийся 31 декабря 2016 г., наиболее существенные капитальные затраты Компании включали: программу модернизации, обеспечение производства и увеличения объемов РД КМГ (95,1 млрд. тенге), модернизацию НПЗ КМГ ПМ, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов и установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ (431,7 млрд. тенге); реконструкцию системы трубопроводов КТГ (104,9 млрд. тенге); реконструкция системы трубопроводов КТО (38,2 млрд. тенге).

На конец года, завершившийся 31 декабря 2015 года, наиболее существенные капитальные затраты Компании включали: разведку и добычу в рамках Северо-Каспийского морского проекта (159,4 млрд. тенге); обеспечение производства и увеличения объемов при капитальных затратах РД КМГ (101,2 млрд. тенге), модернизацию НПЗ КМГ ПМ, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов и установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ (135,4 млрд. тенге); реконструкцию системы трубопроводов КТГ (83,5 млрд. тенге); реконструкция системы трубопроводов КТО (78,3 млрд. тенге).

На конец года, завершившийся 31 декабря 2014 года, самые важные капитальные затраты Компании, включали разведку и добычу в пределах Северо-Каспийского морского проекта (90,1 млрд. тенге); капитальные затраты РД КМГ на поддержание производственных уровней (128,2 млрд. тенге); модернизация НПЗ КМГ ПМ, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов на Атырауском НПЗ (86,1 млрд. тенге); реконструкции системы трубопроводов КТГ (57,8 млрд. тенге); реконструкция системы трубопроводов КТО (75,6 млрд. тенге); реконструкция Петромида НПЗ (9,8 млрд. тенге).

На разведку и добычу в нефтегазовом сегменте пришлось 27,1%, 40,2% и 33,3% от всех капитальных затрат Компании за год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. соответственно. Капитальные затраты на разведку и добычу за год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., в основном представляли собой затраты на проекты исследования дна и разведку, и разработку в рамках Северо-Каспийского морского проекта. В течение годов,

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

закончившихся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 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 пришлось 7,8%, 12,8% и 9,0% капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., самые крупные проекты в сегменте продажи и транспортировки газа с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) были связаны с реконструкцией систем трубопроводов КТО.

На сегмент продажи и транспортировки газа пришлось 16,3%, 15,4% и 39,8% капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., самые крупные проекты в сегменте продажи и транспортировки газа с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) были связаны с реконструкцией систем трубопроводов КТГ.

На сегмент переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов пришлось 42,9%, 26,7% и 12,7% капитальных затрат Компании за год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., самые крупные проекты в сегменте переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) были связаны с модернизацией НПЗ КПП ПМ, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов и установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ.

Сегмент «прочее» составлял 7,7%, 4,9% и 5,3% капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., крупнейшими проектами в сегменте переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов была модернизация НПЗ КМГ ПМ.

В 2016 году наиболее значительные капитальные затраты совместных предприятий Компании включали ТШО (612,0 млрд. тенге), AGP (74,9 млрд. тенге), BSGP (93,6 млрд. тенге) и Шымкентский НПЗ (57,7 млрд. тенге). В 2015 году наиболее значительные капитальные затраты совместных предприятий Компании включали ТШО (399,6 млрд. тенге), AGP (131,9 млрд. тенге), BSGP (36,8 млрд. тенге) и Шымкентский НПЗ (18,4 млрд. тенге). В 2014 году наиболее значительные капитальные затраты совместных предприятий Компании включали ТШО (330,5 млрд. тенге), AGP (192,7 млрд. тенге) и BSGP (42,8 млрд. тенге).

В таблице ниже приведена смета расходов Компании за отчетные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря				
	2017(Е)	2018(Е)	2019(Е)	2020(Е)	2021(Е)
	(млрд. тенге)				
Разведка и добыча нефти и газа.....	201,8	221,8	238,2	274,1	279,7
Транспортировка нефти.....	32,5	34,4	28,5	33,3	33,3
Продажа и транспортировка газа.....	95,4	33,8	38,1	39,6	25,6
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов.....	252,9	10,2	13,7	9,2	25,8
Другое.....	18,8	2,7	2,2	2,4	3,0
Итого капитальные затраты.....	601,4	302,8	320,7	358,7	367,4

За год, завершившийся 31 декабря 2017 г., сметные капитальные расходы составили 560,1 млрд. тенге, из которых 181,2 млрд. тенге было потрачено на 31 марта 2017 года. Наиболее значительные капитальные затраты Компании, предусмотренные в бюджете на 2017 г., включали капитальные затраты РД КМГ на программу модернизации и поддержание производственных уровней (108,6 млрд. тенге); модернизацию НПЗ КМГ ПМ, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов и установки по переработке глубоко залегающей нефти на Атырауском НПЗ (147,5 млрд. тенге); проект реконструкции и модернизации

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Павлодарского НПЗ (45,9 млрд. тенге); модернизацию системы трубопроводов КТГ (95,4 млрд. тенге); реконструкцию системы трубопроводов КТО (32,5 млрд. тенге).

Компания планирует инвестировать более 1 951,1 млрд. тенге в течение следующих пяти лет на следующие проекты:

- обеспечение производства и увеличение объемов производства на РД КМГ (515,6 млрд. тенге);
- модернизация Атырауского НПЗ (147,5 млрд. тенге, включая (i) 3,3 млрд. тенге на строительство установки по производству ароматических углеводородов, и (ii) 144,2 млрд. тенге на строительство установки по глубокой переработке нефти);
- реконструкция Павлодарского НПЗ (45,9 млрд. тенге);
- другие проекты поисково-разведочных работ Компании (271,1 млрд. тенге).

Кроме того, план о совместном предприятии Компании относительно расходования 10 711,4 млрд. тенге на последующие пять лет на следующие важные проекты:

- проекты расширения на Тенгизском месторождении, осуществляемые ТШО (10 048 млрд. тенге);
- развитие газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент на BSGP (37,0 млрд. тенге);
- переоборудование Шымкентского НПЗ (553,1 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 36 к Финансовой отчетности 2016 года и Примечание 36 к Финансовой отчетности за 2015.

Обязательства в совместных предприятиях

Некоторые из совместных предприятий Компании (ТШО, КПО, 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, а также косвенным участником КПО, ТОО «Жамбай», «Каспиан Меруерти Оперейтинг Кампани Б.В.» и ТОО «Курмангазы Петролеум» через ТОО «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз» (далее - «КазМунайТениз»), соответственно, 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

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, Айракты и Кумырлы в Жамбыльской области, Южный Казахстан. Срок действия Контракта определен в 31 год. В ноябре 2003 года КТГ приступило к добыче и продаже газа с месторождения Амангельды.

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

Эти платежи включают в себя бонус коммерческого обнаружения, роялти и определенные налоги. Бонус коммерческого обнаружения определен в размере 0,05% от обнаруженных промышленных запасов углеводородов.

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 Министерства энергетики и минеральных ресурсов, предшественника Министерства энергетики («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 2016 года, у Компании не было никаких обязательств по минимальным рабочим программам.

В соответствии с минимальной рабочей программой по договору недропользования в период с 2014-2015 гг. «Амангельды Газ» должна была инвестировать сумму в размере 8,4 млрд. тенге для дальнейшей разведки углеводородов. В соответствии с письмом Министерства Нефти и Газа №08-03.26289 от 12 ноября 2015 года период разведки был продлен до 12 декабря 2018 года.

Рабочая программа на 2014-2017 гг. по разработке месторождения Жаркум на сумму 2,8 млрд. тенге была одобрена в соответствии с Приложением №8 от 22 октября 2014 года к Договору недропользования.

В соответствии с условиями договора недропользования, долгосрочные обязательства перед Правительством определены для «Амангельды Газ» в размере 22,0 млн. долларов США, напрямую связанные с приобретением геологических и геофизических данных, а также расходы на буровые работы, понесенные государством.

В отношении месторождения «Амангельды Газ», добыча на котором началась в 2003 году, оплата 11,4 млн. долларов США должна осуществляться ежеквартально в течение 10 лет после даты начала добычи. Компания признала обязательства месторождения Амангельды Газ в отношении оплаты исторических затрат до 2018 года. Балансовая стоимость обязательств определяется путем дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по номинальной ставке до налогообложения в размере 7,0%. В отношении месторождения Жаркум, где добыча была начата в конце 2014 года, обязательства по возмещению исторических затрат в размере 83 740 долларов США были признаны полностью на 31 декабря 2015 года и были оплачены одним траншем в январе 2016 года.

График погашения оставшихся исторических затрат в сумме 10,5 млн. долларов США будет обсуждаться с Правительством после подтверждения коммерческого обнаружения газа на месторождениях Северный Учарал, Учарал-Кемпиртобе, Анабай, Айракты и Кумырлы, а также на блоках XXXIV-49, 50, 51 и XXXV-50.

30 мая 2016 года в соответствии с Приложением №2, подписанным Компанией и Министерством энергетики, КТГ получила право использования недр на участке Карсу, расположенном в Мангистауской области, по договору на разведку запасов углеводородов №39949-УВС от 1 октября 2013 года. До 30 мая 2016 года право на использование недр принадлежало Компании. По условиям договора продолжительность работ по разведке составляет шесть лет с 1 октября 2013 по 1 октября 2019 года.

По состоянию на 31 декабря 2016 КТГ не выполнила полностью рабочую программу в рамках договора. Руководство полагает, что неоплаченную сумму можно перевести в последующие годы, и что такой перевод не приведет к расторжению договора недропользования.

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

На 31 декабря 2016 г. КТО имело контрактные обязательства по приобретению имущества, машин и оборудования, и строительных услуг на сумму 25,6 млрд. тенге.

На 31 декабря 2016 года КТО имело контрактные обязательства своих совместных предприятий по приобретению имущества, машин и оборудования, и строительных услуг на сумму 0,1 млрд. тенге.

Контрактные обязательства KMG Kashagan B.V.

По состоянию на 31 декабря 2016 года KMG Kashagan B.V. имела обязательства по капитальным затратам на приобретение, строительство и разработку своей целевой доли в разведывательных и оценочных активах, а также на развитие нефтегазовых активов на сумму 2 186,6 млн. долларов США.

Контрактные обязательства MMG

Месторождения газа и нефти MMG расположены на участке, принадлежащем Мангистаускому районному управлению. В соответствии с Соглашением о недропользовании, MMG 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, завершившийся 31 декабря 2016 г., обязательства MMG в отношении капитальных и эксплуатационных расходов составляли 371,6 млрд. тенге, включая обязательства по бурению 87 скважин. На 31 декабря 2016 г., MMG понесло расходы в размере 467,5 млрд. тенге в отношении капитальных и эксплуатационных расходов, пробурило 172 скважины. Руководство полагает, что на 31 декабря 2016 г., MMG 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 Компании. На 31 декабря 2013 г., MMG еще не согласовало ежегодную минимальную рабочую программу для 2013 г. с ЗапКазНедра.

На 31 декабря 2016 года MMG имело инвестиционные обязательства по рабочей программе на сумму 19,9 млрд. тенге на 2017 г. и 56,3 млрд. тенге на период с 2018 по 2028 гг.

Обязательства по контрактам недропользования

На 31 декабря 2016 года Компания имела следующие обязательства по минимальным рабочим программам в соответствии с условиями лицензий, СРП и соглашениями о пользовании недрами, заключенных с правительством:

Год	Капитальные затраты	Операционные затраты
	<i>(млрд. тенге)</i>	
2017.....	137,2	9,2
2018.....	20,9	4,7
2019.....	16,6	5,3
2020.....	18,3	5,6
2021-2048	12,2	18,3
Итого.....	195,2	43,1

См. Примечание 34 к Финансовой отчетности за 2015 г. и Примечание 34 к Финансовой отчетности за 2016 г. в отношении дополнительных обязательств, принятых Компанией.

Контрактные обязательства КазГерМунай

На 31 декабря 2016 года доля Компании в обязательствах КазГерМунай составила 11,2 млрд. тенге в отношении минимальной рабочей программы в рамках лицензий на месторождения нефти и разведку.

Контрактные обязательства UGL

На 31 декабря 2016 г. доля Компании в обязательствах UGL составила 4,9 млрд. тенге в отношении минимальной рабочей программы в рамках лицензий на месторождения нефти и разведку.

Контрактные обязательства КМГ ПМ

На 31 декабря 2016 года капитальные затраты КМГ ПМ составили 600,1 млрд. тенге и, главным образом, представляли собой инвестиционные обязательства Атырауского НПЗ и Павлодарского НПЗ в отношении проектов модернизации и НПЗ.

Инвестиционные обязательства КРО

На 31 декабря 2016 г. доля Компании в инвестиционных обязательствах КРО по приобретению, строительству и развитию нефтегазовых активов составила 27,2 млрд тенге за 2016 г.

Обязательства KMG International Group

На 31 декабря 2016 года Rompetrol Rafinare приняла на себя обязательства по капитальным расходам на сумму 55,0 млн. долларов США в отношении увеличения производственной мощности и соответствия Евро стандартам на Петромидиа НПЗ.

На 31 декабря 2016 года Ромпетрол Rafinare имело негрупповые обязательства на сумму 144,2 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.

КТГ Аймак

В соответствии с договором о займе газа КТГ Аймак имеет обязательства перед «PetroChina» о возмещении расходов и убытков, понесенных «PetroChina» из-за займа газа и его возврата. В 2014 году «PetroChina» потребовала возмещения по 2, 3 и 4 траншам займа газа на общую сумму 29,9 млрд. тенге. Компания проанализировала возмещаемые расходы, которые потребовала «PetroChina», и признала расчетные обязательства на сумму 24,4 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года (2015: 24,8 млрд. тенге). Руководство находится в процессе переговоров с «PetroChina» по согласованию суммы к возмещению. На 31 декабря 2016 года расчетные обязательства в сумме 73,1 млн. долларов США была ревальвированы по официальному обменному курсу 333,29 тенге за 1 доллар США.

Долговые обязательства

За последние несколько лет консолидированная задолженность Компании уменьшилась в долларах США и осталась относительно стабильной в тенге.

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 31 декабря		
	2016	2015	2014
	<i>(млрд. тенге, кроме процентных отношений)</i>		
Всего заимствований	3 072,5	3 228,9	3 097,7
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	2 099,7	2 185,7	2 284,7
Средневзвешенное значение фиксированной ставки вознаграждения	7,93%	7,82%	7,12%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	972,9	1 043,2	813,0
Средневзвешенное значение плавающей ставки вознаграждения	4,57%	4,40%	9,00%
Займы, деноминированные в долларах США	2 846,1	3 007,5	2 845,5
Займы, деноминированные в тенге	226,4	221,3	210,2
Займы, деноминированные в евро	—	—	29,6
Займы, деноминированные в других валютах	—	—	12,4
Краткосрочные	366,4	296,5	670,5
Долгосрочные	2 706,1	2 932,3	2 427,2

По состоянию на 31 декабря 2015 г. общая сумма заимствований Компании сократилась на 4,8% до 3 072,5 млрд тенге с 3 228,9 млрд тенге. Такое сокращение было в значительной степени обусловлено возвратом основного долга в размере 400 млн. долларов США в отношении синдицированного займа, частичного погашения местных облигаций, на которые был подписан АО «Банк Развития Казахстана» на общую сумму 106 млрд. долларов США, и погашений по графику задолженности КМГ ПМ. Долгосрочные заимствования Компании (за исключением текущей части долгосрочной задолженности) сократилась до 2 706,1 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2016 г. с 2 932,3 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2015 г. по приведенным выше основаниям. См. «Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий».

По состоянию на 31 декабря 2015 г. общая сумма заимствований Компании увеличилась на 4,2% до 13 228,9 млрд. тенге с 3 097,7 млрд. тенге. Рост был в значительной степени обусловлен девальвацией тенге по отношению к доллару США в 2015 году. По состоянию на 31 декабря 2015 года официальный обменный курс тенге к доллару США, установленный НБРК, составил 339,47 тенге за 1 доллар США по сравнению с 182,35 тенге на 31 декабря 2014 года. Прирост был частично возмещен досрочным погашением основного долга на сумму 3,7 млрд. долларов США Облигаций, выпущенных в рамках Программы в декабре 2015 года, а также погашением по графику 1,5 млрд. долларов США Облигаций, выпущенных в рамках Программы, и 800 млн. долларов США в отношении синдицированных займов.

Финансовая политика

Цели финансовой политики Компании:

- измерять, ограничивать и управлять финансовыми рисками 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.

Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий

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

- В мае 2016 года ИЦА заключила кредитный договор на 140,0 млн. долларов США с Европейский Банком Реконструкции и Развития («ЕБРР») для целей рефинансирования. На 31 декабря 2016 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту составляла 140,0 млн. долларов США.
- В мае 2016 года АО «КазТрансГаз Аймак» («КТГ Аймак») заключила кредитный договор на сумму 20 млрд. тенге с ЕБРР, с целью финансирования продления и модернизации распределительных сетей, и финансирования капитальных затрат на техническое обслуживание. На 31 декабря 2016 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту составляла 1,4 млрд. тенге.
- В октябре 2015 года КТГ Аймак выпустила Облигации на сумму 3,78 млрд. тенге со ставкой 7,50% годовых со сроком погашения в декабре 2018 года. Облигации зарегистрированы на KASE.
- 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. На 31 декабря 2016 года непогашенная сумма основного долга по данному кредитному договору была 133,3 млрд. тенге.
- 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. («Кредит Raiffeisen»). Поступления по кредиту были использованы для погашения синдицированного кредита в размере 250 млн долл. США, соглашение о предоставлении которого было заключено Rompetrol в феврале 2012.
- 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 31 декабря 2016 года г. непогашенная сумма основного долга по кредиту составляла 11,1 млрд тенге.
- В декабре 2013 г. КТГ, КТГ Аймак и ИЦА заключили соглашение о возобновляемой кредитной линии с Citibank N.A. Nassau/Citibank Казахстан на сумму 100 млн. долларов США, выручка от которой была использована в общих корпоративных целях. Сумма основного долга, доступного по кредиту, была в последующем увеличена до 200 млн. долларов США в декабре 2014 года, и кредитор заменен с Citibank N.A.Nassau на Citibank N.A.Jersey в мае 2016 года. По состоянию на 31 декабря 2016 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту составляла 160,6 млн. долларов США.
- 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 31 декабря 2016 г. непогашенная сумма основного долга по кредиту составляла 7,3 млрд. тенге.

- В декабре 2014 года ПНХЗ заключил договор займа с АО «Банк Развития Казахстана» на общую сумму 51,5 млрд. тенге в связи с финансированием, связанным с проектом модернизации на Павлодарском НПЗ. Суммы по данному договору займа предоставляются по ставке 7% годовых со сроком погашения в декабре 2024 года. По состоянию на 31 декабря 2016 года непогашенная сумма основного долга по данному договору займа составляет 154,4 долларов США.
- В апреле 2015 года «KMG Trading AG» заключила кредитный договор на 360 млн. долларов США и, вместе с KMG International и группой компаний KMG International, ипотечный договор с Banca Commerciala Romana S.A., Unicredit Tiriac Bank Sa, Raiffeisen Bank SA ING Bank NV Bucharest Branch и Bancpost SA. Суммы по данному кредитному договору предоставляются по ставке LIBOR+2,75% годовых и срок погашения наступает в апреле 2017. По состоянию на 31 декабря 2016 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту составила 193,2 миллионов долларов США.

На данный момент, девять серий Облигаций было выпущено по Программе:

- В ноябре 2014 года Компания выпустила Облигации 9 Серии по Программе с доходностью 6,0% на сумму 1 млрд. долларов США. Облигации подлежат погашению в 2044 году («Облигации 2044»). По состоянию на 31 декабря 2016 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже), непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2044 составила 30,1 млн. долларов США.
- В ноябре 2014 года Компания выпустила Облигации 8 Серии по Программе с доходностью 4,875% на сумму 500 млн. долларов США. Облигации подлежат погашению в 2025 году («Облигации 2025»). По состоянию на 31 декабря 2016 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже), непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2025 составила 123,2 млн. долларов США.
- В апреле 2013 г. Компания выпустила Облигации 7 Серии по Программе с доходностью 5,75% на сумму 2 млрд. долл. США. Облигации подлежат погашению в 2043 г. Облигации подлежат погашению в 2043 году («Облигации 2043»). По состоянию на 31 декабря 2016 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже), непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2043 составила 512,2 млн. долларов США.
- В апреле 2013 г. Компания выпустила Облигации 6 Серии по Программе с доходностью 4,4% на сумму 1 млрд. долл. США. Облигации подлежат погашению в 2023 г. («Облигации 2023»). По состоянию на 31 декабря 2016 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже), непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2023 составила 406,6 млн. долларов США.
- В ноябре 2010 г. Компания выпустила Облигации 5 Серии по Программе с доходностью 6,375% на сумму 1,25 млрд. долл. США. Облигации подлежат погашению в 2021 г. («Облигации 2021»). По состоянию на 31 декабря 2016 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже), непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2021 составила 1,1 млрд. долларов США.
- В мае 2010 г. KMG Finance выпустила Облигации 4 Серии по Программе под поручительство Компании с доходностью 7% на сумму 1,5 млрд. долл. США. Облигации подлежат погашению в 2043 г. Облигации подлежат погашению в 2020 году («Облигации 2020»). По состоянию на 31 декабря 2016 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже), непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2020 составила 1,4 млрд. долларов США.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- В июле 2009 г. KMG Finance выпустила Облигации 3 Серии по Программе под поручительство Компании с доходностью 11,75% на сумму 1,5 млрд долл. США, подлежащие погашению в 2015 г. («**Облигации 2015**»). Выпуск был осуществлен двумя траншами, которые были консолидированы в единую серию, и которая была полностью погашена в соответствии с их условиями.
- В июле 2008 г. KMG Finance выпустила две серии Облигаций по Программе под поручительство Компании: Облигации 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; Облигации 2 Серии с доходностью 9,125% на сумму 1,6 млрд долл. США, подлежащие погашению в 2018 г («**Облигации 2018**»). По состоянию на 31 декабря 2016 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже), непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2018 составила 1,6 млрд. долларов США.
- В июне 2015 года Компания, вместе с KMG Finance, попросила согласия относительно некоторых вопросов у держателей Облигаций 2018, Облигаций 2020, Облигаций 2021, Облигацией 2023, Облигацией 2025, Облигацией 2043 и Облигаций 2044 (вместе «**Получение согласия/Тендерное предложение по Облигациям**») разрешить предлагаемую продажу Соöperatieve KazMunaiGaz U.A. 50% KMG Kashagan B.V. «Самрук-Казына» («**Получение согласия по Кашагану**»). Как часть получения Согласия по Кашагану Компания также просила согласия внести поправки в расчеты некоторых показателей по условиям Получения согласия/Тендерное предложение по Облигациям. Получение согласия было поддержано необходимым числом держателей Облигаций.
- на 5 ноября 2015 года Компания запустила предложение покупки за наличные держателям непогашенных Облигаций Получение согласия/Тендерное предложение за общее денежное вознаграждение до 3,4 млрд. долларов США. 7 декабря 2015 года Компания приняла для приобретения общую сумму основного долга 3,7 млрд. долларов США по Облигациям Получение согласия/Тендерное предложение, состоящее из Облигаций 2043 на сумму 1 487 751 000 долларов США, Облигаций 2044 на сумму 969 888 000 долларов США, Облигаций 2023 на сумму 593 436 000 долларов США, Облигаций 2025 на сумму 376 823 000 долларов США, Облигаций 2020 на сумму 128 563 000 долларов США и Облигаций 2021 на сумму 119 726 000 долларов США.
- на 9 марта 2017 года Компания, вместе с KMG Finance попросила согласия держателей Облигаций Получение согласия/Тендерное предложение на продажу KMG International, а также на внесение поправок к рассмотрению события дефолта, которое содержится в условиях Облигаций Получение согласия/Тендерное предложение. Получение согласия было поддержано необходимым числом держателей Облигаций.

ТОО Атырауский НПЗ заключил несколько кредитных соглашений для финансирования своей программы модернизации и затрат на соответствующие товары и услуги, а также на свою общую деятельность, как указано далее:

Общие корпоративные цели:

- В июле 2015 года Атырауский НПЗ заключил договор на возобновляемую кредитную линию на сумму 70 млн. долларов США с АО «Халык Банк», используемую на общие корпоративные цели. На 31 декабря 2016 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту была 70 млн. долларов США.

Строительство комплекса глубокой переработки нефти:

- В августе 2012 г. ТОО Атырауский НПЗ заключила 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 31 декабря 2016 г.,

непогашенный остаток основного долга по данному займу составлял 239 млн. тенге. См. «Деятельность — Переработка, маркетинг и торговля — КМГ ПМ — Атырауский НПЗ».

- В августе 2012 г. ТОО Атырауский НПЗ 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 31 декабря 2016 года непогашенный остаток основного долга по данному кредитному соглашению составлял 126,9 млн. долларов США.
- 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 31 декабря 2016 г. непогашенный остаток основного долга по данному кредитному соглашению составлял 751,6 млн. долларов США.

Строительство комплекса по производству ароматических углеводов:

- В августе 2010 года ТОО «Атырауский Нефтеперерабатывающий завод» заключило договор займа с АО «Банк Развития Казахстана» на сумму основного долга 884 млн. долларов США. Заем предусматривает процентный доход по ставке, равной 6-месячной ЛИБОР плюс 4,5% годовых и подлежит погашению в 2023 году. На 31 декабря 2016 года непогашенный остаток основной суммы займа по данному займу составлял 666 млн. долларов США.
- В августе 2010 года ТОО «Атырауский НПЗ» заключил договор займа с АО «Банк Развития Казахстана» на сумму основного долга 26,4 млрд. тенге. Заем предоставлен по ставке в размере 9,0% годовых и со сроком погашения в 2023 году. По состоянию на 31 декабря 2016 года непогашенная сумма основного долга по данному займу составляет 20,8 млрд. тенге.
- В мае 2015 года Атырауский НПЗ заключил договор займа с АО «Банк Развития Казахстана» на сумму основного долга в размере 40,4 млн. долларов США. Данный заем предоставляется по ставке 7,72% и выплата основного долга должна производиться в несколько платежей в период с 2016 по 2023 гг. По состоянию на 31 декабря 2016 года непогашенная сумма основного долга по данному займу составила 35,6 миллионов долларов США.

Долговые ценные бумаги

- 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 Облигаций 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 7,0%.
- В октябре 2009 г. с целью профинансировать часть своей доли дополнительных средств по Северо-Каспийскому проекту (месторождение Кашаган), привлекавшийся 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; индексированный обменный курс тенге к доллару и срок погашения - 2019 г. В период с 2012 по 2016 годы Компания выкупила часть облигаций. По состоянию на 31 декабря 2016 года непогашенная основная сумма облигаций составляла 106,1 млрд тенге.

- В мае 2007 года компания "Intergas Finance B.V." выпустила облигации на сумму 600 млн. долларов США с процентной ставкой 6,375% и сроком погашения в 2017 году. В 2011 ИЦА заменила "Intergas Finance B.V." в качестве основного должника в отношении облигаций, и "Intergas Finance B.V." была освобождена от своих обязательств по данным облигациям. По состоянию на 31 декабря 2016 года непогашенная сумма основного долга по данным облигациям составляла 127,8 млн. долларов США.
- В июле 2016 года «Tengizchevroil Finance Company International Ltd.» выпустила свои 4% облигации Серии А на сумму 1 млрд. долларов США, подлежащие к оплате в 2026 году. Эти облигации гарантированы ТШО. Выручка от этих облигаций используется на финансирование проектов ПБР и ПУУД (см. «Деятельность – Разведка и добыча – Крупные промышленные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – ТШО – Проекты по расширению Тенгиз»).

Основные долговые обязательства неконсолидированных совместных предприятий

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, ККТ и BSGP заключили кредитные линии в связи со строительством Азиатского газопровода, ККТ и газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, 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 31 декабря 2016 года, непогашенная основная сумма долга по этому кредиту составила 215 млн. долл. США (71,7 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 3-месячный ЛИБОР плюс 2,35% годовых на срок действия гарантийного периода и, после этого, по ставке 3-месячный ЛИБОР плюс 3,45% годовых и со сроком погашения 27 декабря 2027 г. По состоянию на 31 декабря 2016 г. непогашенная основная сумма долга по этому кредиту составляла 3,2 млрд. долл. США (1 061,8 млрд. тенге).
- В декабре 2012 года BSGP заключила синдицированную кредитную линию на 1,8 млрд. долларов США с, среди прочего, Китайским банком развития с целью финансирования разработки, строительства и эксплуатации участка Бозой-Шымкент газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. В феврале 2016 года были подписаны некоторые дополнения к условиям кредитной линии. Кредит предоставлен по ставке 3-месячный ЛИБОР плюс 2,7% годовых на срок действия гарантийного периода, а, после этого, по ставке 3-месячный ЛИБОР плюс 3,2 годовых. Срок погашения кредита 11 марта 2028 года. Кредит обеспечен корпоративными гарантиями Компании и CNPC. По состоянию на 31 декабря 2016 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту была 1,4 млрд. долларов США (478,5 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 3-месячный ЛИБОР плюс с 2,15% годовых на срок действия гарантийного периода и, после этого, по ставке 3-месячный ЛИБОР плюс 2,9%

годовых со сроком погашения 22 октября 2023 г. По состоянию на 31 декабря 2016 года непогашенная основная сумма долга по этому кредиту составляла 4,9 млрд. долларов США (1 650,7 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 31 декабря 2016 г. непогашенная основная сумма по этой кредитной линии составила 454 млн. долл. США (включая капитализированные проценты) (151,3 млрд. тенге).

Отдельные положения и условия долговых обязательств

Долговые обязательства Компании и ее дочерних организаций содержат стандартные рыночные условия, включая определенные финансовые обязательства и иные ограничительные условия. В качестве примера, в рамках Кредита Raiffeisen, 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 Кредите Raiffeisen), 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 31 декабря 2016 г., при условии, что все кредитные линии компании были полностью выбраны на эту дату:

<u>Год, в котором наступает срок оплаты</u>	<u>Сумма оплаты ⁽¹⁾</u> <i>(млрд. тенге)</i>
2017	369
2018	734
2019	245
2020	618
2021	571
2022	147
2023	297
2024	100
2025 и далее	384

По состоянию на 31 декабря 2016 года краткосрочная задолженность Компании (включая текущую часть долгосрочного долга) выросла до 366,4 млрд. тенге с 296,5 млрд. тенге на 31 декабря 2015 г. Рост был в первую очередь обусловлен изменением категории задолженности с долгосрочной на краткосрочную задолженность и наступлением срока погашения по части задолженности Компании. Краткосрочная задолженность Компании (включая текущую часть долгосрочного долга) снизилась до 296,5 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015 года с 670,5 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2014 г. Данное снижение, главным образом, обусловлено погашением Облигаций 3 Серии по Программе при наступлении по ним срока погашения в 2015 году и погашением непогашенных сумм к оплате по кредитным линиям, полученным в связи с приобретением 10% косвенной доли в КРО.

Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с фиксированной ставкой выросла до 7,93% по состоянию на 31 декабря 2016 г. с 7,82% по состоянию на 31 декабря 2015 г., главным образом, за счет более высоких средних ставок по новым кредитам, полученным Компанией за 2016г. Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с плавающей ставкой выросла до 4,57% по состоянию на 31 декабря 2016 г. с 4,4% по состоянию на 31 декабря 2015 г., главным образом за счет погашения займов с более низкими процентными ставками в течение 2016 года, а также увеличением ставок ЛИБОР.

Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с фиксированной ставкой увеличилась до 7,82% по состоянию на 31 декабря 2015 года с 7,12% по состоянию на 31 декабря 2014 года, главным образом, из-за погашения займов с более низкой процентной ставкой в 2015 году. Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с переменной процентной ставкой уменьшилась до 4,4% по состоянию на 31 декабря 2015 года с 9,0% по состоянию на 31 декабря 2014 года, главным образом в результате существенного использования займов с относительно низкими процентными ставками.

Количественные и качественные раскрытия рыночных рисков

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

Компания подвержена рискам, относящимся к запасам и добыче, оценке нефтяных и газовых запасов, законодательству об охране окружающей среды Казахстана, ценам на сырую нефть, газ и продукции из очищенной нефти, иностранной валюте, ликвидности, кредиту, процентным ставкам, налогообложениям и другим рискам. Компания не использует финансовые инструменты, такие как форвардные контракты в иностранной валюте, опционы иностранной валюты, свопы процентных ставок и товарные соглашения для управления этими рыночными рисками.

Запасы и добыча

Способность Компании приобретать нефтяные и газовые запасы является одним из ключевых факторов ее успеха. Новые участки приобретаются путем совершения сделок купли-продажи или получения новых Контрактов на недропользование. Компания проводит активную политику приобретений, следуя своим инвестиционным критериям. Компания считает, что у нее имеются хорошие возможности для дальнейшего успешного развития, принимая во внимание ее постоянное присутствие в нефтегазовой отрасли Казахстана, учитывая, в том числе, имеющееся у нее преимущественное право в отношении стратегических запасов в Казахстане и на совместную работу с Правительством и наличие у ее достаточных финансовых возможностей для осуществления сделок.

Другим ключом к успеху является способность Компании разрабатывать свои запасы. Компания ввела и продолжает использовать западную технологию при разработке запасов. Компания имеет финансовые ресурсы для приобретения и внедрения этой технологии, но при этом участвует в конкурентной борьбе за квалифицированный и обученный персонал, необходимый для наиболее полного использования этой технологии. Компания решает эту проблему путем предложения своим работникам конкурентоспособного вознаграждения и осуществления найма сотрудников в различных странах мира.

Оценка нефтегазовых запасов

Процесс оценки нефтегазовых запасов Компании сложен и требует значительных допущений и решений при оценке инженерной, геологической, геофизической и финансовой информации. Ежегодно Компания получает оценки запасов от группы профессионального инженерного персонала Компании, подготовленные в соответствии с казахстанской методологией и независимыми оценками для некоторых ее филиалов и совместных предприятий в соответствии с PRMS. Эти оценки запасов могут существенно варьироваться от года к году под влиянием целого ряда факторов, в том числе развития экономических условий, в которых Компания осуществляет деятельность. В результате этого, несмотря на все разумные усилия, прилагаемые в процессе оценки, оценка запасов Компании может периодически существенно меняться.

Природоохранное законодательство Казахстана

Порядок применения природоохранных норм и правил в Казахстане находится в процессе становления и подвержен изменениям. Штрафы за нарушения природоохранного законодательства Казахстана могут быть очень значительными. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате более строгого применения существующих норм и правил, судебные споры или изменения в законодательстве не могут быть надлежащим образом оценены. Помимо обсуждаемой в Примечании 4 Финансовой отчетности за 2016 года, руководство Компании полагает, что никаких вероятных или возможных природоохранных обязательств, которые могли бы оказать существенное неблагоприятное воздействие на финансовое состояние Компании, отчет 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 второй год подряд. По данным статистики, опубликованной СЭИ, средняя месячная спотовая цена сырой нефти марки Brent была 52,32 долл. США за баррель в 2015 году по сравнению со средней ценой в размере 98,97 долл. США за баррель в 2014 г. и 108,56 долл. США за баррель в 2013 г. Цены на сырую нефть стали восстанавливаться в 2016 году, со средней месячной спотовой ценой сырой нефти марки Brent за декабрь 2016 53,29 доллара США за баррель, в соответствии со статистикой, опубликованной СЭИ. Согласно Краткосрочного энергетического прогноза, опубликованного СЭИ в феврале 2017 года, средние цены на сырую нефть марки Brent составили 55 долларов США за баррель в январе 2017 года, что было самой высокой месячной средней спотовой ценой за

сырую нефть марки Brent с июля 2015 года. На дату составления настоящего Базового проспекта, однако, цена сырой нефти по-прежнему значительно ниже рекордно высокого уровня среднемесячной цены в размере 132,72 долл. США за баррель, зарегистрированного в июле 2008 г. По состоянию на 30 марта 2017 г. спотовая цена на нефти марки Brent составляла 52,25 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 и предварительная продажа нефти»*. 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 31 декабря 2016 г. официальный курс обмена, зафиксированный KASE, составил 333,29 тенге за 1 доллар США. 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 73% в 2015 г.), а также балансы дебиторской задолженности деноминированы в долларах США, в то время как значительная часть расходов Компании на сбыт продукции (приблизительно 51% в 2015 г.) выражается в тенге. В том, что касается доходов, все экспортные доходы Компании, включая экспорт сырой нефти и нефтепродуктов, выражаются в долларах США или соотносятся с деноминированными в долларах США ценами на сырую нефть и нефтепродукты.

На 31 декабря 2016 г. задолженность Компании в размере 2 846,1 млрд. тенге была деноминирована в долларах США (что составляет 92,6% от общей задолженности Компании на указанную дату в размере 3 072,5 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»*.

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 процентные выплаты. По состоянию на 31 декабря 2016 г. совокупная сумма непогашенных кредитов и займов Компании составляла 3 072,5 млрд. тенге, причем по заимствованиям на сумму 2 099,7 млрд. тенге проценты начисляются по фиксированным процентным ставкам (при средневзвешенной процентной ставке 7,93%) и по заимствованиям на сумму 972,9 млрд. тенге - по плавающим процентным ставкам (при средневзвешенной процентной ставке 4,57%), 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. Максимальное воздействие – балансовая стоимость, как раскрыто в Примечании 16 Финансовой отчетности за 2016 год.

За исключением Газпрома, на долю которого пришлось 43,89%, 57,2% и 69,0% платежей, получаемых ИЦА за транспортировку газа в 2016, 2015 и 2014 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.

В отношении кредитных рисков, возникающих по другим финансовым активам Компании, которые состоят из денежных средств и их эквивалентов, депозитах в банках, дебетовых сальдо расчетов с покупателями, займов и облигаций к получению и других финансовых активов, подверженность Компании кредитным рискам возникает из невыполнения обязательств контрагентом, с максимальным воздействием равным балансовой стоимости таких инструментов.

Кроме того, Компания подвергается кредитному риску и риску недостатка ликвидности в связи с инвестиционной деятельностью, в первую очередь в отношении размещения средств на депозитах в казахстанских банках. Компания ожидает, что доля ее депозитов в казахстанских банках увеличится для выполнения директивы «Самрук-Казына», чтобы компании ее группы, включая Компанию, держали 90% своих депозитов в банках Казахстана.

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.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 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 38,0 млрд тенге. См. Примечание 3 к Финансовой отчетности 2016 года.

Соглашения о внебалансовых отчетах

По состоянию на 31 декабря 2016 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

A6.3

Общие сведения

A9.4.1.1

Официальное и коммерческое название Компании - АО «НК «КазМунайГаз» (или Акционерное общество «Национальная компания «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. Бизнес идентификационный номер (БИН) Компании: 020240000555.

A9.4.1.2

A9.4.1.3

A9.4.1.4

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

A9.5.1.1

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 статистической информации, полученной от Комитета по статистике, и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что по объемам добычи на 31 декабря 2016 года Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане на консолидированной основе (включая пропорциональную долю совместных предприятий и ассоциированных организаций). По данным статистической информации, полученной от Комитета по статистике и внутренней информации Компании, Компания также эксплуатирует крупнейшие по протяженности и пропускной способности нефте- и газопроводные сети в Казахстане (в основном через КТО и КТГ, соответственно). В дополнение к этому, Компания имела значительную или контрольную долю участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане, а также в крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии. См. «Анализ и обсуждение руководством финансово-хозяйственной деятельности – Приобретения, прекращенная деятельность и потеря контроля – KMG International».

В 2016 году, закончившемся 31 декабря, объем добычи Компании составил 22,6 млн тонн (9,8 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 7,4 млрд м³ (3,1 млрд м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) газа. В 2015 году, закончившемся 31 декабря, объем добычи Компании составил 22,6 млн тонн (9,8 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 7,3 млрд м³ (3,1 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 Комитета по статистике, объем сырой нефти (включая пропорциональную долю Компании и дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) составил 29,0%, 28,5% и 27,8% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане за год, завершившийся 31 декабря 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., соответственно, в то время как добыча Компанией газа (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних компаний в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составила 15,9%, 16,0% и 16,3% от общей добычи газа в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014, соответственно.

На 31 декабря 2016 года общая протяженность сетей трубопроводов для транспортировки сырой нефти, владельцем или оператором которых является Компания, составила 11 272 км (в основном

через КТО и КТГ, соответственно). Кроме того, на 31 декабря 2016 г. Компания имела процентный доход в дальнейшем при длине трубопровода для транспортировки сырой нефти 2 759 км, как части сети совместного предприятия.

Компания добыла в общем 18,4 млн тонн (16,3 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) нефтепродуктов в 2016 году, и 18,3 млн тонн (16,1 млн тонн, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) нефтепродуктов в 2015 году и 19,0 млн. тонн (16,6 млн.тонн, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) нефтепродуктов в 2014 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.

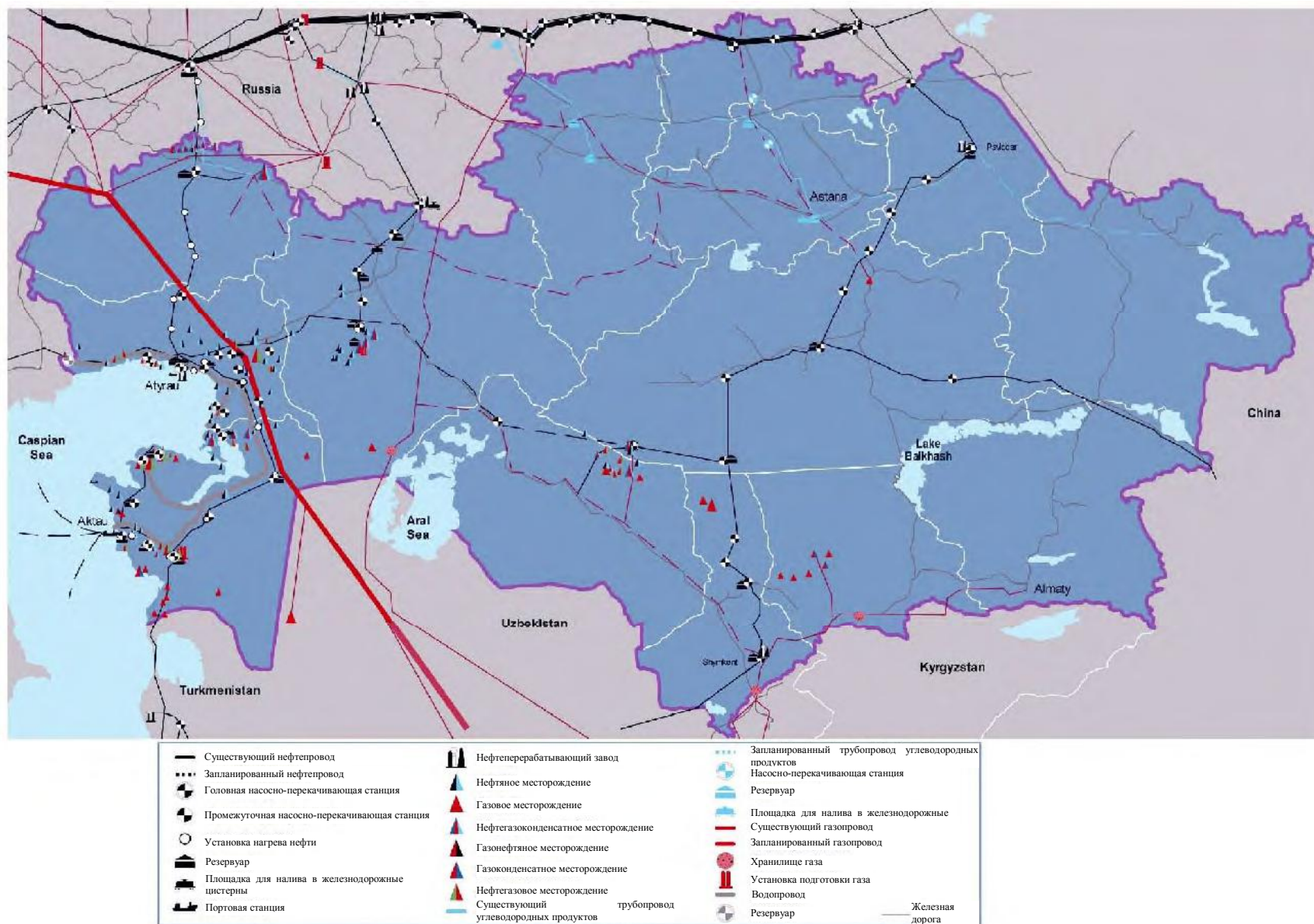
Согласно данным, полученным на основе казахстанской методологии, на 31 декабря 2016 года запасы Компании по сырой нефти категорий А+В+С1 составили 667,2 млн. тонн (232,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях), а запасы Компании по природному газу категорий А+В+С1 составили 44,9 млрд. м3 (35,8 млрд. м3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях). Запасы газа категорий А+В+С1 Компании составили 430,7 млрд.м3 (198,8 млрд.м3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях). В 2016 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 67,4% (57%, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с 397,1%) (1 542,5% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) в 2015 году. Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий А+В+С1 Компании в 2016 году произошло, главным образом, из-за того, что Компания не совершила никаких значительных приобретений добывающих активов и не обнаружила новых месторождений в 2016 году. Сокращение коэффициента восполнения запасов категорий А+В+С1 Компании в 2015 году в основном отражает продажу Компанией 50% своей доли в KMG Kashagan B.V. «Самрук-Казына» в октябре 2015 года, что привело к деконсолидации таких запасов. Сокращение коэффициента замещения запасов Компании категории А+В+С1 в 2016 году говорит, главным образом, о том, что Компания не делала значительных приобретений добывающих активов и в 2016 году не было значительных открытий нефтяных месторождений. 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 69,8% до 1 857,4 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года с 1 093,8 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Чистый доход Компании сократился на 27,2% тенге до 360,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года с 494,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. Совокупный доход компании увеличился на 4,0 тенге до 1 093,8 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года с 1 051,3 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. Чистая прибыль Компании увеличилась на 148,3% до 494,7 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года с 199,2 млрд. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года.

По состоянию на 31 декабря 2016 года, совокупные активы компании составили 11 883,1 млрд. тенге по сравнению с 10 709,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015 года, и совокупные активы 8 838,8 млрд. тенге на 31 декабря 2014 года.

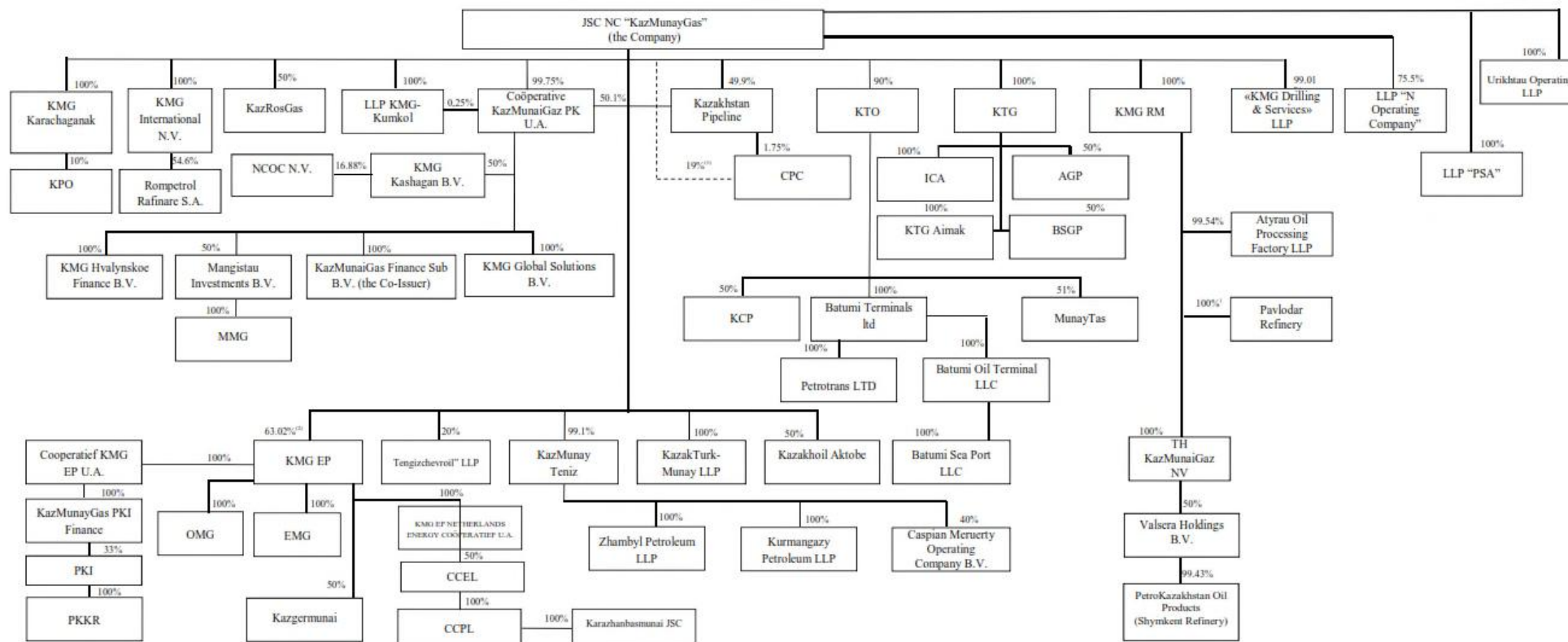
ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

На нижеследующей карте показаны основные казахстанские разведочные, добывающие, транспортные, перерабатывающие и торговые активы на суше на 31 декабря 2016 года:



Корпоративная структура

Организационная структура, включающая основных членов группы Компании, по состоянию на 31 декабря 2016 года выглядит следующим образом:



(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 90% принадлежит «Самрук-Казына» и на 10% (плюс одна акция) принадлежит НБРК, а обе компании, в свою очередь, являются государственными, Компания пользуется сильной поддержкой со стороны «Самрук-Казына» и НБРК. 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 410,5 млрд тенге налогов за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. Компания также является крупным работодателем в Казахстане и, по состоянию на 31 декабря 2016 года, в ней работает около 66 606 человек.

Компания является бенефициаром преимущественных прав государства.

В соответствии с законодательством Казахстан, в отношении стратегических запасов (список которых утверждается и изменяется время от времени Правительством) (См «*Правовое регулирование в Казахстане – Ограничение использования преимущественного права приобретения*»), государства 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.

Государство 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, который перепродается на внутреннем рынке.

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). С хорошим послужным списком добычи нефти и газа, Компания имеет все возможности для укрепления своих позиций в регионе.

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. Несмотря на то, что Компания объявила о своем намерении продать все или существенную часть своей доли в KMG International в одной или более сделок в течение среднесрочного периода, включая Предполагаемую продажу KMG International/CEFC, на момент составления данного Базового проспекта Компания намерена сохранить значительную долю в KMG International после Предполагаемой продажи KMG International, что позволит Компании сохранять и развивать существенное присутствие в нефте- и газодобывающем сегменте в Европе без необходимости дополнительных инвестиций.

Компания является крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстане.

Компания является крупнейшим производителем нефти в Казахстане (на основе информации, полученной от Комитета по статистике и собственной статистики компании), при добыче в 22,6 млн тонн (9,8 млн тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. Компания и ее дочерние предприятия увеличили, напрямую или через свои совместные предприятия и ассоциированные компании, 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 ПКИ, Казгермунай и CSEL, которые также являются крупными производителями нефти и в 2011 году, Компания приобрела 10% косвенной 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 2014 году. Ожидается, что добыча увеличится после возобновления промышленной добычи на месторождении Кашаган в ноябре 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 продолжающихся проектов по расширению ключевых трубопроводов, в том числе трубопровода КТК, Азиатского газопровода и газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, что, после завершения, увеличит 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 Компании. 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 на внутреннем рынке. 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

Компания в настоящее время 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, по состоянию на 31 декабря 2016 года, владеет 49,72% акций Шымкентского НПЗ в Южном Казахстане. 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.

Кроме того, через свои доли в KMG International, Компания имела 54,6% акций в Ромпетрол Rafinare, по состоянию на 31 декабря 2016 года, которая владеет и управляет, в частности, НПЗ Петромида в Румынии, а также НПЗ Вега в Румынии. См. «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Приобретения, прекращенная деятельность и потеря контроля – KMG International».

Стратегия

В 2016 году Компания приняла новую стратегию на период с 2016 по 2025 гг. В соответствии с данной стратегией, цель Компании – войти в 30 лучших нефтегазовых компаний мира по объемам добычи нефти и конденсата, концентрируя свое внимание на следующих трех приоритетах:

Укрепление финансового положения Компании

Компания намерена усилить свое финансовое положение путем улучшения показателей деятельности и производительности труда; формирования сбалансированного портфеля инвестиционных проектов; увеличения добычи; оптимизации налогового положения Компании; и улучшения операционных структур и бизнес-процессов.

Ключевой стратегической целью Компании является укрепление ее финансового положения и развитие операционной эффективности, в частности для борьбы с низкими ценами на сырую нефть на мировых рынках, которые преобладают с 2015 года. Такая стратегия включает сокращение производственных издержек Компании и повышение производительности труда через: (i) анализ причин отказа подземного оборудования и разработку программы по увеличению среднего времени между отказами («МТБФ»), для определения стандартных решений для типичных отказов; (ii) проведение гидродинамических исследований на всех скважинах на ключевых месторождениях Компании, чтобы определить и применить эффективные системы пластового давления и системы закачки; (iii) проведение системного анализа бурения горизонтальных и наклонных скважин, и предоставление услуг для буровых скважин; и (iv) установление целей для долгосрочной оптимизации штатного числа работников в добывающей деятельности Компании; включая аутсорсинг всех работ, не связанных с ключевыми активами, и передачу нефтесервисных подразделений из производственных активов Компании.

Одновременно с применением мер по улучшению операционной эффективности Компания планирует рассмотреть, с целью сокращения, свои инвестиции в перерабатывающий сектор, чтобы сформировать более сбалансированный портфель инвестиционных проектов. Предполагаемая продажа 51% доли Компании в KMG International соответствует данной стратегии. Компания намерена сократить свои капитальные затраты более чем на 20 млрд. долларов США к 2025 году через оптимизацию своей инвестиционной программы, включая путем сокращения своих инвестиций в перерабатывающий сектор.

Разработка предложений по добывающему сектору и транспортировке на национальном уровне в Казахстане и целевые возможности в странах СНГ

Компания работает над применением новой бизнес модели со значительным фокусом на деятельности в Казахстане и странах СНГ.

Для того чтобы применить данную бизнес модель, Компания планирует реструктурировать свой существующий портфель и сократить количество своих портфельных компаний до 128 с 220 путем: (i) полной или частичной продажи своих перерабатывающих заводов и розничной сети; (ii) полного или частичного выхода из розничного газового сектора; (iii) выхода из нецелевых активов (кроме высокотехнологичных активов); (iv) полного или частичного выхода из бизнесов, осуществляемых за пределами Казахстана (включая через предлагаемую продажу 51% доли Компании в KMG International); и (v) приватизации некоторых активов Компании как того требует Комплексный план Правительства по приватизации на 2016 год (включая, потенциально, Атырауский НПЗ, Павлодарский НПЗ и Шымкентский НПЗ). См. «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Правительство, которому принадлежит косвенный контроль на Компанией, может содействовать назначению или смещению членов руководства Компании или потребовать, чтобы Компания приватизировала некоторые из своих активов.»

Компания также намерена воспользоваться своим опционом выкупа доли в Kashagan B.V., проданной «Самрук-Казына» до истечения срока действия опциона в 2020 году (если действие такого опциона не будет продлено). Для того чтобы реализовать программу приватизации, привлечь средства для устойчивого роста, и выкупить акции в Kashagan B.V. у «Самрук-Казына», Компания может привлечь средства из акционерного финансирования, несмотря на то, что время и условия такого финансирования еще не были утверждены.

Для того чтобы укрепить свою добывающую деятельность в Казахстане и прилегающем регионе, Компания намерена заключить стратегическое партнерство с третьими сторонами для того, чтобы осуществлять дальнейшую деятельность по разведке и разработке месторождения в Каспийском бассейне.

Укрепление роли Компании как ключевого игрока нефтегазового сектора Казахстана

В соответствии со статистическими данными Комитета по статистике РК и внутренней информацией Компании, Компания была крупнейшим производителем нефти в Казахстане по состоянию на 31 декабря 2016 года. Компания планирует сохранить и укрепить свою позицию в качестве ключевого игрока нефтегазового сектора в Казахстане путем: (i) укрепления своего контроля над операциями по разведке и добыче в Казахстане; (ii) улучшения эффективности своих совместных предприятий,

включая ТШО, КСКП и КРО путем, среди прочего, расширения существующих мощностей для органического увеличения уровня добычи, продления существующих лицензий и через неорганический рост (приобретение дополнительных активов); и (iii) путем разработки новых запасов в Казахстане, в частности, в Каспийском бассейне, через стратегическое партнерство с международными нефтегазовыми компаниями, как это делала Компания в прошлом с ТШО, КСКП и КРО. Компания намерена работать с соответствующими сторонами и властями для содействия стратегическим инвестициям в свою деятельность и бизнес для достижения таких целей.

Компания также приняла план развития на 2017-2021 года, целями которого, среди прочего, являются: (i) продажа 100% акций в АО «Еурэйжаэйр», 51% акций в АО «Национальная морская судоходная компания «Казмортрансфлот» и 51% акций KMG International в 2017 году (все эти цели соответствуют, и планируют проводиться согласно Комплексному плану приватизации на 2016 год); (ii) оплата части авансовых платежей Компании в связи со Сделкой ТШО по предварительной продаже нефти и Сделке по предварительной продаже нефти Кашаган; (iii) воспользоваться колл опционом и выкупить акции в KMG Kashagan B.V., проданные «Самрук-Казына» и привлечь средства в отношении этих акций; (iv) получить дивиденды от ТШО; и (v) индексировать заработные платы работников на основе прогнозов инфляции.

Запасы

В соответствии с казахстанской методологией, на 31 декабря 2016 года запасы сырой нефти Компании по категориям А+В+С1 составили 667,2 млн тонн (232,0 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 44,9 млн тонн (35,8 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 430,7 млрд м³ (198,8 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 2016 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 2016 года:

Компания и месторождение	За год, завершившийся 31 декабря 2016 года						
	% доли участия ⁽¹⁾	Нефть (млн. тонн)	% от общего объема	Газовый конденсат (млн. тонн)	% от общего объема	Газ (млн.м3)	% от общего объема
Консолидированные предприятия, операции и КРО:⁽³⁾							
Всего по РД КМГ	63,02 ⁽²⁾	197,2	26,7	4,4	9,4	56 577	11,8
Месторождение Узень		124,4	16,8	—	0,0	14 934	3,1
Месторождение ЭМГ		72,8	9,8	1,6	3,4	28 813	6,0
Другие месторождения		—	0,0	2,8	6,0	12 830	2,7
Всего по КРО, месторождение Карачаганак	10,00	17,6	2,4	27,8	60,3	88 852	18,5
Всего по «Urikhtau Operating»	100,00	3,3	0,4	3,0	6,6	30 694	6,4
Месторождение Уриктау		3,3	0,4	3,0	6,6	30 694	6,4
Всего по КазМунайТениз	100,00	6,9	0,9	—	0,0	726	0,2
Месторождение Хазар	25,00	5,7	0,8	—	0,0	652	0,1
Месторождение Ауэзов	25,00	1,2	0,2	—	0,0	74	0,0
Другие дочерние предприятия	100,00	7,0	0,9	0,6	1,3	21 963	4,6
Всего по дочерним предприятиям и совместным операциям:		232,0	31,4	35,8	77,7	198 811	41,4
Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные компании:							
Компании:							

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года

Компания и месторождение	% доли участия ⁽¹⁾	Нефть	% от общего объема	Газовый конденсат	% от общего объема	Газ	% от общего объема
		(млн. тонн)		(млн. тонн)		(млн.м3)	
Всего по КСКП	8,44	72,5	10,9	1,3	2,8	49 462	11,5
Месторождение Кашаган.....		69,5	10,4	—	0,0	45 350	10,5
Другие месторождения.....		3,0	0,4	1,3	2,8	4 112	1,0
Всего по ТШО	20,00	219,3	29,6	—	0,0	111 483	23,2
Месторождение Тенгиз.....		205,7	27,8	—	0,0	103 528	21,6
Другие месторождения.....		13,6	1,8	—	0,0	7 955	1,7
Всего для КазахОйл Актобе	50,00	25,3	3,4	0,3	0,7	8 245	1,7
Месторождение Алибекмола.....		16,3	2,2	0,0	0,0	3 978	0,8
Другие месторождения.....		9,0	1,2	0,3	0,7	4 267	0,9
Всего по ММГ	50,00	66,1	8,9	0,6	1,4	28 159	5,9
Месторождение Каламкас.....		29,5	4,0	—	0,0	12 797	2,7
Месторождение Жетыбай.....		26,4	3,6	0,6	1,2	12 733	2,7
Другие месторождения.....		10,2	1,4	0,1	0,1	2 629	0,5
Другие совместные предприятия		3,5	0,5	6,6	14,3	26 445	5,5
РД КМГ:	63,02						
Всего по Казгермунай	50,00	15,1	2,0	0,2	0,4	3 742	0,8
Месторождение Акшабулак.....		12,8	1,7	0,0	0,1	1 836	0,4
Другие месторождения.....		2,3	0,3	0,1	0,3	1 906	0,4
Всего по ПККИ	33,00	11,9	1,6	0,1	0,1	4 202	0,9
ПККР.....		6,6	0,9	0,0	0,1	2 868	0,6
Другие месторождения.....		5,2	0,7	0,0	0,0	1 334	0,3
Всего по ССЕЛ	50,00	21,5	2,9	—	0,0	146	0,0
Месторождение Каражанбас.....		21,5	2,9	—	0,0	146	0,0
Всего для совместных предприятий и ассоциированных компаний		435,2	65,2	9,0	20,1	231 884	53,8
Итого		667,2	100,0	44,9	100,0	430 695	100,0

Примечания:

- (1) По состоянию на 31 декабря 2016 года
- (2) По состоянию на 31 декабря 2016 года как процент простых голосующих акций РД КМГ.
- (3) Признавая, что КРО является консорциумом, работающих по договору о совместных операциях, Компания также учитывает свои интересы 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 Комитета по статистике и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что по состоянию на 31 декабря 2016 года Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане по объемам производства сырой нефти. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объем добычи сырой нефти Компании составил 22,6 млн тонн (9,8 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти по сравнению с 22,7 млн. тонн (9,7 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и 22,5 млн. тонн (9,2 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее

дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2014 года.

По данным внутренней информации Компании и информации Комитета по статистике, объем добычи сырой нефти Компании (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) составил 29,0%, 28,5% и 27,8% от общего объема добычи сырой нефти в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. соответственно, в то время как объемы добычи газа Компанией (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) составили 15,9%, 16,0% и 16,3% общей добычи природного газа в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. соответственно.

РД КМГ (включая пропорциональную долю участия РД КМГ в «Казгермунай», ССЕЛ и ПКИ) обеспечил 53,7%, 54,5% и 54,9% добычи сырой нефти Компанией за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. соответственно. ТШО обеспечил 24,3%, 24,0%, и 23,7% общего объема добычи сырой нефти компанией за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. соответственно.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объем добычи природного газа Компании составили 7,4 млрд. м3 (1,5 млрд. м3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 7,2 млрд. м3 (3,1 млрд. м3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) природного газа за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и 7,0 млрд. м3 (2,9 млрд. м3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) газа за год, завершившийся 31 декабря 2014 года.

Добыча газа Компанией (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних организаций в совместных предприятиях и ассоциированных организациях) составила 15,9%, 16,0% и 16,3% от общего объема добычи газа в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. соответственно, на основании внутренней информации Компании и информации Комитета по статистике. Крупнейшими газодобывающими дочерними предприятиями Компании с наибольшей долей участия являются РД КМГ (включая соответствующую долю участия РД КМГ в «Казгермунай», ССЕЛ и ПКИ), ТШО и КРО. РД КМГ обеспечил 18,3% (или 1,3 млрд. м3), 18,1% (или 1,3 млрд. м3), и 18,4% (или 1,3 млрд. м3) добычи газа Компанией за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. соответственно. ТШО обеспечил 40,9% (или 3,0 млрд. м3), 41,1% (или 3,0 млрд. м3) и 41,6% (или 2,9 млрд. м3) общей добычи газа компанией за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. соответственно. КРО, в которой Компания имеет долю в 10% (косвенно, через свое дочернее предприятие, ТОО «КМГ Карачаганак»), добыла 23,9% (или 1,7 млрд. м3), 25,1% (или 1,8 млрд. м3) и 26,1% (или 1,8 млрд. м3) добываемого Компанией газа за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. 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:

За год, завершившийся 31 декабря

Компания и месторождение	% доли участия ⁽¹⁾	2016		2015		2014	
		Нефть и газоконденсат	Газ	Нефть и газоконденсат	Газ	Нефть и газоконденсат	Газ
		(тыс. тонн)	(млн.м3)	(тыс.тонн)	(млн.м3)	(тыс.тонн)	(млн.м3)
Консолидированные дочерние предприятия и КРО:							
Всего по РД КМГ	63,02 ⁽²⁾	8 396,2	803,1	8 342,5	821,5	8 160,0	777,7
Месторождение Узень		5 555,0	298,6	5 510,4	291,3	5 328,0	213,1
Месторождения ЭМГ		2 832,0	191,6	2 823,0	187,9	2 822,7	188,2
Другие месторождения		9,2	312,9	9,1	342,3	9,2	376,4
Всего по КРО ⁽³⁾	10,00	1 046,6	1 765,9	1 079,6	1 823,4	1 100,4	1 824,8
Другие дочерние предприятия	100,00	312,7	514,1	260,7	465,8	20,7	328,0
Итого для дочерних предприятий		9 755,5	3 083,1	9 682,8	3 110,7	9 281,1	2 930,5
Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные компании:							
<i>Компании:</i>							
Всего по КСКП	8,44	80,8	49,6	—	—	—	—
Всего по ТШО	20,00	5 511,0	3 016,0	5 432,0	2 978,0	5 336,0	2 909,0
Месторождение Тенгиз		5 060,0	2 692,0	4 971,0	2 685,0	4 896,0	2 658,0
Другие месторождения		451,0	324,0	461,0	293,0	440,0	251,0
Всего по КазахОйл Актобе	50,00	380,7	307,3	400,6	302,4	419,0	265,2
Месторождение Алибекмола ...		163,0	125,2	180,0	125,8	186,6	114,1
Другие месторождения		217,7	182,1	220,6	176,6	232,4	151,1
Всего по ММГ	50,00	3 145,0	378,5	3 136,7	366,0	3 136,7	311,4
Месторождение Каламкас		2 051,5	259,3	2 081,1	250,3	2 110,9	199,2
Другие месторождения		1 093,5	119,2	1 055,6	115,7	1 025,8	112,2
Другие совместные предприятия		—	—	—	—	140,0	71,4
<i>РД КМГ:</i>							
Всего по Казгермунайгаз	50,00 ⁽²⁾	1 468,0	299,2	1 499,9	241,7	1 499,9	250,5
Месторождение Акшабулак		1 315,0	182,6	1 330,3	186,1	1 317,0	185,2
Другие месторождения		153,0	116,6	169,6	55,6	182,9	65,3
Всего по ПКИ	33,00	1 235,3	230,3	1 448,4	232,8	1 611,5	247,2
ПККР		640,0	120,8	807,0	138,4	918,8	146,5
Другие месторождения		595,3	109,5	641,4	94,4	692,7	100,7
Всего по ССЕЛ	50,00	1 063,5	18,9	1 069,2	19,9	1 065,9	13,4
Месторождение Каражанбас		1 063,5	18,9	1 069,2	19,9	1 065,9	13,4
Итого по совместным предприятиям и ассоциированным компаниям		12 884,3	4 299,8	12 986,8	4 140,8	13 209,0	4 068,1
Итого		22 639,8	7 382,9	22 669,6	7 251,5	22 490,1	6 998,6

Примечания:

(1) По состоянию на 31 декабря 2016 года

(2) По состоянию на 31 декабря 2016 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

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

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В следующих таблицах приводится некоторая информация относительно деятельности по добыче и разработке месторождения Компанией и ее дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями на их соответствующих ключевых месторождениях на указанные даты и за указанные периоды:

Компания и месторождение	% доли участия⁽¹⁾	Дата начала	Срок действия договора	Добывающие скважины⁽¹⁾	Нагнетательные скважины⁽¹⁾
Консолидированные дочерние предприятия, совместные операции и КРО:					
РД КМГ:	63,02 ⁽²⁾				
Месторождение Узень		1965	2020	3 916	1 226
Месторождения ЭМГ		С 1911-1999	С 2020-2030	2 215	437
Другие месторождения		С 1973-1982	С 2020-2030	27	0
КРО:⁽³⁾	10,00				
Месторождение Карачаганак				119	17
Итого по дочерним предприятиям		—	—	6 277	1 680
Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные компании:					
<i>Компании:</i>					
КСКП:					
Месторождение Кашаган	8,44	2001	2041	37	-
ТШО:	20,00				
Месторождение Тенгиз		1993	2033	110	8
КазахОйл Актобе:	50,00				
Месторождение Алибекмола		2001	2023	64	21
ММГ:					
Месторождение Каламкас		1979	2031	2 199	711
Месторождение Жетыбай		1967	2031	1 134	470
Другие месторождения		В период 1990-2003	В период 2020-2030	276	82
РД КМГ:	63,02 ⁽²⁾				
Казгермунай:	50,00				
Месторождение Акшабулак		1997	2024	127	19
Другие месторождения				88	11
ПКИ:	33,00				
ПККР		с 1984-2000	с 2019-2024	506	184
ССЕЛ:					
Месторождение Каражанбас				2 755	809
Итого по совместным предприятиям и ассоциированным компаниям		—	—	7 296	2 315
Итого		—	—	13 573	3 995

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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 приводится некоторая информация в отношении новые скважин, пробуренных Компанией и ее дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями на их соответствующих крупных месторождениях по состоянию на указанную дату и за указанные периоды:

Компания и месторождение	Новые пробуренные скважины					
	Добывающие скважины	Другие скважины	Добывающие скважины	Другие скважины	Добывающие скважины	Другие скважины
	За год, завершившийся 31 декабря					
	2016	2016	2015	2015	2014	2014
Консолидированные дочерние компании, совместные операции и КРО:						
РД КМГ:						
Месторождение Узень	188	0	231	0	234	0
Месторождения ЭМГ	47	11	54	5	67	11
КРО:⁽¹⁾						
Месторождение Карачаганак	7	0	7	0	5	0
Всего по дочерним предприятиям	242	11	292	5	306	11
Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные компании:						
Компании:						
КСКП:						
Месторождение Кашаган	0	0	4	0	15	0
ТШО:						
Месторождение Тенгиз	12	0	10	0	6	0
КазахОйл Актобе:						
Месторождение Алибекмола	0	0	0	0	2	0
ММГ:						
Месторождение Каламкас	84	0	80	0	95	0
Месторождение Жетыбай	52	0	54	0	152	0
Другие месторождения ...	36	0	23	0	0	0
РД КМГ:						
Казгермунай:						
Месторождение Акшабулак	9	0	17	0	10	0
ПКИ:						
ПККР	2	0	19	0	47	54
ССЕЛ:						
Месторождение Каражанбас	51	0	112	0	179	0
Итого по совместным предприятиям и ассоциированным компаниям	246	0	319	0	491	54

Итого..... 488 11 611 5 797 65

Примечания:

(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 — крупнейшая консолидированная дочерняя организация Компании по запасам сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1, на ее долю приходится 29,6% запасов сырой нефти категорий А+В+С1, 9,7% запасов газового конденсата категорий А+В+С1 и 13,1% 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 37,1% сырой нефти в 2016 году и 10,9% газа в 2016 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 31 декабря 2016 года Компания владела 63,02% акционерного капитала РД КМГ, остальной выпущенный акционерный капитал (представленный как обыкновенные 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 тенге за акцию (или 2,8 млрд. доллара США в совокупности). Предложение было отозвано после того, как не удалось достичь соглашения по цене с Независимыми Директорами РД КМГ.

В июне 2016 года Компания предложила внести некоторые изменения в Устав РД КМГ и в Соглашение о сотрудничестве между Компанией и РД КМГ от 8 сентября 2006 года («**Договор о сотрудничестве**»), с целью улучшить ухудшающиеся финансовые результаты РД КМГ, на которые негативное воздействие оказали тяжелые торговые условия и внешняя среда («**Предложение РД КМГ**»). Поправки, предложенные Компанией в Устав РД КМГ и Соглашение о сотрудничестве, включали (i) отказ от многослойного процесса принятия решения путем передачи принятия решения Правлению РД КМГ; (ii) внесение изменений в членстве в Комитете по выставлению кандидатур и в процесс назначения Независимых директоров в Правлении РД КМГ; и (iii) устранение технических недоработок в документации. Компания предложила приобрести акции и ГДР в РД КМГ у акционеров РД КМГ, желающих выйти в ответ на Предложение РД КМГ, по цене 7,88 долларов США за ГРД; 47,28 долларов США за обыкновенную акцию и 27,62 долларов США за привилегированную акцию. В июле 2016 года Компания опубликовала пересмотренный циркуляр: (i) увеличив цену покупки акций и ГДР в РД КМГ до 9,00 долларов США за ГРД, 54,00 долларов США за обыкновенную акцию и 31,55 долларов США за привилегированную акцию; и (ii) убрав из Предложения РД КМГ предложение о том, что Компания сохраняет права вето в отношении будущих назначений Независимых директоров РД КМГ Комитетом по выставлению кандидатур. Предложение было отклонено в августе 2016 года акционерами РД КМГ и Компания в настоящее время не планирует делать альтернативного предложения.

Месторождение Узень

Месторождение Узень является крупнейшим месторождением РД КМГ по запасам сырой нефти и по уровню добычи. На 31 декабря 2016 года прогнозные запасы месторождения Узень составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 - 136,1 млн тонн, газ категорий А+В+С1 - 14,9 млн м3, что составляет 18,6% и 3,5% 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 31 декабря 2016 года фонд скважин месторождения Узень состоял из 3 916 добывающих и 1 226 нагнетательных скважин, включая 188 новых скважин, пробуренных в 2016 году. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на Узеньском месторождении было добыто 5,6 млн. тонн сырой нефти, в 2015 году, закончившемся 31 декабря, — 5,5 млн. тонн, в 2014 году, закончившемся 31 декабря, — 5,3 млн тонн сырой нефти, что составляет 24,5%, 24,3% и 23,7% объема добычи сырой нефти Компании за указанные периоды, соответственно. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, средняя производительность добывающих скважин Узеньского месторождения составила 15 430,6 тонн сырой нефти на одну скважину в сутки.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, объем добычи газа на Узеньском месторождении составил 298,6 тыс.м3 газа, что составляет 3,8% объемов добычи газа Компании, 120 тыс.м3 которых было использовано для внутренних нужд месторождения Узень. Данный газ используется для подогрева нефти, находящейся в трубопроводах РД КМГ, которая в противном случае бы затвердела при температуре -35оС вследствие содержания парафина. Оставшийся газ отправляется на газоперерабатывающую установку РД КМГ в Узене для переработки и последующей продажи. В 2015 году на Узеньском месторождении было добыто 291,3 тыс.м3 газа, а в 2014 291,3 тыс.м3 газа, что представляет собой 4,0% и 3,0%, соответственно от общего объема добычи газа Компанией в соответствующие периоды.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, добыча сырой нефти на месторождении Узень возросло на 0,8% или на 44,6 тыс. тонн по сравнению с годом, завершившимся 31 декабря 2015 года, что отражает прирост в добыче нефти в результате бурения новых скважин на месторождении Узень. В год, завершившийся 31 декабря 2015 года, добыча сырой нефти на месторождении Узень увеличилась на 3,4% или 182,3 тыс. тонн по сравнению с годом, завершившимся 31 декабря 2014 года, по той же причине.

В настоящий момент РД КМГ планирует выделить на капитальные расходы 118,7 млрд тенге в 2017 году и 397,0 млрд. тенге в период с 2018 по 2021 годы, из которых 14,0 млрд и 500, соответственно, ожидается потратить на обеспечение разведки и добычи. Ожидается, что данные затраты будут финансироваться из внутренних денежных потоков РД КМГ.

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 Котыргас); (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 2016 года прогнозные запасы на месторождениях ЭМГ были следующими: сырая нефть категорий А+В+С1 – 72,8 млн. тонн, газовый конденсат категорий А+В+С1 – 1,6 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 – 28, 8 млн. м3, что составляет 10,9%, 3,5% и 6,7% запасов сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 Компании, соответственно.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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
Ботакан	1981 г.	Добыча с 2 горизонтов юрских отложений, залегающих на глубине менее 1 400 м
Восточный Макат	1993 г.	Добыча с 6 горизонтов меловых, юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 350 м
Забурунье	1989 г.	Добыча с 3 горизонтов меловых отложений, залегающих на глубине менее 920 м
Жанаталап	1974 г.	Добыча с 7 горизонтов юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 200 м
Камышитовое Восточное Юго-	1987 г.	Добыча с 4 горизонтов меловых и юрских отложений, залегающих на глубине менее 650 м

На 31 декабря 2016 года фонд скважин месторождений ЭМГ состоял из 2 215 продуктивных скважин и 437 нагнетательных скважин, включая 47 новых скважин, пробуренных в 2016 году. На месторождениях ЭМГ было добыто 2,8 млн. тонн сырой нефти за каждый год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., что представляет собой 12,5%, 12,5% и 12,6%, соответственно, от общего объема добычи нефти Компании в эти периоды. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, продуктивные скважины на месторождениях ЭМГ добывалось в среднем 7 866,7 тонн сырой нефти в день на скважину.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на месторождениях ЭМГ было добыто 191,6 тыс.м3 газа по сравнению с 187,9 тыс.м3 газа за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и 188,2 тыс.м3 газа за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что представляет собой 2,6%, 2,6% и 2,7% соответственно, объема добычи газа Компанией за указанные периоды. Газ, добытый на месторождениях ЭМГ, используется исключительно для удовлетворения нужд РД КМГ. 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 по состоянию на 31 декабря 2016 года. 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 2016 года прогнозные запасы месторождения Акшабулак, относимые на счет Компании через РД КМГ, составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 - 12,8 млн. тонн, газовый конденсат категорий А+В+С1 – 0,04 млн. тонн и газ категорий А+В+С1 – 1,8 млн. м3, что составляет 1,7%, 0,1% и 0,4% запасов сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 Компании соответственно.

Месторождение Акшабулак, расположенное в Кызылординской области, было открыто в 1984 году, а добыча на нем началась в 1989 году. Добыча нефти на месторождении Акшабулак ведется из трех

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

продуктивных горизонтов юрского и мелового образования, расположенных на глубине не более 1 800 м. Сырая нефть марки Ural, добываемая на месторождении Акшабулак, обычно имеет максимальную плотность 900 кг на кубический метр, содержание серы меняется от 0,1% до 0,3%, средняя обводненность 2,0%.

На 31 декабря 2016 года фонд скважин месторождения Акшабулак состоял из 127 продуктивных скважин и 19 нагнетательных скважин, включая девять новых скважин, пробуренных за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. За каждый год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 года на месторождении Акшабулак было добыто 1,3 млн. тонн сырой нефти, в каждом случае относимых на счет Компании через РД КМГ, что представляет 5, 8%, 5,9% и 5,9%, соответственно от объема добычи сырой нефти Компанией за эти годы. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на месторождении Акшабулак добывалось в среднем 3 652,8 тонн сырой нефти в день, относимой на счет Компании через РД КМГ.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на месторождении Акшабулак было добыто 182,6 тыс.м³ газа, 186,1 тыс.м³ газа за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и 185,1 тыс.м³ газа за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, который был отнесен на счет Компании через РД КМГ, что составляет 2,5%, 2,6% и 2,6%, соответственно, от объема добычи газа Компанией за указанные периоды.

CCEL

CCEL - совместное предприятие между РД КМГ и СІТІС, каждому из которых принадлежит по 50%-ной доле по состоянию на 31 декабря 2016 года. 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 2016 года расчетные запасы месторождения Каражанбас составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 21,5 млн. тонн, газ категорий А+В+С1-146 тыс. м³, относимых на счет Компании через РД КМГ, что составляет 3,2% и незначительные процентные количества запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 Компанией соответственно.

Месторождение Каражанбас, расположенное в Мангистауской области, было обнаружено в 1974 году, добыча начата в 1980 году. Нефтедобыча на месторождении Каражанбас осуществляется с пяти горизонтов юрских и меловых отложений, залегающих на глубине менее 400 м. Нефть сорта «Urals», добываемая на месторождении Каражанбас, обычно имеет максимальную плотность 900 г/м³, содержание серы от 0,1% до 0,2% и среднюю обводненность 80%.

На 31 декабря 2016 года фонд скважин месторождения Каражанбас состоял из 2 755 продуктивных скважин и 809 нагнетательных скважин, включая 51 новую скважину, пробуренную за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. На месторождении Каражанбас было добыто 1,1 млн. тонн сырой нефти за каждый год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., что составляет 4,7% от добычи сырой нефти Компанией в эти годы, соответственно. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каражанбас составила 2 954,2 тонн сырой нефти в сутки.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на месторождении Каражанбас было добыто 18,9 тыс. м³ попутного газа, в 2015 19,9 тыс.м³ попутного газа и в 2014 13,4 тыс.м³ попутного газа, что составляет 0,3%, 0,3% и 0,2% от объема добычи газа Компанией в эти годы.

ПКІ

5 июля 2006 года Компания приобрела у КННК 33%-ную долю (которая сохраняется по состоянию на 31 декабря 2016 года) участия в ПКІ за 169,4 млрд. тенге. В декабре 2009 года Компания продала свою долю в ПКІ в пользу РД КМГ. Таким образом, ПКІ является ассоциированной организацией РД КМГ, и, следовательно, Компания не имеет прямого участия в запасах или продукции ПКІ.

Деятельность ПКІ по разведке и разработке осуществляется Казгермунай (в котором РКІ имеет 50%-ную долю) и ПККР, которое является подконтрольной дочерней фирмой РКІ. См. раздел «Казгермунай» для информации о действиях Казгермунай. ПККР заключило с МЭМР (теперь Министерство энергетики) два контракта на разведку и пять контрактов на разведку и добычу на семи месторождениях в Южно-Тургайском бассейне (Южный Казахстан) на площади 80 000 км².

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

Месторождение	Дата начала добычи	Продуктивная геологическая структура
Южный Кумколь и прилегающие к нему участки	1984 г.	Кызылординская область; нижние меловые и юрские отложения глубиной от 900 до 1 370 м
Арысқум	1985 г.	Кызылординская область; нижние меловые и юрские отложения глубиной 1 200 м
Юго-восточный Кумколь	1997 г.	Кызылординская и Джезказганская области; нижние меловые и юрские отложения глубиной менее 1 585 м
Майбулак	1988 г.	Карагандинская и Кызылординская области; нижние меловые и юрские отложения глубиной менее 1 160 м
Кызылкия	2000 г.	Кызылординская область; нижние меловые и юрские отложения глубиной менее 1 550 м

На 31 декабря 2016 года расчетные запасы на месторождениях ПККР составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 6,6 млн. тонн и газ категорий А+В+С1 – 2,9 млн. м³, относимых на счет Компании через ПКИ и РД КМГ, которые представляют 1,0% и 0,7% запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 соответственно.

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

На 31 декабря 2016 года фонд скважин на месторождениях ПККР состоял из 506 продуктивных и 184 нагнетательных скважин, включая две новые скважины, пробуренных за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. На месторождениях ПККР было добыто 0,6 млн. тонн сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, 0,8 млн. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и 0,9 млн. тонн сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, относимой на счет Компании через ПКИ и РД КМГ, что составляет 2,8%, 3,6% и 4,1% добычи сырой нефти Компанией за этот период. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, продуктивные скважины месторождений ПККР давали в среднем 1 777,8 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании через ПКИ и РД КМГ, в сутки каждая.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на месторождениях ПККР было добыто 120,8 тыс. м³ газа, 138,4 тыс.м³ газа за год, завершившийся 31 декабря 2015 и 146,5 тыс.м³ газа за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что составляет 1,6%, 1,9% и 2,1% 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 лет, закончившихся 31 декабря 2016, 2015 и 2014. ТШО является совместным предприятием между Компанией (20%), «Шеврон Оверсиз» (50%), «Корпорация Эксон Мобил Казахстан» (25%), «ЛюкАрко» (5%). ТШО была зарегистрирована в соответствии с законом РК от 6 апреля 1993 года на срок 40 лет, который может быть продлен взаимным соглашением всех сторон. Деятельность ТШО управляется рядом договоров, включая договор образования и проектные договора, стороной в которых выступает Компания. См. «Акционерный капитал, акционеры и сделки 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, прилегающего к Каспийскому морю, по

индивидуальным договорам (вместо Договора на недропользование), срок действия которых может быть продлен ТШО до 2033 года.

Месторождение Тенгиз

На 31 декабря 2016 года оценочные запасы Тенгизского месторождения составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 205,7 млн. тонн и газ категорий А+В+С1 - 103,5 млн. м3, относимых на счет Компании, что составляет 30,8% и 24,0% 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 Королевское, Каратон, Тажигали и Пустынь. Тенгизский коллектор сформировался в девонский и каменноугольный периоды в результате повторяющихся отложений губчатых фрагментов и известкового ила.

Вследствие высокой сернистости тенгизской нефти, на 31 декабря 2016 года, по оценкам ТШО, на территории компании было складировано 0,1 млн. тонн (на 31 декабря 2015 года и 1,1 млн. тонн, на 31 декабря 2014) попутной серы в виде блоков. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, ТШО продала 2,3 млн. тонн серы, за год, завершившийся 31 декабря 2015 года 2,7 млн. тонн серы и за год, завершившийся 31 декабря 2014 года 3,8 млн. тонн серы. ТШО произвело 2,5 млн. тонн серы за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, 2,4 млн. тонн серы за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и 2,4 млн. тонн серы за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. См. раздел *«Факторы риска-Риски связанные с хозяйственной деятельностью Компании- Нефть на некоторых месторождениях компании имеет высокое содержание серы и дает много побочного продукта в виде серы, которым должны распорядиться с учетом воздействия на окружающую среду»*.

На 31 декабря 2016 года фонд скважин Тенгизского месторождения состоял из 110 продуктивных скважин и 8 нагнетательных скважин, включая 12 новых скважин, пробуренных за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. На месторождении Тенгиз было добыто 5,1 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, 5,0 млн. тонн сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2015 и 4,9 млн. тонн сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что составляет 22,4%, 21,9% и 21,8% объема добычи сырой нефти Компанией за этот период. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, средняя производительность продуктивных скважин на Тенгизском месторождении составила в сутки 14 055,6 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании.

На Тенгизском месторождении за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, было добыто 2 692,0 тыс.м3 газа, за год, завершившийся 31 декабря 2015 года 2 685,0 тыс.т3 и за год, завершившийся 31 декабря 2014 года 2 658,0 тыс.м3 газа, относимого на счет Компании, что составляет 36,5 %, 37,0% и 38,0% от добычи газа Компанией за этот период соответственно.

Проекты по расширению месторождения Тенгиз.

ТШО завершило реализацию первого этапа ПБР, которая состоит из трех фаз. ПБР 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 2022 года. ТШО ожидает завершения второй и третьей фаз ПБР 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 ПБУ, ТШО также внедряет проект ПУУД. ПУУД 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 ПБУ и ПУУД 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.

Фазы подготовки предпроектной документации и эскизного проектирования (“FEED”) проектов ПБУ и ПУУД 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.

Внедрение ПУУД и следующих фаз ПБУ началось в 2016 и ожидается, что работы по проектам закончатся к 2022 году. Ожидается, что проект ПБУ создаст примерно 20 000 новых рабочих мест.

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

Ожидается, что общая стоимость ПБУ и ПУУБ составит до 36,8 млрд. долларов США, которые ТШО надеется оплатить через внешнее финансирование и, в необходимой степени, из собственных денежных потоков. В июле 2016 года ТШО выпустила облигации Серии А с купоном 4% на сумму 1,0 млрд. долларов США, выручку от которых использует для финансирования ПБУ и ПУУД. (См. *«Анализ и обсуждение руководством – Долговые обязательства – Обязательства по основному долгу Компании и ее дочерних предприятий»*).

Бюджет в размере 3,68 млрд. долларов США для проектов ПБУ и ПУУД был одобрен акционерами ТШО (включая Компанию) в июле 2016 года. Ожидается, что 27,1 млрд. долларов США из общей сметной стоимости будет использовано для сооружений добычи, 3,5 млрд. долларов США для скважин и 6,2 млрд. долларов США составят разные расходы. На момент составления данного Базового проспекта Компания не имеет никаких связывающих обязательств по выплате денежных средств в отношении ТШО для проектов ПБУ и ПУУД. Однако нет никаких гарантий, что в какой-то момент времени от компании не потребуется предоставить денежные средства или гарантии для покрытия всех или части таких капитальных затрат. В то время, как Компания и ТШО согласились, что капитальные затраты, необходимые в отношении данных проектов, не приведут к сокращению размеров дивидендов, выплачиваемых ТШО Компании в 2014 до менее, чем 1,0 млрд. долларов США в год, начиная с 2015 года Компания и ТШО согласились, что уровень дивидендов, подлежащих к оплате ТШО Компании, будет зависеть от цены на сырую нефть за соответствующий год. Соответственно, в условиях низких цен на нефть, суммы, которые в противном случае могли бы быть выплачены ТШО Компании в качестве дивидендов, могут быть перенаправлены на финансирование ПБУ и ПУУД.

Сделка по предварительной продаже нефти ТШО

В марте 2015 года KMG Finance, в качестве продавца, и Компания, в качестве гаранта, заключили сделку (**«Сделка по предварительной продаже нефти ТШО»**) в отношении предварительной продажи Компанией сырой нефти и СНГ (вместе **«Товар»**) на сумму до 3 млрд. долларов США специальному юридическому лицу CA-VIT B.V. (**«Покупатель»**).

Основные обязательства сторон в отношении Сделки по предварительной продаже нефти ТШО руководствуются (i) контрактом между KMG Finance, в качестве продавца, и Покупателем на приобретение 30,2 млн. тонн сырой нефти (из которой 20,8 млн. тонн сырой нефти приходится на ТШО, а остальная нефть приходится на ММГ и КБМ), и одой тонны СНГ, соразмерно на ежемесячной основе в течение 48 месяцев начиная с 1 мая 2016 года, с соблюдением стандартных ограничений размеров отгрузки (**«Экспортный договор»**); (ii) дополнениями к Экспортному договору между Покупателем и KMG Finance, в качестве продавца, в которых указываются условия, на которых Покупатель делает предоплату KMG Finance в отношении определенных будущих поставок Товара и на которых KMG Finance поставляет Товар Покупателю (**«Дополнение о предоплате»**); и (iii) договором гарантии между Компанией, в качестве гаранта, и Покупателем, в качестве бенефициара, в соответствии с которым Компания согласилась гарантировать выполнение обязательств KMG Finance по Экспортному договору, Дополнению о предоплате и некоторым вспомогательным документам.

Предполагается, что обязательства KMG Finance и обязательства Компании не должны быть обремененными по применимым финансовым обязательствам Компании в своих двусторонних и синдицированных кредитах, а также по Облигациям, выпущенным в рамках Программы. Ожидается, что KMG Finance выполнит свои обязательства в течение 48 месяцев после подписания коммерческих контрактов в отношении Сделки по предварительной продаже нефти ТШО («**Дата окончательного выполнения обязательств**»), на условиях первоначального льготного периода 12 месяцев. По Дополнению о предоплате KMG Finance должна соблюдать коэффициент покрытия, проверенный в течение срока действия сделки и коэффициент покрытия, проверенный для каждого периода поставки, что может потребовать увеличения время от времени объема, поставляемого Товара по Экспортному договору. Документы по Сделке о предварительной продаже нефти ТШО содержать индивидуальные заверения, гарантии, обязательства (без финансовых обязательств) и условия расторжения. Обязательства сторон в отношении Сделки о предварительной продаже нефти ТШО управляются законом Англии.

См. Примечание 21 к Финансовой отчетности 2016 года.

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 контролируется «Sinopec International Petroleum EE&P Hongkong Overseas Limited». «Казахойл Актобе» является оператором месторождений Алибекмола, крупнейшего из его месторождений, и месторождения Кожасай на основании Контракта на недропользование (от августа 1999, с поправками), срок действия которого истекает в 2023 году. На 31 декабря 2016 года расчетные запасы месторождения Алибекмола, относимые на счет Компании, составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 16,3 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 – 3,9 млн. м3, что составляет 2,4% 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%.

Фонд скважин месторождения Алибекмола состоял из 64 продуктивных скважин и 21 нагнетательной скважины по состоянию на 31 декабря 2016 года. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, новых скважин пробурено не было. На месторождении Алибекмола была добыта 0,2 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, за каждый год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., что составляет 0,7%, 0,8% и 0,8%, соответственно, от общего объема добычи нефти Компанией за указанные периоды. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на продуктивных скважинах месторождения Алибекмола было добыто в среднем 452,8 тонн сырой нефти в день, относимой на счет Компании.

На месторождении Алибекмола добыто 125,2 тыс.м3 газа, относимого на счет Компании за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, 125,8 тыс.м3 газа за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и 114,1 тыс.м3 газа за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что составляет 1,7%, 1,7% и 1,6% соответственно, от общего объема газа, добытого Компанией в указанные периоды.

ММГ

ММГ является компанией, занимающейся разведкой и добычей нефти и газа, принадлежащей компании MIBV - совместное предприятие КМГ и КННК E&D. КМГ приобрела свою косвенную долю в ММГ (через MIBV) 25 ноября 2009 года. ММГ является одним из крупнейших нефтедобывающих предприятий Казахстана и эксплуатирует (через «PU Kalamkasmunaigas») месторождение Каламкас - одно из крупнейших в Казахстане, на основании Контракта на недропользование, срок которого истекает в 2027 году. По состоянию на 31 декабря 2016 года расчетные запасы месторождения Каламкас, относимые на счет Компании, составляли 29,5 млн. тонн сырой нефти по категориям А+В+С1 и 12,8 млн. м3 газа по категориям А+В+С1, что составляет 4,4% и 3,0% 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%.

Фонд скважин на месторождении Каламкас состоял из 2 199 продуктивных скважин и 711 нагнетательной скважины по состоянию на 31 декабря 2016 года, включая 84 новых скважин, пробуренных за год, завершившийся 31 декабря 2016 года и 80 новых скважин, пробуренных за год, завершившийся 31 декабря 2015 года. На месторождении Каламкас было добыто 2,1 млн. тонн сырой нефти, отнесенной на счет Компании, за каждый год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., что составляет 9,1%, 9,2% и 9,4%, соответственно, от общего объема сырой нефти, добытой Компанией за указанные периоды. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на продуктивных скважинах месторождения Каламкас было добыто в среднем 5 698,6 тонн сырой нефти в день, относимой на счет Компании.

На месторождении Каламкас было добыто 259,3 тыс.м³ попутного газа за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, 250,3 тыс.м³ газа за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и 199,2 тыс.м³ газа за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что составляет 3,5%, 3,5% и 2,8%, соответственно, от общих объемов газа, добытых Компанией за указанные периоды.

Месторождение Жетыбай - второе по величине месторождение ММГ. Месторождение Жетыбай, расположенное в Каракиянском районе Мангистауской области, прилегающей к Каспийскому морю, было обнаружена в 1961 году, добыча начата в 1967 году. По состоянию на 31 декабря 2016 года расчетные запасы сырой нефти категорий А+В+С1 на месторождении Жетыбай составляют 26,4 млн. тонн, запасы газового конденсата категорий А+В+С1 0,6 млн. тонн, запасы газа категорий А+В+С1 составляют 12 733 тыс. м³, относимые на счет Компании, составляют 4,0%, 1,3% и 3,0% от запасов сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 Компании, соответственно. Компания управляет месторождением Жетыбай через «PU Zhetybaimunaigas».

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%.

Фонд скважин месторождения Жетыбай составлял 1 124 продуктивных скважин и 470 нагнетательных скважин по состоянию на 31 декабря 2016 года, включая 52 новые скважины, пробуренные за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. На месторождении Жетыбай было добыто 1,1 млн. тонн сырой нефти за каждый год, завершившийся 31 декабря 2016 и 2015 гг., и 1,0 млн. тонн сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что составляет 4,8%, 4,7% и 4,6%, соответственно, от общего объема сырой нефти, добытой Компанией за указанные периоды. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на продуктивных скважинах месторождения Жетыбай добывалось в среднем 3 037,5 тонн сырой нефти в день, относимой на счет Компании.

На месторождении Жетыбай было добыто 119,2 тыс.м³ попутного газа за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, 115,7 тыс.м³ газа за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и 112,2 тыс.м³ газа за год, завершившийся 31 декабря 2014 года, что составляет 1,6% от общего объема газа, добытого Компанией за каждый указанный период.

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 «Royal Dutch Shell (после приобретения BG Group в феврале 2016 года) (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 2016 года месторождение Карачаганак имел расчетные запасы сырой нефти категорий А+В+С1 в 17,6 млн. тонн, газового конденсата категорий А+В+С1 в 27,8 млн. тонн и газа категорий А+В+С1 в 88,8 млн. м³, относимых на счет Компании, что составляет 2,6%, 62,0% и 20,6% от добычи сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 Компанией соответственно.

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 31 декабря 2016 года, на месторождении Карачаганак состоял из 119 продуктивных скважин и 17 нагнетательных скважин, включая семь новых скважин, пробуренных за 2016 год. Доля месторождения Карачаганак в добыче Компании за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, составила 1,0 млн. тонн сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2016 года и 1,1 млн. тонн сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что составляет 4,6% и 4,8% от добычи сырой нефти Компанией за указанные периоды. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, на продуктивных скважинах месторождения Карачаганак было добыто в среднем 2 907,2 тонн сырой нефти в день. На месторождении Карачаганак было добыто 1 765,9 тыс.м³ газа, отнесенного на счет Компании, за год, завершившийся 31 декабря 2016 года и 1 823,4 тыс.м³ за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, что составляет 23,9% и 25,1%, соответственно от общего объема добычи газа Компании за указанные периоды. Сырая нефть, добытая на месторождении Карачаганак, распределяется между членами консорциума (включая Компанию) и продается через трейдеров аффилированных с членами консорциума.

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 началась в 2012 году и предполагается к завершению в 2021 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 25,2 млрд. казахских тенге в 2017 году, 46,1 млрд. казахских тенге в 2018 году, 29,1 млрд. казахских тенге в 2020 году и 14,9 млрд. казахских тенге в 2021; в итоге вклад Компании в разработки будет достигать согласно оценкам 138,2 млрд. казахских тенге, несмотря на то, что ожидается, что такие вклады будут осуществляться из внутренних денежных потоков проектной компании. На 31 декабря 2016 года Компания не имела капитальных затрат (через KMG Karachaganak), так как все капитальные затраты за данный период были осуществлены КРО.

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 Преимущественного права государства 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*». Как развитие добывающих предложение Компании в Казахстане на национальном уровне, так и укрепление положения Компании в качестве ключевого игрока нефтегазового сектора Казахстана, являются стратегическими целями для Компании. См. «- *Стратегия*».

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 2017 год составляет примерно 7,4 млрд. казахских тенге.

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.:

		По состоянию на 31 декабря 2016 года				
Разведочная площадь	Собственник ⁽¹⁾	Общая площадь проекта (в км ²)	Окончание контракта ⁽²⁾	Кол-во разведочных скважин	% доли участия по лицензии или контракту	
					Самостоятельные операции	Совместные операции
Морские						
Северо-Каспийский проект	КСКП	5 600	2041	6	—	8,44 ⁽³⁾
<i>В котором по месторождению Кашаган</i>		1 420		2	—	8,44 ⁽³⁾
	КазМунайТени	521	2041	3	—	25,00
Блок Жемчужины						
Н Блок	КМГ	8 209	2017	2	100	-
Жамбыл	КМГ	1 935	2018	1	100	-
Сатпаев	КМГ	1 481	2018	—	—	75,00
Мертвый (Устюрт)	КМГ	6 451	2021	0	100	—
Исатай	КМГ	1 348	2021	0	100	—
Центральная	NGKC	3 199	2043	1	—	50,00
Наземные						
Уриктау	КМГ	239,9	2042	7	100	—
Оркен	КМГ	278	2020	0	100	—
Бектурлы Восточный	КМГ	286	2021	0	—	50,00
Самтыр	КМГ	10 937	2021	0	100	—
Прибрежное	КМГ	18	2021	0	100	—

Примечания:

- (1) Включает прямое и косвенное право собственности.
- (2) На каждую разведочную площадь имеется одна лицензия/контракт.
- (3) После продажи 50% акций в KMG Kashagan B.V. компанией «Coöperatieve KazMunaiGaz U.A» «Самрук-Казына», Группа владеет 8,44% доли в Северо-Каспийском проекте от своего имени и 8,44% доли по договору доверительного управления от имени «Самрук-Казына». Группа имеет колл опцион на выкуп всей или части акций в KMG Kashagan B.V., переданных «Самрук-Казына» в период с 1 января 2018 по 31 декабря 2020 г.
- (4) По состоянию на 31 декабря 2016 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 E&P 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.

18 ноября 1997 года участники КСКП (на тот момент «AGIP Sea B.V.», «BG Exploration and Production Limited», «BP Kazakhstan Limited, Den Norske Stats Oljeselskap a.s.», «Mobil Oil Kazakhstan Inc.», «Shell Kazakhstan Development B.V.», «Total Exploration and Production Kazakhstan», АО «КазахстанКаспийШельф»), Республика Казахстан и АО «ННК «КазахОйл» подписали СРП на срок 40 лет с момента коммерческого обнаружения и, 6 июля 1998 года участники КСКП подписали Соглашение о совместной деятельности (далее «Северо-Каспийский проект»). С того времени в СРП и Соглашение о совместной деятельности несколько раз вносились поправки, отражающие изменения долей собственности участников КСКП. 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 Kashagan 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 была 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 – Коммерческая добыча на месторождении Кашаган началась только в ноябре 2016 года, после существенных задержек, срывов графиков и превышений затрат, и нельзя дать никаких гарантий, что не будет дальнейших срывов или перебоев добычи, или дополнительных капитальных затрат для 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 E&P 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 CNPC.

На момент составления данного Базового проспекта участниками КСКП являются «KMG Kashagan B.V.» (16,9%), «AGIP Caspian Sea B.V.» (16,8%), «ExxonMobil Kazakhstan Inc. (16,8%), «INPEX North Caspian Sea Ltd.» (7,6%), «CNPC Kazakhstan B.V.» (8,3%), «Shell Kazakhstan Development B.V.» (16,8%) и «Total E&P Kazakhstan» (16,8%). КСКП управляет месторождением Кашаган на основании

СРП, с поправками, и исправленным Соглашением о совместной деятельности и Акционерным договором от 13 июня 2015 года.

В апреле 2014 года, 100% акционерного капитала «KMG Kashagan B.V.» были переданы Coöperatieve KazManaiGraz U.A., которая на 100% принадлежит Компании. 16 октября 2016 года Coöperatieve KazManaiGraz U.A. продала 50% своих акций в «KMG Kashagan B.V.» «Самрук-Казына» на сумму 4,7 млрд. долларов США, с колл опционом на право выкупа всех или части акций в любое время в период с 1 января 2018 по 31 декабря 2020 года (срок может быть продлен по взаимному согласию). В тот же самый день «Самрук-Казына» передала приобретенные акции в доверительное управление Coöperatieve KazMunaiGraz U.A., дочерней компании Компании, и Компания продолжает контролировать деятельность «KMG Kashagan B.V.». В результате продажи Компания деконсолидировала примерно 2,2 млрд. долларов США задолженности в отношении КСКП, что, в свою очередь (i) улучшило в целом финансовый портфель Компании, (ii) сократило обслуживание текущего долга Компании и, тем самым, улучшило общую ликвидность, и позволило группы продолжить финансирование продолжающейся программы капитальных затрат.

Месторождение Кашаган.

В 2001 году на месторождении Кашаган, в северной части Каспийского моря, в 80 км к юго-востоку от города Атырау, были обнаружены промышленные запасы нефти. Месторождение Кашаган занимает площадь 820 км². По состоянию на 31 декабря 2016 года запасы сырой нефти категорий А+В+С1 на месторождении Кашаган составляли 69,5%, запасы газа категорий А+В+С1 - 45 350 млн.м³, отнесенные на долю Компании на консолидированной основе, исходя из 16,88% доли участия Компании в КСКП, что составляет 10,4% и 10,5% запасов сырой нефти и газа Компании 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°C, а летом поднимается до +40°C. 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.

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.

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.», в то время как «Shell Kazakhstan Development B.V.» и Компания совместно управляют добывающими операциями. 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. В 2015 году работы по замене проводились на нефте- и газопроводе, в то время как техническое обслуживание, консервация и модернизация осуществлялись на добывающих объектах. В результате таких работ и соответствующих задержек коммерческой добычи, общие капитальные затраты первой фазы Северо-Каспийского проекта дополнительно возросли до 54,4 млрд. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2016 года общие инвестиции в Месторождение Кашаган сторонами СК СРП составили 54,4 млрд. долларов США.

Коммерческая добыча на месторождении Кашаган была возобновлена в ноябре 2016 года. В период с 1 ноября 2016 и 31 декабря 2016 на месторождении Кашаган было добыто 1 млн. тонн сырой нефти. Оценка добычи на месторождении Кашаган в 2017 году составила 7,6 млн. тонн сырой нефти, несмотря на то, что не может никаких гарантий, что такой уровень добычи будет достигнут.

Сделка по предварительной продаже нефти Кашаган

В ноябре 2016 KMG Kashagan B.V., в качестве продавца, заключил сделку с Heston B.V., в качестве покупателя и Vitol S.A. в качестве реализатора, в отношении предварительной продажи «KMG Kashagan B.V.» сырой нефти, добытой на месторождении Кашаган («Сделка по предварительной продаже нефти Кашаган»). Сумма предварительной продажи составила 1,0 млрд. долларов США, что составляет 6,9 млн. тонн сырой нефти, которая должна быть поставлена в период с 2017 по 2021гг.

Основные обязательства сторон в отношении Сделки с Heston руководствуются: (i) коммерческим агентским соглашением; (ii) извещением о передаче; (iii) экспортным договором на поставку сырой нефти; (iv) соглашением о предоплате по экспортному договору на сумму до 1 млрд. долларов США; и (v) договором уступки между «Heston B.V.» и «ABN AMRO Bank NV», в соответствии с которым «Heston B.V.» уступает свои права по экспортному договору и соглашению о предоплате «ABN Amro Bank NV» в качестве гарантийного агента. Компания выступала гарантом в отношении сделки.

Предполагается, что обязательства «KMG Kashagan B.V.» или обязательства Компании не обременены по применимым финансовым обязательства в своем финансировании. В соответствии с условиями документации по Сделке по предварительной продаже нефти Кашаган, запрещается заключать договора займа внутри компании на сумму основного долга, превышающую 50 млн. долларов США и с обязательствами непредоставления залога.

Крупные проекты по разведке АО «КазМунайТениз»

Участок Жемчужины.

«Caspian Meruerty Operating Company B.V.» - это совместное предприятие между «КазМунайТениз» (25%) которая является дочерним предприятием Компании, «Shell EP Offshore Ventures Limited» (55%) и «Oman Pearls Company Limited» (20%). В настоящее время компания «Caspian Meruerty Operating Company B.V.» (25%) проводит разведывательные работы на участке Жемчужный.

Участок Жемчужины включает в себя месторождения Хазар и Ауэзов, и расположен в центральной части казахстанского сектора Каспийского моря. Контрактная территория занимает площадь 521 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 сейсмо съемке 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. Подтверждение запасов было получено от Государственного комитета по запасам в июле 2016 года.

Период поисково-разведочных работ на участке «Жемчужный» должен был завершиться в декабре 2013 года, но был продлен до 14 декабря 2017 года для того, чтобы разработать документы технологического проектирования и коммерческие предложения в отношении разработки месторождения Хазар и месторождения Ауэзов.

Доля «КазМунайТениз» в расходах по разведке на участке Жемчужины в 2016 году составила 1,1 млрд. тенге. Ожидается, что расходы по разведке составят 1,6 млрд. тенге в 2017 году.

Значительные проекты Компании по разведке

Проект по освоению участка «Н».

ТОО «Н Оперейтинг Компани» является совместным предприятием Компании (75,5%, по состоянию на 31 декабря 2016 года) и «N Block B.V.», 100% дочерней компании Компании (24,5%). ТОО «Н Оперейтинг Компани» является оператором проекта участка «Н», проекта разведки и разработки участка «Н», занимающего площадь 8 209 км² (включая участок морской структуры Ракушечное 7 625 км²) и расположенном в 30 км от морского порта Актау. По прогнозным оценкам извлекаемые объемы запасов нефти на участке «Н» составляют 270 млн. тонн. Компания и «N Block B.V.» осуществляют деятельность по недропользованию на участке «Н» в соответствии с договором на разведку и добычу углеводородов от 29 декабря 2007 года, с поправками («**Договор недропользования на участке Н**»).

Промышленное освоение участка «Н» в настоящее время ведется. 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 феврале 2015 года бурение первой разведочной скважины было завершено, несмотря на то, что данную скважину с тех пор оставили.

В течение 2013 года и 2014 года, на участке «Н» были проведены дополнительные геологические и геофизические исследования, включая обработку двухмерных и трехмерных сейсмических данных МОГТ, а также бурение разведочных скважин P-1 и N-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. Оценочная скважина AP-1 была пробурена на глубине 1600 метров в 2014 году.

В декабре 2013 году Договор недропользования на участке «Н» был продлен до 29 декабря 2015 года. В декабре 2015 года девять поправок в Договор недропользования на участке «Н» было подписано и зарегистрировано, согласно которым период разведки был продлен до 29 декабря 2017 года. Данная поправка также предусматривает рабочую программу и бюджеты для поисковых работ, проводимых на Блоке «Н» в 2016 и 2017 году, также оценочные работы будут проведены на структуре Ракушечное Море в течение 2016 года на сумму до 1,9 млн. долларов США.

В соответствии с соглашением о совместной деятельности («**Соглашение о совместной деятельности на Блоке Н**») и договором финансирования иностранными участниками доли затрат Компании («**Договор финансирования Блока Н**»), оба подписаны в июне 2009 года, в период до коммерческого обнаружения, деятельность по недропользованию по Договору недропользования на Блоке Н должны были финансироваться «ConocoPhillips» (действующей через «N Block B.V.») и «Мубадала», являющихся на тот момент участниками проекта Блок Н, 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». По Договору совместной операции на Блоке Н «Мубадала» также должна была оплатить бонус за открытие по оцененным запасам Проекта Блок Н (если бурение будет успешным).

После приобретения Компанией 24,5% доли в Проекте «Блок Н» у «ConocoPhillips» в январе 2013 года (через приобретение 100% доли «N Block B.V.» по договору купли-продажи, подписанному в декабре 2012 года), Компания приняла косвенные обязательства финансирования (через «N Block B.V.») затрат на разведку, которые должна была осуществить «ConocoPhillips», как указано в Договоре совместных операций по Блоку Н. После приобретения Компанией всех долей в Проекте «Блок Н», в апреле 2016 года, Компания и «N Block B.V.» подписали поправки к Договору совместных операций на Блоке Н и в Договоре финансирования блока Н, в соответствии с которыми Компания и «N Block B.V.» несут свои собственные расходы и затраты относительно операций недропользования, пропорционально своему долевному участию в проекте «Блок Н».

Проект по освоению месторождения Жамбыл.

Компания проводит деятельность по недропользованию на участке Жамбыл в казахстанской части Каспийского моря (см. **Месторождение Жамбыл**) на основании контракты на разведку углеводородного сырья с Компетентным органом от 21 апреля 2008 года, с поправками («**Договор недропользования на месторождении Жамбыл**»). В 2008 году Компания привлекла иностранного инвестора (КС Kazakh B.V.) для разведки на месторождении Жамбыл. Однако 31 августа 2016 года данный иностранный инвестор вернул свои 27% прав и обязательств по Договору недропользования на месторождении Жамбыл Компании.

Первоначально Договор недропользования на месторождении Жамбыл предусматривал шестилетний срок разведки (то есть до 22 апреля 2014 года), с возможностью двукратного продления на двухлетний период и далее, если необходима оценка. В случае коммерческого обнаружения Компания может воспользоваться своим преимущественным правом и заключить договор добычи с Компетентным органом. Срок действия Договора недропользования на месторождении Жамбыл был продлен дважды и период разведки истекает 21 апреля 2018 года. В связи с Договором недропользования на месторождении Жамбыл Компания оплатила подписной бонус в размере 3 млн. долларов США.

ТОО «Жамбыл Петролеум» («**Жамбыл Петролеум**») является 100%-ной дочерней организацией «КазМунайТениз», дочерней компании Компании. «Жамбыл Петролеум» занимается разведочной деятельностью на месторождении Жамбыл на основании контракта, подписанного с Компанией в сентябре 2016 года.

Месторождение Жамбыл расположено на северном склоне Каспийского моря в 170 км от Баутино и 160 км от Атырау. Месторождение Жамбыл занимает площадь 1 935 км² и включает пять отдельных перспективных нефтяных залежи. В настоящее время работы на месторождении Жамбыл ограничены, но данные двухмерной сейсморазведки показывают, что извлекаемые запасы

месторождения Жамбыл могут составить 651,9 млн. тонн нефти. В 2011 году на основании интерпретации данных исследований сейсмической тяжести было предоставлено разрешение на бурение разведочной скважины. В 2012 году были проведены исследования грунта месторождения на дальнейшем месте работ и скважине. 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 2014 году была получена подача нефти и газа в результате бурения разведочной скважины в структуре Жетысу. В 2016 году были проведены сейсмические исследования на структуре Жетысу на площади 400 км².

Доля Компании в расходах на разведку на месторождении Жамбыл в 2016 году составила 5,4 млрд. тенге, и ожидается, что в 2017 году соответствующая сумма составит 1,9 млрд. тенге. Такое сокращение произошло благодаря завершению трехмерных сейсмических работ в 2016 году.

Проект по освоению участка Сатпаев.

Компания, совместно с «ONGC Videsh Limited (Индия)» («OVL»), 100% дочернее предприятие «Oil and Natural Gas Corporation Limited», осуществляет операции по недропользованию на участке Сатпаев в казахстанском секторе Каспийского моря («участок Сатпаев») в соответствии с договором на разведку и разработку углеводородов, подписанным в июне 2010 года, с поправками («Договор недропользования на участке Сатпаев»). Компании и OVL принадлежат 75% (по состоянию на 31 декабря 2016 года) и 25% акций с правом недропользования по Договору недропользования на участке Сатпаев, соответственно. Участок Сатпаев расположен в мелких водах прикаспийского бассейна Республики Казахстан, имеет площадь 1 582 м² на мелководье.

В соответствии с договором совместных операций между Компанией, OVL и ТОО «Сатпаев Оперейтинг», от 16 апреля 2011 года. Оператором участка Сатпаев является ТОО «Сатпаев Оперейтинг». В соответствии с соглашением о финансировании от 16 апреля 2011 года между Компанией и OVL относительно Договора недропользования на участке Сатпаев, OVL согласилась финансировать большую часть расходов по разведывательной деятельности, связанной с проектом, при условии, что после начала коммерческой добычи Компания вернет OVL свою долю затрат.

В соответствии с Договором недропользования на участке Сатпаев первоначальный период разведки составил шесть лет. В ноябре 2015 года Компания и OVL обратились в Министерство Энергетики за первым продлением периода разведки. В июне 2016 года Министерство Энергетики, Компания и OVL подписали дополнительное соглашение к Договору недропользования на участке Сатпаев, который: (i) продлевает период разведки до 15 июня 2018 года; и (ii) описывает программу работ, которые должны быть проведены в течение этого периода на общую сумму 29,8 млн. долларов США.

В 2011 и 2012 годах были проведены геохимические работы на месте, лабораторные испытания и двухмерные сейсмические работы. В 2013 году был проведен анализ двухмерных сейсмических данных и мониторинг деятельности в отношении операционной среды. В 2015 году было завершено бурение разведочной скважины СТП-1 на участке Сатпаев. В 2016 году разведочная скважина СТП-1 была ликвидирована в соответствии с планом изоляции и ликвидации работ во время ликвидации разведочной скважины СТП-1 на структуре Сатпаев. Доля Компании в расходах на разведку на месторождении Сатпаев составила 1,6 млрд. тенге в 2016 году и ожидается, что составит 27,7 млрд. тенге в 2017 году. Ожидаемый прирост в расходах в 2017 году связан с подготовительными работами к бурению второй скважины с высоким пластовым давлением и другими затрудняющими условиями, и запланированной модернизации буровых установок в 2017 году.

Проект Иссатай

Проект Иссатай осуществляется в соответствии с Договором недропользования № 4160 от 26 июня 2015 года на разведку и добычу углеводородного сырья на участке Иссатай, расположенном в казахстанской части Каспийского моря. Площадь контрактной территории составляет 1 348 м² и основными перспективными геологическими структурами являются Иссатай, Толкын и Сункар. Прогнозируемые извлекаемые ресурсы на площади разведочных работ составляют 72 млн. тонн сырой нефти. Глубина воды в районе проведения работ составляет 4-8 метров. Период разведки для

проекта Иссатай с 2015 по 2021 гг. Компания является недропользователем в настоящий момент, но ожидается, что стратегический партнер Компании, компания «ENI Issatay B.V.», присоединится к проекту, и что финансирование в течение периода разведки будет осуществляться в основном партнерами.

В мае 2014 года Компания и ENI заключили договор относительно проекта Иссатай, а в апреле 2015 года Министерство энергетики утвердило «ENI Issatay B.V.» в качестве стратегического партнера Компании для проекта Иссатай. В июне 2015 года Компания и ENI подписали договор относительно передачи доли в договоре недропользования. В сентябре 2015 года Министерство энергетики предоставило Компании разрешение передать 50% доли в договоре недропользования компании ENI. В октябре 2016 года Правление «Самрук-Казына» утвердило создание ТОО «Иссатай Оперейтинг Компани» в качестве компании оператора проекта. Сейчас ведутся работы по внесению изменений в рабочую программу для проекта Иссатай, чтобы, среди прочего, внести изменения в период разведки.

Ожидается, что доля Компании в расходах на разведку на месторождении Иссатай составит 0,7 млрд. тенге в 2017 году.

Проект по освоению участка Урихтау

ТОО «Урихтау Оперейтинг» («Урихтау Оперейтинг») является дочерней компанией, находящейся в полной собственности Компании. «Урихтау Оперейтинг» участвует в разведочных работах на участке Урихтау 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. В 2014 году возведение промышленного предприятия недалеко от вахтового поселка Жанажол на месторождении Жанажол было завершено, а также проведение исследования возможностей разработки нефтяной оторочки после завершения опытной добычи, а также интеграции разработки газоконденсатного и нефтяного месторождения после завершения опытной добычи были зарегистрированы. В 2015 году материалы опробования скважин были переданы для определения оценки запасов углеводородов на месторождениях Восточный и Южный Урихтау. Трехмерные сейсмические поисковые работы были проведены и завершены в 2015 году. В 2016 году были проведены трехмерные сейсмические исследования в отношении 234 км², включая в восточной и Южной структурах Урихтау. На основе результатов толкования таких данных отчеты по операционным подсчетам запасов углеводородов на таких структурах были рассмотрены Центральным Комитетом по Разведке и Разработке в 2016 году, и было зарегистрировано увеличение ресурсной базы извлекаемых объемов углеводородов для проекта Урихтау до 9,5 млн. тонн жидких углеводородов и 7,0 млн.м³ газа.

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 2016 году составила 10,7 млрд. тенге, в 2017 году – ожидается на уровне 21.0 млрд тенге.

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 («**Договор недропользования на участке Кансу**»). 1 октября 2013 года Компания заключила контракт с Министерством нефти и газа на право проведения разведывательных работ на месторождении Кансу. В 2014 ТОО «КМГ-Кансу Оперейтинг» была образована Компания в качестве оператора проекта Кансу. В 2014 году ТОО «КМГ-Кансу Оперейтинг» была образована в качестве оператора, а Компания была ее недропользователем. В 2015 году были проведены сейсмические работы. В мае 2015 года Компания передала ТОО «КМГ-Кансу Оперейтинг» компании КТГ в качестве взноса в ее акционерный капитал.

30 мая 2016 года, в соответствии со второй поправкой к Договору недропользования на участке Кансу, Компания передала свои права недропользования по Договору недропользования на участке Кансу компании ТОО «КМГ-Кансу Оперейтинг», которая на тот момент являлась 100% дочерней компанией КТГ.

Договор недропользования на участке Кансу предусматривает финансовые обязательства Компании в отношении рабочей программы, проводимой в период с 2016 по 2019 гг., на сумму 1 038 000 долларов США. Ожидается, что доля КТГ в расходах на разведку для проекта Кансу составит 5,6 млрд. тенге в 2017 году.

Значительные проекты по разведке РД КМГ

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. В 2016 году было завершено бурение скважин ПР-4 и ПР-7. В данное время данные скважины тестируются. Бурение скважины ПР-5 в

настоящее время в процессе. Ожидается, что расходы на разведку месторождения Лиман составят 140 млн. тенге в 2016 году и 533 млн. тенге в 2017 года.

Другая деятельность

В апреле 2011 года РД КМГ приобрела 50% обычных акций UGL. MOL и FIOC владеют 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. В 2016 году была пробурена другая скважина на глубину 5 200м. Лицензия на поисково-разведывательные работы в отношении Федоровского блока истекает в мае 2018 года. В отношении Рожковское месторождения Компания заключила контракт на добычу на Рожковском месторождении в 2015 году.

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 ТОО «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. Магнитотеллурическое зондирование и трехмерные и двухмерные сейсмические исследования также были проведены на участке. На месторождении Узень-Карамандыбас на структуре Бодрай в 2012 году на общую глубину в 2 200 м и были проведены тесты на четырех объектах. С того момента скважина была ликвидирована по геологическим причинам. В 2013 году, на основании геологического анализа сейсмических данных 2d на площади размером 800 км² были дополнительно проведены сейсмические работы в масштабе 3d. В 2014 году было завершено опробование 1 новой скважины НВ-1. В 2016 году РД КМГ получила разрешение от Министерства энергетики на продление периода разведки для участка Узень-Карамандыбас, структура Бодрай, до 2018 года. Была завершена обработка и толкование данных 3D сейсмической разведки куба Бирлестик, который является переработанным 3D сейсмическим кубом на участке Бирлестик на участках Каратон и Саркамыс, а также было завершено бурение НСВ-1 скважины на глубину 3 818 м. См. раздел *«Факторы риска - Риски связанные с хозяйственной деятельностью Компании- Количество зрелых месторождений Компании»*.

В декабре 2011 года РД КМГ приобрел 100% акций АО «Карповский Северный» (**«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. В 2014 году 3d сейсмические работы на участке площадью 732 км² завершены, проводится анализ полевых работ. В 2016 году было опробовано 4 интервала скважины.

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

Соглашения на недропользование

Лицензии и контракты Компании в отношении месторождений, расположенных на суше

С 1999г. права на добычу и разведку предоставляются на основании заключения контрактов на разведку, добычу или разведку и добычу с целью извлечения углеводородов в течение определенного периода. На 31 декабря 2016 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 31 декабря 2016 года Компания, ее дочерние организации и совместные предприятия являлись сторонами пяти соглашений о разделе продукции.

В следующей таблице представлена сводная информация по соглашениям о разделе продукции, регулирующим крупнейшие морские разведочные месторождения Компании 31 декабря 2016 года:

СРП	Стороны	Дата	Срок	Участок добычи/разведки
СРП СК	«AGIP», «Total», «ExxonMobil» и «Shell» (по 16,81% каждая), CNPC (8,33%), «Inpex» (7,56%) и Компания (16,88%).	18 ноября 1997 г.	40 лет с даты 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)	ДОО «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 в основном 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. С применен ием гидроразрыва	КРС	Новые пробуренные скважины						Всего нарастающий прирост добычи (тыс. тонн)	
			Продукт.скв.			Нагнет.скв.				
			За год, завершившийся 31 декабря			За год, завершившийся 31 декабря				
			2016	2015	2014	2016	2015	2014		
Мест. Узень	РД КМГ	96	888	156	192	125	13	37	102	1 203 893,0
Мест.Э МГ	РД КМГ	8	246	47	53	66	0	1	4	219 26,0
Мест.Ак шабулак.....	Казгермуна й	4	12	22	28	23	0	0	0	612 552,0
Мест.Ал ибекмол а.....	КазакОйл Актобе	0	5	0	0	2	0	0	0	18 548,0

Транспортировка

Обзор

Компания частично является собственником и единоличным оператором крупнейших по протяженности и пропускной способности нефте- и газопроводной сети в Казахстане. На 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. общая протяженность ее газопроводов составляла 11, 272 км. Состоянием на 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. общая протяженность нефтепроводной системы Компании составляла примерно 5 495 км.

В следующей таблице представлена информация по участкам трубопроводов, собственником или оператором которых является Компания по состоянию на 31 декабря 2016 года:

Трубопровод	Км. трубопров.	По состоянию на 32 декабря 2016 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	5 042,0	-	5 042,0	60,0	Россия и Казахстан (с ТШО и месторождения Карачаганак)
Уральская система	1 116,0	-	1 116,0	45,0	
Актюбинская система	2 659,0	9,0	2 650,0	20,0	Туркменистан
Южная трубопроводная сеть	2 333,0	-	2 333,0	14,0	Узбекистан
Кызылординская трубопроводная сеть ⁽²⁾	122,0	122,0	-	1,0	Месторождение Акшабулак
Азиатский трубопровод	1 305,0	-	1 305,0	30,0	Туркменистан
Газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент»	1 454,0	-	1 454,0	2,5	Казахстан
Итого:	14 031,0	131,0	13 900,0	172,5	
Транспортировка сырой нефти					
<i>Система КТО</i>					
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					
Трубопровод Атырау-Кенкияк	448,8	-	448,8	10,0	Западный Казахстан
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	962,0	-	962,0	10,0	Западный Казахстан, месторождения Кумколь и Тургай
Трубопровод Кенкияк-Кумколь	794,0	-	794,0	10,0	Западный Казахстан
Система КТК					
Трубопровод КТК ⁽³⁾	452,0	-	452,0	28,0	Западный Казахстан, месторождение Тенгиз
Итого:	8 151,6	229,0	7 665,8	122,3	

Примечания:

(1) млн. 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 газкомпрессорных 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. Значительную часть любой наценки от таких продаж обычно используется для модернизации и расширения внутренней сети трубопроводов. Компания ожидает, что статус национального оператора поможет продолжать увеличивать 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, КТГ не была перечислена в Указе Правительства от 31 марта 2014 года в Программе «Народного IPO». Программа «Народного IPO» была прекращена в конце 2015 года и с тех пор ее заменила Комплексная программа приватизации 2016 года.

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 импортируемый природный газ с границы Узбекистан-Казахстан в южные регионы Казахстана, включая г. Алматы (далее - Южная трубопроводная сеть). См. раздел «Обзор». До декабря 2014 года КТГ осуществляла эксплуатацию газопроводной распределительной сети в Казахстане по договору («**Договор концессии**») между ИЦА и Правительством. 5 декабря 2014 года Договор концессии был расторгнут и было подписано соглашение о доверительном управлении между Комитетом государственного имущества и приватизации Министерства Финансов Республики Казахстан, Самрук-Казына и ИЦА. Стороны также согласовали концепцию передачи активов от государства ИЦА в форме вноса в акционерный капитал ИЦА, несмотря на то, что данная передача не была завершена на дату составления данного Базисного проспекта.

Компания использует магистральные газопроводы ИЦА: (i) для транзита природного газа сторонних организаций в основном из Туркменистана и Узбекистана в Россию, (ii) для экспорта казахстанского природного газа, в основном с Тенгиза и Карачаганакского газоконденсатного месторождения, в Россию, (iii) для транспортировки природного газа из одного региона России в другой через территорию Казахстана, и (iv) распределение природного газа, добытого Компанией и прочими лицами, включая совместные предприятия и ассоциированные организации Компании.

На 31 декабря 2016 года компания ИЦА эксплуатировала 11 272 км газопроводов природного газа, 22 компрессорных станций, оснащенных 298 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 1960-70-х гг., с первоначально сертифицированным сроком ее эксплуатации 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.

В октябре 2013 года была начата эксплуатация трубопроводного компрессора на участке «Макад». Сооружение данного трубопроводного компрессора, стоимость которого составила 33,2 млрд. казахских тенге, было профинансировано за счет наличных средств ИЦА. В настоящее время ИЦА осуществляет инвестиционный проект, целью которого является увеличение пропускной способности газопровода Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы и строительство дожимной компрессорной станции для передачи газа между Казахстаном и Китаем. Ожидается, что проект увеличит экспорт газа в Китай до 2 млн. м³ газа в год. Стоимость проекта составляет 27,3 млрд.

тенге, которая финансируется из внутренних денежных потоков ИЦА. Кроме того, ИЦА в настоящее время осуществляет проект строительства компрессорной станции на Караозек, которая ранее была частью фазы 2 проекта газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент.

На дату составления настоящего Базового проспекта эмиссии Компания намерена использовать трубопроводную систему Интергаз-Центральная Азия (ИСА) для транспортировки объемов газа, добываемых на Кашаганском месторождении после того, как коммерческая добыча достигнет прогнозного уровня.

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 АГП, совместного предприятия, принадлежащего Компании (через КТГ) и CNPC (действующей через «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited»). 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 достигнуть при помощи третьего этапа строительства. В июле 2012 года было достигнуто соглашение между Правительством и Китаем по совместному проведению строительных работ третьего этапа, который будет иметь пропускную способность в 25 млрд. м³ в год. В октябре 2011 года Компания заключила договор с КННК по вопросам разработки, финансирования, проведения работ и осуществления третьего этапа постройки Азиатского газопровода. Общая стоимость данного этапа проекта ожидается на уровне 5,2 млрд. долл. США и в декабре 2012 года ТОО «Азиатский газопровод» взял заем в 4,7 млрд. долл. США у Китайского банка развития для целей финансирования проведения третьего этапа работ. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности - Обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних компаний». Строительные работы по третьему этапу Азиатского газопровода были начаты в ноябре 2012 года и завершение ожидается в 2017 году.

За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, АГП транспортировала 34,2 млн.м³ газа. 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 3,0 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 был завершен в 2015 году, с пропускной способностью 6 млн. м³ в год. Ожидается, что пропускная способность трубопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент будет увеличена до 10,0 млн. м³ в год к концу 2017 года, когда часть трубопровода между Бейнеу и Бозой будет задействована. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, по трубопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент было транспортировано 2,1 млн. м³ газа.

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, акционеры и сделки со связанными сторонами – 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 были заключены обновленные кредитные договора. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности - Обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних компаний».

Объемы транспортировки газа

За год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 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 год, завершившийся 31 декабря			% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2016 и 2015	% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2015 и 2014
		2016	2015 (млн.м3)	2014		
Трубопроводная система ИЦА:						
Международный транзит через территорию Казахстана:						
Трубопровод Уральской системы Союз/Оренбург-Новопсков	Российский газ	25,2	38,9	33,8	(35,2)	15,1
Трубопровод Актюбинской системы Бухара-Урал	Российский газ	11,8	14,2	15,6	(16,9)	(9,0)
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	Узбекский газ	4,1	3,5	3,6	17,1	(2,8)
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	Туркменский газ	0,0	3,1	11,0	(100,0)	(71,8)
Итого		41,1	59,7	64,0	(31,2)	(6,7)
Экспорт казахстанского газа						
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы	Газ ТШО	4,1	3,2	3,0	28,1	6,7
Трубопровод Уральской системы Союз/Оренбург-Новопсков	Карачаганакский газ	6,6	6,6	6,5	0,0	1,5
Трубопровод Уральской системы Союз/Оренбург-Новопсков	Газ Чинаревское	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0
Трубопровод Актюбинской системы Бухара-Урал	Газ Жанажол	1,0	1,5	0,5	(33,3)	200,0
Трубопровод Актюбинской системы Бухара-Урал	Другой газ	0,3	0,2	0,0	50,0	
Трубопровод БГР-ТБА	Газ Амангельды	0,2	0,2	0,1	0,0	100,0
Итого		13,2	12,7	11,1	3,9	14,4
Внутренняя транспорт.газа						
Трубопроводная система ИЦА		12,3	11,5	11,9	7,0	(3,4)
Газопровод Казахстан-Китай		1,0	0,7	1,0	42,9	(30,0)
Трубопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент		2,1	1,3	1,4	61,5	(7,1)
Итого		15,4	13,5	14,3	14,1	(5,6)
Всего транспортировка газа через систему трубопроводов ИЦА		66,6	83,9	87,0	(20,6)	(3,6)
Совместные предприятия:						
Международный транзит через территорию Казахстана:						
Трубопровод Казахстан-Китай (АГП)	Туркменский газ	30,1	27,7	28,4	8,7	(2,5)
Трубопровод Казахстан-Китай (АГП)	Узбекский газ	4,1	2,9	0,9	41,4	222,2
Итого транспортировка газа совместными предприятиями		34,2	30,6	29,3	11,8	4,4
Total		100,8	111,6	115,4	(13,4)	(3,3)

Основным клиентом ИЦА является Газпром, на долю которого приходится 43,89%, 57,2% и 69,0% платежей за транспортировку газа ИЦА за год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., соответственно. ИЦА первоначально оказывала 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. Эти контракты были заключены в январе 2011 года на период пять лет и заменяли предыдущие контракты, действующие между сторонами с 2005 года. 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.

Начиная с 2017 года Газпром и ИЦА планируют заключить контракты на предоставление услуг по транспортировке газа на ежегодной основе. В соответствии с контрактом на 2017 год в нем отсутствуют определенные объемы «транспортируй или плати» и оплата основывается на объемах газа, транспортируемых по тарифу 2,00 доллара США за 1000 м³ на 100 км.

Объем природного газа из Казахстана, экспортируемый через систему транспортировки природного газа ИЦА составил 13,2 млн.м³ за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, 12,7 млн.м³ за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и 11,1 млн.м³ за год, завершившийся 31 декабря 2014 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 31 декабря 2016 года 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 до декабря 2014 г. Договору концессии, тарифы ИЦА для внутренней транспортировки природного газа подлежат регулированию Комитетом по естественным монополиям. 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 Комитета по естественным монополиям.

5 декабря 2014 года Договор концессии был расторгнут и был подписан договор о доверительном управлении между Комитетом государственного имущества и приватизации Министерства Финансов Республики Казахстан, АО «Самрук-Казына» и ИЦА, согласно которому ИЦА был назначен в качестве доверительного управляющего системой трубопроводов. Договор о доверительном управлении не регулирует тарифы, взимаемые ИЦА, которые должны устанавливаться в соответствии с требованиями законодательства Казахстана.

Предыдущее законодательство Казахстана предусматривало, что тарифы на транспортировку газа на экспорт и внутри страны утверждались Комитетом по естественным монополиям. В мае 2015 года, однако, был сделан ряд поправок к Закону «О естественных монополиях и регулируемых рынках». Эти поправки, среди прочего, отменяют государственное регулирование тарифов на экспорт.

Соответственно Комитетом по естественным монополиям регулирует только тарифы на транспортировку газа внутри страны.

Международные тарифы.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., международные тарифы составляли 88,90%, 86,89 и 85,65%, соответственно, от общего дохода ИЦА.

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 год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., тариф на международный транзит составлял 1,7 долл. США за кубический метр, 1,7 долл. США за кубический метр и 1,7 долл. США за кубический метр на каждые 100 км трубопроводной транспортировки, 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, добытого ТШО. 20 апреля 2016 года в соответствии с контрактом между КТГ и ТШО тариф на транспортировку газа был увеличен с 3,00 долларов США за 1000 м³ природного газа на каждые 100 км до 5,00 долларов США за 1000 м³ природного газа, транспортируемого на каждые 100 км для экспорта природного газа, добытого ТШО.

Внутренние тарифы.

Внутренние транспортные тарифы подлежат регулированию и утверждению со стороны Комитета по естественным монополиям. Тарифы вступают в силу с момента утверждения с учетом того, что ИЦА имеет право раз в год обратиться в Комитет по естественным монополиям с запросом на пересмотр и изменение таких тарифов. Комитет по естественным монополиям 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 Комитет по естественным монополиям в рабочем порядке осуществлял пересмотр тарифов для газа по запросу ИЦА, и в 2011 году было достигнуто значительное увеличение тарифов ИЦА, однако в период с 2014 по 2016 Комитет по естественным монополиям не вносил изменения в тарифы по транспортировке газа внутри страны.

За год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 года, тарифы ИЦА на внутреннюю транспортировку газа составили 1 380 тенге за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа для коммунальных предприятий, занятых в производстве тепловой энергии.

ИЦА также оказывает услуги по хранению газа в подземных хранилищах. Цены на эти услуги регулируются Антимонопольными органами.

Транспортировка сырой нефти

Обзор

Через свое дочернее предприятие КТО, Компания является неполным собственником и единоличным оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности нефтепроводной сети Казахстана. На 31 декабря 2016 года общая протяженность нефтепроводной сети Компании составляла примерно 8 151,6 км, 5 495,0 км из которых принадлежат КТО по праву собственности. Компания транспортировала 70,9 млн. тонн, 77,2 млн. тонн и 79,5 млн. тонн сырой нефти по своей трубопроводной сети (включая Морской экспортный терминал Батуми), за годы, закончившиеся 31

декабря 2016, 2015 и 2014 гг., соответственно. В декабре 2012 года «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». Программа «Народный IPO» была прекращена в конце 2015 года и заменена Комплексной программой приватизации в 2016 году.

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 Восточного филиала КТО. По состоянию на 31 декабря 2016 года сеть трубопроводов КТО состояла и 35 495 км труб диаметром от 0,5м и 1,8 м. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года трубопроводная сеть КТО транспортировала 48,7 млн. тонн сырой нефти.

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

Транспортные предприятия	За год, завершившийся 31 декабря		
	2016	2015	2014
	<i>(млн. тонн)</i>		
Трубопроводы КТО			
Западный филиал:			
Трубопровод УАС	15,0	15,7	14,6
Другие трубопроводы западного филиала транспортируют до:			
Атырау НПЗ	4,7	4,8	4,8
Порта Актау	2,2	2,8	5,2
Трубопровода КТК	3,0	2,8	2,9
Итого по Западному филиалу	24,9	26,1	27,5
Трубопроводы Восточного филиала транспортируют до:			
Трубопровода Атасу-Алашанькоу	10,0	11,8	11,8
Шымкентского НПЗ	4,8	4,5	4,5
Павлодарского НПЗ	4,9	4,8	4,6
Итого по Восточному филиалу	19,7	21,1	20,9
Прочее	4,1	5,6	6,8
Совместные предприятия			
Казахстанско-Китайский трубопровод:			
Трубопровод Кенкияк-Кумколь ⁽¹⁾	4,2	5,3	5,1
Трубопровод Атасу-Алашанькоу ⁽¹⁾	10,0	11,8	11,8
МунайТас:			
Трубопровод Кенкияк-Атырау ⁽²⁾	4,6	3,7	3,0
Батумский нефтеналивной терминал⁽³⁾:	3,4	3,6	4,4
Итого	22,2	24,4	24,3
Итого транспортировка сырой нефти	70,9	77,2	79,5

Примечания:

- (1) Показана общая загрузка трубопровода, на 50% принадлежащего КТО.
- (2) Показана общая загрузка трубопровода, на 51% принадлежащего КТО.
- (3) Как охарактеризовано ниже.

КТО инвестировала 39,4 млрд. тенге в 2016 году, 50,8 млрд. казахских тенге в 2015 году и 49,9 млрд. тенге в 2014 году, соответственно, в модернизацию своей трубопроводной системы. В 2017 году КТО планирует инвестировать 26,8 млрд. тенге. Кроме этого, в 2016 году КТО инвестировала 2,6 млрд.

тенге в усовершенствование и увеличение мощности трубопровода совместного предприятия, в сравнении с 2,5 млрд. тенге в 2015 году и 1,2 млрд. тенге в 2014 году. Такое усовершенствование и увеличение мощности нацелено на поддержание существующих уровней транспортировки нефти через трубопроводную систему КТО.

Западный филиал.

На 31 декабря 2016 года Западный филиал является крупнейшей технологической транспортной сетью Компании по номинальной пропускной способности, которая составляла 27,3 млн. тонн сырой нефти в год, несмотря на то, что руководство Компании полагает, что фактическая пропускная способность может быть выше в определенных условиях. На 31 декабря 2016 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 год, завершившийся 31 декабря 2016 года, 24,9 млн. тонн сырой нефти и конденсата, или 31,9% 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 115,1 млрд. тенге, что составляет 67,0% от общего дохода КТО за 2016 год.

Самой большой трубопроводной подсистемой Западного филиала является казахстанский участок трубопровода УАС. Эта подсистема имеет протяженность 1 237 км от Узень (южная часть Западного Казахстана) на север через Атырау до границы с Россией, где он соединяется с российской системой «Транснефть» в Самаре для экспорта сырой нефти в черноморские порты, или через трубопровод Дружба в порты Балтии и Центральной Европы.

На 31 декабря 2016 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 Восточного филиала - трубопровод Каламкас-Каражанбас-Актау, трубопровод Узень-Жетыбай-Актау и трубопровод Жанажол-Кенкияк.

Восточный филиал.

На 31 декабря 2016 года максимальная пропускная способность Восточного 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 год, завершившийся 31 декабря 2016 года, 19,7 млн. тонн сырой нефти и конденсата, что составляет 25,2% от общей добычи нефти и конденсата в Казахстане, были перекачаны через Восточный филиал. Общая сумма дохода, полученного за счет взимания тарифов на транспортировку этих объемов сырой нефти и конденсата, составила 52,5 млрд. тенге, что составляет 30,7% от общего дохода КТО в 2016 году.

Посредством Восточного филиала Компания транспортирует сырую нефть, добытую преимущественно на месторождениях Кумколь и Тургай, на Шымкентский НПЗ и далее на экспорт в Китай.

Система магистральных нефтепроводов Восточного филиала 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 (Восточный 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 Комитетом 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 СNPC E&D учредили СП «МунайТас», в котором КТО принадлежит 51% доля участия (по состоянию на 31 декабря 2016 года), а СNPC 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 2016 года протяженность трубопровода Кенкияк-Атырау составляла 448,8 км трубы диаметром 0,5-1,8 м, а пропускная способность 4,6 млн. тонн сырой нефти в год. В 2016 году, объем фактической транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составил 4,6 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 2018 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 (СNODC) создали ТКК, в котором КТО и СNODC принадлежит по 50% долей участия каждому (по состоянию на 31 декабря 2016 года). ТКК является собственником, а КТО оператором трубопровода Атасу-Алашанькоу.

В июле 2006 года трубопровод Атасу-Алашанькоу был введен в эксплуатацию. На 31 декабря 2016 года пропускная способность трубопровода Атасу-Алашанькоу составляла 20,0 млн. тонн сырой нефти в год. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года объем транспортировки сырой нефти по трубопроводу Атасу-Алашанькоу составил 10,0 млн. тонн. На 31 декабря 2016 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 СNODC заключили соглашения по «Основным принципам сотрудничества относительно расширения и эксплуатации нефтепровода Казахстан – Китай», предусматривающего расширение трубопроводного участка Прииртышск-Атасу-Алашанькоу, которое ожидается к завершению к концу 2017 года.

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

Трубопровод Кенкияк-Кумколь.

31 декабря 2016 года протяженность трубопровода составляла 794 км, а его пропускная способность – 20,0 млн. тонн сырой нефти в год. За год, завершившийся 31 декабря 2016 года, через трубопровод Кенкияк-Кумколь было транспортировано 4,2 млн. тонн сырой нефти. Согласно вышеупомянутой договоренности между Компанией и СNODC, мощность трубопровода Кенкияк-Кумколь была увеличена с 10 млн. тонн сырой нефти в год до 20 млн. тонн сырой нефти в год в 2015 году, что позволит Компании обслуживать ожидаемое возрастание объема добычи на месторождении Тенгиз, так же как и добыча на месторождении Кашаган, когда коммерческая добыча достигнет ожидаемого потенциала.

На момент составления данного Базового проспекта 12 компаний поставляют нефть для трубопровода Кенкияк-Кумколь.

Транспортировка российской нефти в Китай

24 декабря 2013 года Правительство Республики Казахстан и Правительство Российской Федерации заключили межправительственное соглашение в отношении транспортировки российской нефти через Казахстан из Омска в Российской Федерации до казахстанского Приинтышска и далее через Атасу в Алашанькоу (Китайская Народная Республика) («**Межправительственное соглашение 2013**»). В январе 2014 года КТО начала транспортировку российской нефти. КТО транспортирует примерно 7 млн. тонн российской нефти в Китай в год. 27 декабря 2016 года КТО и ПАО «НК «Роснефть» согласились увеличить объемы российской нефти, транспортируемой в Китай до 10 млн. тонн в год.

Транспортировка нефти с месторождения Кашаган

В 2016 году КТО начала транспортировку сырой нефти с месторождения Кашаган через свою трубопроводную систему. Такая нефть транспортировалась через участок трубопровода Атырау-Самара и отгружалась через порт Усть-Луга в России. В феврале 2017 года КТО объявила об открытии нового маршрута для транспортировки нефти с месторождения Кашаган через трубопровод Атырау-Самара для ее дальнейшей транспортировки через систему ПАО «Транснефть» в России в порт Новороссийск для дальнейшего экспорта, сохраняя качество сырой нефти через трубопроводы (вместо смешивания ее с сырой нефтью марки Urals).

Трубопровод КТК

КТК - это совместное предприятие, которое является собственником, оператором и обслуживающей организацией трубопровода КТК. В Казахстане КТК работает через АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум», в котором, по состоянию на 31 декабря 2016 года, Республика Казахстан владела 19% доли, а «Kazakhstan Pipeline Ventures» (дочерняя компания Компании) имела 1,8% долевого участия. Другими участниками в АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум» являются «Транснефть» (31%), «Chevron Caspian Pipeline Consortium Co.» (15%), «LukArco B.V.» (12,5%), «Mobil Caspian Pipeline Co.» (7,75%), «Rosneft – Shell Caspian Ventures Ltd.» (7,5%), «Agip International (N.A.) N.V.» (2%), ТОО «Oryx Caspian Pipeline» (1,75% и «BG Overseas Holdings Ltd.» (2%). На 31 декабря 2016 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 год, завершившийся 31 декабря 2016 года, 40,8 млн. тонн сырой нефти и конденсата, добытых в Казахстане, были перекачаны через Трубопровод КТК, что составляет 52% от общей добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане.

Компания действует от имени Правительства в отношении 19% доли (по состоянию на 2016 год) в КТК. В апреле 2009 г. Компания за 250 млн. долл. США приобрела у «BP» 49,9% долю акций KPV у BP за 250 млн. долл. США, в результате чего увеличила принадлежащую ей эффективную бенефициарную долю в КТК с 19% до 20,8%. 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, акционеры и сделки 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. 16 декабря 2009 года МЭМР (сейчас Министерство энергетики), Министерство энергетики РФ и все акционеры КТК (за исключением «Лукарко Би.Ви.») договорились продолжить процесс расширения и подписали договор о расширении. 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 результате расширения Трубопровода КТК, преимущественные права Компании будут увеличены с 5,76 млн. т до 14,3 млн.т. Смета общих капитальных затрат по расширению мощности трубопровода составит 5,4 млрд. долларов США. Строительные работы в рамках проекта расширения были начаты в июле 2011 года. Процесс расширения осуществляется в три этапа с завершением третьего этапа к концу 2017 года. В декабре 2012 года КПК заявила, 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. В феврале 2017 года КПК заявила, что намерена завершить проект расширения в 2017 году и запустить новые насосные установки в Казахстане во второй половине 2017 года. КПК также заявила, что намерена выделить 150 млн. долларов США на проект расширения в 2017 году.

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 пропуска через трубопроводные системы КТО или Трубопровода КТК: (i) из морского порта Актау баржами до Баку, а затем по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан; (ii) по железной дороге из Казахстана на экспортные черноморские терминалы Одессы и Феодосии; (iii) 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. С момента завершения первых стадий расширения мощности Трубопровода КТК, объемы сырой нефти, транспортируемой КТО в морской порт Актау на экспорт, упали (например, с 5,2 млн. тонн в 2014 до 2,2 млн. тонн в 2015 году).

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» (по состоянию на 31 декабря 2016 года), 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» (по состоянию на 31 декабря 2016 года), 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 внутри страны по трубопроводам УАС и Омск-Павлодар-Шымкент. Ставка тарифа устанавливается Комитетом по естественным монополиям, главным образом, на основе затрат КТО по обслуживанию и эксплуатации трубопроводов. КТО имеет право обращаться в Комитет по естественным монополиям 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 апреле 2014 года Комитетом по естественным монополиям был утвержден временный компенсирующий тариф на регулируемые услуги по транспортировке нефти через систему трубопроводов КТО, действующий с 1 апреля 2014 года. Согласно указанному постановлению тариф на услуги по перекачке экспортных объемов устанавливается на уровне 5 817,2 тенге за 1 тонну на 1000 км (без НДС), а тариф на услуги по перекачке внутренних объемов устанавливается на уровне 2931,8 тенге за 1 тонну на 1000 км. В июне 2014 года были сделаны поправки к Закону «О естественных монополиях и регулируемых рынках» в соответствии с которыми монополия компания, такая как КТО, была обязана предоставить регулируемые услуги по максимальному тарифу, утвержденному соответствующим уполномоченным органом. В декабре 2014 года КТО подала заявление в уполномоченный орган о пересмотре тарифов на все регулируемые услуги. В мае 2015 года был принят еще ряд поправок к Закону «О естественных монополиях и регулируемых рынках», которые отменяют государственное регулирование тарифов на экспорт и транзит сырой нефти по магистральному трубопроводу. Соответственно, 26 июня 2015 года КТО утвердила следующие тарифы на экспорт сырой нефти: (i) 5 817,2 тенге за тонну на 1000 км (без НДС); и (ii) 1 727,1 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) для сырой нефти, экспортируемой по трубопроводу Туймазы-Омск-Новосибирск-2.

21 августа 2015 года Комитет по естественным монополиям утвердил следующие максимальные тарифы для транспортировки нефти внутри страны для КТО: 3 225,04 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с октября 2015 года; 3 547,46 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2016 года; 3 902,13 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2017 года; 4 292,40 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2018 года; и 4 721,72 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2019 года.

1 марта 2017 года Министерство энергетики, в качестве Компетентного органа, и в соответствии с договором между Республикой Казахстан и Китаем, утвердило тариф для транспортировки российской сырой нефти в Китай в размере 11,36 долларов США за 1 метрическую тонну (без НДС).

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 экспортировала 58,9%, 55,7% и 68,3% добытой сырой нефти за годы, закончившиеся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 г., соответственно.

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

	За год, завершившийся 31 декабря		
	2016	2015	2014
	(тыс. тонн)		
Трубопровод КТК			
Новороссийск.....	2 149	1 850	1 991
Трубопровод УАС.....	2 797	2 797	3 580
Итого экспорт.....	4 946	4 647	5 571

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 год, завершившийся 31 декабря 2016 г., ТШО было отгружено 27,3 млн. тонн, 25,7 млн. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2015 года, и 22,9 млн. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2014 года через Трубопровод КТК. Ежегодный прирост в 2016 и 2015 году связан с увеличением добычи сырой нефти на ТШО, главным образом в результате расширения трубопровода КТК. 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 концу 2017 году. См. «Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК».

ТШО также ведет отгрузку нефти с использованием расширенных нефтеналивных ж/д эстакад и ж/д экспортных мощностей, которые были введены в эксплуатацию в 2007 году и предназначены для транспортировки дополнительных объемов добычи Тенгиз до расширения мощности КТК. Также рассматриваются другие альтернативы расширения экспортных возможностей.

ТШО экспортирует 100% добытой сырой нефти, транспортировка которой осуществляется главным образом через Трубопровод КТК. В следующей ниже таблице представлены общие данные по экспорту сырой нефти ТШО по экспортным транспортным маршрутам за указанные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря		
	2016	2015	2014
	(тыс. тонн)		
Трубопровод КТК.....	27 283,0	25 662,0	22 859,0
Трубопровод БТК.....	—	1 602,0	2 022,0
Трубопровод УАС.....	—	53,3	—
Ж/д транспортировка в Одессу, Феодосию и Батуми ...	29,0	246,5	1 936,0
Всего экспорт.....	27 312,0	27 564,0	26 817,0

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.

34,8%, 34,7% и 41,0% добытой сырой нефти ПКИ экспортировала за год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., соответственно. В следующей таблице представлены общие данные по экспорту сырой нефти ПКИ по регионам за указанные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря		
	2016	2015	2014
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу.....	1 212,0	1 488,3	1 883,1
Ж/д транспортировка из Джусалы в Актау.....	0	0	66,0
Ж/д транспортировка из Атасу до			
Трубопровода КТК.....	0	0	0
Узбекистана.....	72,3	0	47,4
Всего экспорт.....	1 284,3	1 488,3	1 996,5

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.

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 (по состоянию на 31 декабря 2016, 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.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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:

	По состоянию на 31 декабря		
	2016	2015	2014
	<i>(тыс.м3)</i>		
Карачаганак (сухой газ)	7 643,9	7 539,2	7 384,3
КТГ	732,0	—	—
Другое.....	3 303,8	884,9	—
Итого.....	11 679,7	8 424,1	7 384,3

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

	По состоянию на 31 декабря		
	2016	2015	2014
	<i>(тыс.м3)</i>		
Экспорт	6 515,7	6 597,4	6 510,4
<i>В том числе своп операции.....</i>	5 031,0	4 565,4	5 065,7
Внутренний рынок	4 420,0	1 826,7	873,9
Итого.....	10 935,7	8 424,1	7 384,3

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 основные цели: (i) доставка продукции на внутренний рынок; и (ii) модернизация своих нефтеперерабатывающих активов, в том числе обеспечение соответствия стандарту «Евро-4» на всех НПЗ до 1 января 2018 года в соответствии с требованиями ЕАЭС. Общая стоимость расходов по модернизации и расширению составляет 2,0 млрд. долларов США, 1,6 млрд. долларов США и 0,8 млрд. долларов США для Атырауского, Шымкентского и Павлодарского НПЗ соответственно, для того, чтобы улучшить производство и привести активы НПЗ в соответствие с экологическими требованиями стандартов «Евро-4» и «Евро-5». Работы по улучшению на Атырауском, Павлодарском и Шымкентском НПЗ призваны обеспечить соответствие экологическим стандартам Евро-4 и Евро5, и их завершение ожидается к концу 2017 года.

В настоящее время Компания рассматривает реорганизацию корпоративной структуры, что может означать слияние КМГ ПМ с Компанией для увеличения эффективности и устранения дублирования деятельности и ответственности. Завершение такого слияния в настоящее время ожидается к концу 2017 года. См. «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания провела и рассматривает дальнейшее проведение внутренней реорганизации».

Продажа сырой нефти

С 1 мая 2012 года (после истечения срока действия агентского договора между КМГ ПМ и РД КМГ, действующего с 2004 года) РД КМГ экспортировала добываемую ею сырую нефть напрямую. РД КМГ продает большую часть своей сырой нефти KMG International. Ключевые клиенты Компании

находятся в Китае, Нидерландах, Италии и Румынии, и в последние годы ее клиентская база не меняется сильно.

Компания провела реструктуризацию своих компаний по экспортным продажам в соответствие 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 2016 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 31 декабря 2016 года общая фактическая нефтеперерабатывающая мощность этих НПЗ составляла 16,1 млн. тонн сырой нефти в год.

Компания осуществила и продолжает осуществлять ряд проектов модернизации на трех НПЗ. В период с 1 января 2014 по 31 декабря 2016 г. Компания общей сложности потратила 440,6 млрд. тенге (1,8 млрд. долларов) капиталовложений на модернизацию НПЗ в Атырау и 156,3 млрд. тенге (0,6 млрд. долларов) капиталовложений на проекты реконструкции НПЗ в Павлодаре. Кроме того, совместное предприятие Компании на НПЗ в Шымкенте потратило в общей сложности 156,3 млрд. тенге (0,6 млрд. долларов) капиталовложений на проекты по улучшению работ на НПЗ в Шымкенте, целью которых является обеспечение соблюдения экологических стандартов Евро 4 и Евро 5. Завершение работ ожидается к концу 2017 года.

Ожидается, что проекты по модернизации улучшат коэффициенты загрузки, прибыльность и качество нефтепродуктов на НПЗ, а также помогут заводам производить топливо, соответствующее экологическим стандартам Евро 4 и Евро 5, и стратегической целью таких проектов является сокращение объемов тяжелых нефтепродуктов, которые сейчас производятся на НПЗ, и увеличить производство более легких продуктов. См. «Обсуждение и анализ руководством финансово-хозяйственной деятельности – Капитальные затраты», «– НПЗ в Павлодаре», «– НПЗ в Атырау» и «– НПЗ в Шымкенте».

Атырауский НПЗ, Павлодарский НПЗ и Шымкентский НПЗ также включены в список целевых компаний в соответствии с Комплексным планом приватизации 2016 года, несмотря на то, что сроки и условия такой приватизации данных активов еще не утверждены.

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 ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», вместе с 25,1% долей участия в ТОО «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 ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», которое и осуществляло эксплуатацию ТОО «Павлодарский нефтехимический завод». В апреле 2013 г. произошло присоединение «Refinery Company RT» к ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (организация-правопреемник), 100,0% доля участия в котором принадлежит КМГ ПМ (по состоянию на 31 декабря 2016 года). Соответственно, на дату данного Базового проспекта КМГ ПМ владеет 100,0% долей участия ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (по состоянию на 31 декабря 2016 года).

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 20 548 тонн сырой нефти в день, а фактическая мощность составляет 5,1 млн. тонн сырой нефти в год. На заводе было переработано 4,6 млн. тонн сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, что составляет 33,1% из общего объема нефти, переработанного в Казахстане за год, завершившийся 31 декабря 2016г. Кроме того, из общего объема, бензина, дизельного топлива и мазута, произведенных в Казахстане за год, завершившийся 31 декабря 2016 г., доля Павлодарского НПЗ составила 42,2%, 37,0% и 20,1% соответственно. За год, завершившийся 31 декабря 2016 г., общий объем производства Павлодарского НПЗ составил 4,0 млн. тонн переработанных нефтепродуктов.

Павлодарский НПЗ взимает тарифы за переработку нефти, установленные Комитетом по естественным монополиям. В 2016 году Комитет по естественным монополиям разрешил Павлодарскому НПЗ повысить тарифы за переработку до 14 895,0 тенге за тонну с 8 641,64 тенге за тонну в 2015 году, что положительно отразилось и продолжает отражаться на доходе от переработки.

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 ТОО «Павлодарский нефтехимический завод». 31 октября 2011 года Правительство утвердило проведение этого анализа. 28 мая 2012 года ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» заключил договор на предоставление услуг по подготовке предпроектной документации с итальянской компанией. Окончательная документация по проекту была подписана в октябре 2013 года. В августе 2014 года ТЭО было утверждено компетентными органами. В декабре 2015 года предпроектная документация относительно первого комплекса проекта была утверждена компетентными органами.

Основной целью проекта модернизации является повышение мощности по переработке нефти Павлодарского НПЗ до 5,1 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. Проект модернизации включает разработку: (i) устройства изомеризации, что позволит производить высокооктановые компоненты коммерческого бензина из низкооктановых фракций сырой нефти; (ii) нафтаотгонной колонны, которая будет отделять легкий фракции нефти от тяжелых для дальнейшей изомеризации и реформинга; (iii) установки извлечения серы и очистки хвостовых газов, для переработки кислого газа; (iv) установки отпарки кислой воды для обработки входящих сточных вод из нефтеперерабатывающих установок; и (v) установки регенерации амина для регенерации амина от перерабатывающих узлов.

В 2010 году на Павлодарском НПЗ были проведены самые крупномасштабные общие работы по ремонту и обслуживанию с начала постсоветского периода, что включало замену изношенных теплообменников и прочего оборудования, а также ремонт инженерных сетей, объектов инфраструктуры, а также дополнительных построек, дорог и других объектов инфраструктуры, не связанных с производством. Общая стоимость данных работ превысила 4,5 млрд. тенге. Выполнение работ позволило НПЗ полностью перейти на производство дизельного топлива стандарта Евро 2. В 2010 году на Павлодарском НПЗ также был введен в эксплуатацию объект для хранения твердых отходов, балансовая стоимость которого составляет 83,0 млн. тенге, а также сдана в эксплуатацию установка для повышения октанового числа топлива, балансовая стоимость которой составляет 350,0 млн. тенге.

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, производимых Павлодарским НПЗ в указанные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря		
	2016	2015	2014
	<i>(тысячи тонн)</i>		
Бензин.....	1 224,7	1 248,8	1 259,2
Дизельное топливо.....	1 524,3	1 457,3	1 508,7
Авиационное топливо.....	—	10,7	124,8
Мазут.....	560,1	822,1	668,3
Другие продукты.....	727,0	787,8	851,7
Итого.....	4 036,1	4 326,8	4 412,8

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.

Атырауский НПЗ переработал 4,8 млн. тонн сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2016 года, что составило 34,4% общей нефти, переработанной в Казахстане за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. Кроме того, Атырауский НПЗ произвел 22,2% бензина, 33,8% дизельного топлива и 48,8% мазута, от произведенного в Казахстане объема за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. За год, закончившийся 31 декабря 2016 года Атырауский НПЗ произвел всего 4,5 млн. тонн переработанных нефтепродуктов. Атырауский НПЗ в основном перерабатывают давальческую нефть от РД КМГ, для которой тариф за переработку устанавливает Комитет по естественным монополиям. В мае 2012 года Комитет по естественным монополиям разрешил Атыраускому НПЗ повысить тарифы за переработку до 20 501,0 тенге за тонну, а в январе 2017 года Комитет по естественным монополиям согласовал дополнительное увеличение тарифа на переработку до 31 309,0 тыс. тенге за тонну. Этот тариф остается неизменным на дату настоящего Базового Проспекта, что положительно отразилось и продолжает отражаться на доходе от переработки.

Текущая программа капитальных инвестиций в Атырауский НПЗ включает строительство комплекса по производству ароматических углеводородов, которое, по ожиданиям, будет завершено к концу 2017 года, а также строительство комплекса по более глубокой переработке нефти, которое также предположительно будет завершено в 2017 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 будет включать в себя строительство установки каталитического реформинга, 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 начато строительство комплекса по производству ароматических углеводородов, которое, как ожидается, будет завершено к концу 2017 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 Sinopec 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. В декабре 2014 года был запущен и введен в эксплуатацию комплекс по производству ароматических углеводородов. В 2015 году, в течение пилотного запуска, были произведены первые партии бензола и параксилола. Проект планируется завершить в 2017 году.

Для финансирования строительства комплекса по более глубокой переработке нефти и расходов на связанные с этим товары и услуги, в августе 2012 года 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 Dojyo Mitsubishi UFJ, Ltd в августе 2012 года. Такие кредиты обеспечены корпоративными гарантиями Компании. См. «Обсуждение и анализ руководством финансово-хозяйственной деятельности – Долговые обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних организаций».

За год, завершившийся 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг. капитальные затраты КМГ ПМ на модернизацию Атырауского НПЗ составили 273,0 млрд. тенге, 110,2 млрд. тенге, 69,9 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. Компания ожидает увеличения перерабатывающих мощностей до 5,5 млн. тонн сырой нефти к концу 2017 года, и улучшения качества продуктов нефтепереработки на Атырауском НПЗ благодаря реализации этих проектов. Кроме модернизации 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 2017 году общие капитальные затраты КМГ ПМ на Атырауский НПЗ составят 147,5 млрд. тенге.

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

	За год, завершившийся 31 декабря		
	2016	2015	2014
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Бензин.....	642,9	604,7	613,9
Дизельное топливо.....	1 390,9	1 207,3	1 344,1
Авиационное топливо.....	19,7	20,6	22,5
Мазут.....	1 361,7	1 649,7	1 510,3
Другие продукты.....	1 075,9	1 043,0	1 112,8
Итого.....	4 491,2	4 525,4	4 603,5

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 31 декабря 2016 года проектная перерабатывающая мощность Шымкентского НПЗ составила 16 438 тонн сырой нефти в день, а фактическая перерабатывающая мощность – 12 493 тонн сырой нефти в день.

На Шымкентском НПЗ было переработано 4,5 млн. тонн сырой нефти за год, завершившийся 31 декабря 2016 года (из которых 2,1 млн. тонн были отнесены на счет компании), что представляет 32,4% от общего объема нефтепереработки в Казахстане за год, завершившийся 31 декабря 2016 г. Кроме того, на Шымкентском НПЗ было произведено 35,6% бензина, 29,2% дизельного топлива и 31,1% мазута от общего объема производства в Казахстане за год, завершившийся 31 декабря 2016 г.

Шымкентский НПЗ работает с давальческим сырьем других лиц, взимая при этом тариф за переработку, устанавливаемый Комитетом по естественным монополиям. В августе 2012 г. Комитет по естественным монополиям разрешил 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. долл. США, а сам проект предположительно будет завершён в 2017 году.

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 год, завершившийся 31 декабря		
	2016	2015	2014
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Бензин.....	1 032,0	988,0	1 126,1
Дизельное топливо	1 203,4	1 192,4	1 346,2
Авиационное топливо	235,9	253,9	278,6
Мазут	868,7	888,8	1 013,2
Другие продукты	931,8	939,4	1 026,2
Итого.....	4 271,9	4 262,5	4 790,3

Реализация и распространение переработанных нефтепродуктов

КМГ ПМ является собственником и оператором расширяющейся сети заправочных станций в Казахстане. На 31 декабря 2016 года КМГ ПМ принадлежало 325 (323 по состоянию на 31 декабря 2015 и 322 по состоянию на 31 декабря 2014 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 5,6% розничной продажи бензина на внутреннем рынке за год, завершившийся 31 декабря 2016, 13,5% в 2015 г. и 7,6% в 2014 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:

Продукция	За год, завершившийся 31 декабря 2016 г.		
	Производство (тыс. тонн)	КМГ ПМ	Доля на рынке %
Бензин	2 899,7	161,8	5,6
Авиационный керосин	255,6	—	0,0
Дизтопливо	4 118,7	240,1	5,8
Топливо	2 790,5	178,5	6,4
Итого	10 064,4	580,5	5,8

Продукция	За завершившийся 31 декабря 2015 г.		
	Производство (тыс. тонн)	КМГ ПМ	Доля на рынке %
Бензин	2 841,5	383,7	13,50
Авиационный керосин	285,2	12,2	4,3
Дизтопливо	3 857,1	669,0	17,4
Топливо	3 360,6	879,5	26,2
Итого	10 344,4	1 944,4	18,8

Продукция	За завершившийся 31 декабря 2014 г.		
	Производство (тыс. тонн)	КМГ ПМ	Доля на рынке %
Бензин	2 999,2	228,7	7,63
Авиационный керосин	426,0	11,6	2,73
Дизтопливо	4 199,0	532,0	12,7
Топливо	3 191,8	573,7	18,0
Итого	10 815,9	1 346,1	12,45

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» (по состоянию на 31 декабря 2016 года, оставшиеся 44,7% и 0,7% находятся в собственности правительства Румынии и в публичном владении соответственно) и НПЗ Вега (Vega), а также сетью заправочных станций.

Планируемая реализация 51% доли компании в «KMG International»

В соответствии с общей стратегией Компании, суть которой сфокусироваться на своей деятельности в Казахстане, а также в соответствии с Государственной Комплексной программой приватизации на 2016 год, Компания рассматривает продажу всей или существенной части своей доли в KMG International. С этой целью в декабре 2015 года Компания заявила, что заключила договор с CEFC China Energy Company Limited («**Договор CEFC**») о продаже 51% акций в основном капитале, которыми она владеет в KMG International компании CEFC China Energy Company Limited или одной, или более ее аффилированных компаний («**CEFC**») по цене покупки, оплачиваемой CEFC КМГ в размере 680 млн. долларов США («**Предполагаемая продажа KMG International/CEFC**»). Согласно Договору CEFC, Предполагаемая продажа KMG International/CEFC должна удовлетворять ряду предварительных условий, включая, среди прочего, получение согласия держателей Облигаций, выпущенных в рамках Программы и, в той степени, в которой это необходимо или обязательно для соответствующих органов, получение согласия кредиторов по кредитам Компании, а также разрешения регулирующих органов во всех соответствующих юрисдикциях. Договор CEFC также предусматривает, что Предполагаемая продажа KMG International/CEFC завершится к концу первой половины 2017 года, несмотря на то, что Компания и CEFC могут заключить письменное соглашение продлить такую дату завершения сделки на свое усмотрение или при необходимости. Совет директоров Компании утвердил условия Предполагаемой продажи KMG International/CEFC, включая цену продажи, по Договору CEFC, на основании независимой оценки, полученной от независимого оценщика.

Завершится или нет Предполагаемая продажа KMG International/CEFC, Компания может продолжить продавать дополнительные доли в KMG International, путем слияния, консолидации или похожих сделок, связанных с акциями в основном капитале KMG International, или путем продажи или размещения активов. 9 марта 2017 года Компания и KMG Finance запустили процесс получения согласия держателей Облигаций, находящихся в обращении в рамках Программы, в связи с продажей всех или значительной части доли Компании в KMG International.

Конвертируемые облигации 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 облигации компании «Ромпетрол»). Конвертируемые облигации 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., спор, по которому Министерство Финансов оспаривало перевод облигаций в акции НПЗ Ромпетрол, было закрыто.

Решения по продлению срока действия меморандума о взаимопонимании рассматриваются. См. также «Споры – Дело Rompetrol SA».

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 – 5,4 млн. тонн сырой нефти в год. За год, завершившийся 31 декабря 2016 г., компания KMG International произвела 5,2 млн. тонн нефтепродуктов на НПЗ Петромидиа, достигнув использования проектной мощности переработки на 130%.

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 16,66 дол. США за тонну в 2016 г. с 16,68 дол. США за тонну в 2015 году и 21,09 дол. США за тонну в 2014 году, что обусловлено главным образом программами по сокращению издержек на НПЗ Петромидиа.

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 объем нефтепродуктов, произведенных НПЗ Петромидиа, увеличился с 4,9 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2014 года, 4,8 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2015 до 5,2 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2016. 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:

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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 56,0 млн. дол. США в 2014 году, 124,5 млн. дол. США в 2015 году и 83,7 млн. дол. США в 2016 году. Инвестиции в 2016 году были направлены в основном на поддержание текущего уровня производства. Компания KMG International планирует потратить 36 млн. дол. США в форме капитальных расходов в 2017 году, которые нацелены главным образом на сохранение уровней производства.

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

	За год, завершившийся 31 декабря		
	2016	2015	2014
	(тыс. тонн)		
Бензин	1 416,3	1 169,1	1 270,4
Дизельное топливо	2 521,5	2 474,4	2 466,0
Авиационный керосин	236,8	219,0	173,2
Мазут	151,7	139,0	107,9
Прочие нефтепродукты	915,9	827,7	901,0
Итого	5 242,1	4 829,3	4 918,6

НПЗ Вега

НПЗ Вега, который принадлежит KMG International, расположен в Плоешти, небольшом городке, находящемся неподалеку от Бухареста (Румыния). Он был построен в 1905 г. и полностью модернизирован в период 1970-1980 гг. Проектная и фактическая мощность переработки НПЗ Вега составляет 0,3 млн. тонн сырья в год. По состоянию на 31 декабря 2016, 2015 и 2014 гг., общий объем производства НПЗ Вега составлял 0,9 млн. тонн переработанных нефтепродуктов (в среднем 0,3 млн. тонн в год).

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 год, завершившийся 31 декабря		
	2016	2015	2014
	(тыс. тонн)		
Специальный бензин (растворители) и другие виды бензина	40,0	33,7	31,1
Уайт спирт и нефть	5,0	7,2	5,1
Газойль	82,9	70,6	66,4
Тяжелое топливо	95,4	94,4	112,1
Мазут	28,2	27,1	20,4
Битум	90,8	80,8	61,4
Прочие нефтепродукты	7,7	9,9	8,5
Итого	350,1	323,7	304,9

Розничная сеть

Розничная сеть компании «KMG International» предлагает широкий ассортимент моторного топлива, включая газ и дизель, которые в основном поставляются НПЗ Петромида, а также Вега НПЗ. По состоянию на 31 декабря 2016 года «KMG International» также продавала топливо через 26 оптовых точки, которые обеспечивают 27% рынка Румынии, 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 «Весдор 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 год, завершившийся 31 декабря 2016 г.

Нефтепродукт	Объем (тонн)	Объем продаж %	
		На внутр. рынке (тонн)	На междунар. рынке
Бензин	1 163 664	24	76
Дизельное топливо	2 932 557	54	46
Авиационный керосин	218 497	92	8
Сжиженный нефтяной газ	237 243	75	25
Прочие нефтепродукты ⁽¹⁾	856 935	45	55
Общий объем производства⁽²⁾	5 408 895	49	51

За год, завершившийся 31 декабря 2015 г.

Нефтепродукт	Объем (тонн)	Объем продаж %	
		На внутр. рынке (тонн)	На междунар. рынке
Бензин	1 243 186	23	77
Дизельное топливо	4 450 942	30	70
Авиационный керосин	241 615	54	46
Сжиженный нефтяной газ	246 599	66	34
Прочие нефтепродукты	2 546 734	15	85
Общий объем производства⁽²⁾	8 729 076	27	73

За год, завершившийся 31 декабря 2014 г.

Нефтепродукт	Объем (тонн)	Объем продаж %	
		На внутр. рынке (тонн)	На междунар. рынке
Бензин	1 329 862	20	80
Дизельное топливо	4 154 452	33	67
Авиационный керосин	181 157	68	32
Сжиженный нефтяной газ	301 101	58	42
Прочие нефтепродукты	4 013 889	9	91
Общий объем производства⁽²⁾	9 980 462	23	77

Примечания:

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- (1) 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 мазут 31,3 тыс. тонн.
- (2) Приведенные показатели включают общий объем продаж дочерних компаний KMG International, а также непосредственные продажи НПЗ Петромида третьим лицам.

Нефтехимическая продукция

26 февраля 2009 года Компания приобрела 50% акционерного капитала ТОО «АЗПМ» («АЗПМ») за общую сумму денежного вознаграждения 4,8 млрд. тенге. Оставшиеся 50% акционерного капитала АЗПМ находятся в собственности РД КМГ. В 2011 году Компания увеличила акционерный капитал АЗПМ на 10 027 млн. и, соответственно, увеличила свою долю собственности в АЗПМ до 96,53%, при этом оставшиеся 3,47% находятся в собственности РД КМГ. АЗПМ 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 АЗПМ увеличилась до 97,8%, а оставшиеся 2,20% 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. Завод был введен в эксплуатацию предположительно во втором квартале 2013 года. Общая стоимость проекта оценивается в 42,0 млрд. тенге, а сам проект финансирует ТОО «Caspi Bitum», совместное предприятие, в состав которого входят КМГ ПМ и СИПИС (Международная китайская торгово-инвестиционная компания) и которое было учреждено на основании кредитного соглашения на сумму 232 млн. дол. США, заключенного ТОО «Caspi Bitum» с Банком Китая в сентябре 2010 года.

Конкуренция

Разведка и добыча

Нефтегазовый сектор Казахстана предоставляет привлекательные инвестиционные возможности для ведущих западных, азиатских и российских нефтегазовых компаний. С момента обретения независимости в 1991 г. ряд крупных западных и других нефтяных компаний осуществляют инвестиции в казахстанский нефтегазовый сектор. В последние годы основным конкурентом по разведке и добыче стал Китай, который увеличил свое присутствие в нефтегазовой отрасли Казахстана путем приобретения ряда нефтедобывающих фирм, а также учреждения вместе с Компанией нескольких значительных совместных предприятий. Среди прочих, эти совместные предприятия включают: (i) ПКИ - нефтедобывающая компания, большинство акций которой находится в собственности Китайской национальной нефтяной компании (CNPC); (ii) CCEL - совместное предприятие с СИПИС; (iii) КСР – совместное предприятие КТО с CNODC, учрежденная для строительства и эксплуатации Трубопровода КК; (iv) AGP – совместная компания КТГ с CNPC (действующей через «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited»), 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». В Казахстане в настоящее время примерно 40 нефтедобывающих компаний с китайским участием и примерно 40% сырой нефти, добытой в Казахстане, производится компаниями с китайским участием. 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» ТОО «Emir Oil», «Kaspiy Neft», АО «Nostrum Oil&GAs» и «Victoria Oil and Gas PLC».

A9.5.1.2

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.

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 (по состоянию на 31 декабря 2016 года), обслуживающем южно-казахстанский рынок, и 99,53% долей в Атырауском НПЗ (по состоянию на 31 декабря 2016 года), 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 (по состоянию на 31 декабря 2016 года). См. «Переработка, маркетинг и сбыт – компания «Ромпетрол»». Руководство Компании полагает, что конкурентные позиции Компании были улучшены в результате приобретения Павлодарского НПЗ.

На 31 декабря 2016 г. КМГ ПМ был крупнейшим предприятием в Казахстане в части розничных продаж нефтепродуктов, а его доля на рынке составляла 16,7%. Основной конкурент - «Гелиос» был вторым по величине предприятием по розничной торговле нефтепродуктами, и по состоянию на 31 декабря 2012 года его доля на рынке составляла 9,0% по состоянию на 31 декабря 2016 г.

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

	По состоянию на 31 декабря 2016 года	
	Кол-во заправочных станций	Доля рынка, %
КМГ ПМ	325	16,7
Гелиос	360	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 31 декабря		
	2016	2015	2014
Производство, разведка и добыча	20 228	21 004	21 339

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Прочее (дочерние предприятия)	19 788	19 272	22 179
Переработка	7 098	8 834	19 081
КМГ (как холдинговая компания)	432	412	398
Распределение и продажа	19 060	19 986	21 222
Итого.....	66 606	69 508	84 219

В апреле 2014 года РД КМГ ввела стандартизированную 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.

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 31 декабря 2016 года в его состав входило 32 члена, являвшихся работниками Компании. Работники некоторых дочерних предприятий Компании являются членами профсоюза на 31 декабря 2016 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.

С 1 января 2014 года в не было никаких существенных трудовых споров или забастовок на основных нефтедобывающих, транспортных, перерабатывающих или торговых предприятиях, принадлежащих Компании или ее дочерним компаниям, совместным предприятиям или ассоциированным компаниям, в настоящее время не известно ни о каких серьезных задолженностях по зарплате. В целом Компания считает, что трудовые отношения с работниками хорошие.

Судебные процессы

За исключением того, что указано ниже под заголовками – «*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. A9.11.5

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. В декабре 2016 года РД КМГ получила уведомление от налоговых органов об оплате 11,5 млрд. тенге в виде налогов и пени. РД КМН подала обжаловала такое уведомление в Налоговом Комитете Министерства Финансов.

В 2015 году РД КМГ получила расчет суммы налога в размере 38 512 млн. тенге, включая обязательства по налогам, административные штрафы и проценты за нарушение срока платежа в отношении всестороннего налогового аудита за 2009-2012 гг. РД КМГ апеллировала оценку в Комитете Государственных Запасов и Комитет государственных доходов и обратилась за сокращением суммы к оплате в отношении налоговых обязательств и процентов за нарушение срока платежа до 11 483 млн. тенге. Специальный Межрайонный Административный Суд Астаны сократил сумму административных штрафов до 2,002 млн. тенге. РД КМГ планирует оспаривать оставшийся штраф в размере 13 486 тенге в соответствующих судах.

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 Компании 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.

Группа подала две особых апелляции, оспаривающие решение Апелляционного суда Румынии, обе из которых были отклонены судами Румынии.

KMG International обращалась за защитой в Европейский суд по правам человека, но заявление было отклонено. KMG International затем начала судебное разбирательство по возмещению убытков против «DP Holding» и наследника г-на Патрисиу в Арбитражном Институте Нидерландов. В апреле 2016 года трибунал Арбитражного Института Нидерландов вынесло частичное решение против «DP

Holding» на сумму 200 млн. долларов США. «DP Holding» не выполнило данного решения и в настоящее время решение приводится в исполнение в Швейцарии и Нидерландах. Арбитражные разбирательства против наследника г-на Патрисиу были завершены 28 февраля 2017 года и трибунал присудил, что наследник н-на Патрисиу обязан оплатить KMG International 200 млн. долларов США.

22 апреля 2016 года Департамент по организованной преступности и терроризму возобновил свое расследование по 26 подозреваемым в участии в организованном преступлении, 14 из которых были работниками «KMG International». Общая сумма преступления составила 760 млн. долларов США.

К делу также было добавлено несколько гражданских сторон, включая «KMG International» и «Rompetrol S.A.», как возможные ответчики. 6 мая 2016 года Департамент по организованной преступности и терроризму («DPCOT») обратилось в суды за разрешением арестовать все движимое и недвижимое имущество «KMG International» и «Rompetrol S.A.», кроме банковских счетов, дебиторской задолженности и ТМЗ. Сумма активов, подлежащих аресту, составляла 760 млн. долларов США. «KMG International» опротестовала решение и на слушании в Верховном суде 13 июня 2016 года Верховный суд отклонил протест. Расследование DPCOT продолжается.

22 июля 2016 года Компания и «KMG International» подали уведомление об инвестиционном споре Румынским властям на основании Договора между Правительством Румынии и Правительством Республики Казахстан, Договора между Правительством Королевства Нидерландов и Правительством Румынии и Договора к энергетической хартии. Подача такого уведомления представляет собой первый процедурный шаг, который может вылиться в арбитражный спор между инвестором и страной, в которой были сделаны инвестиции. Если Группа и правительство Румынии не придут к согласию, ожидается, что дело будет передано и будет урегулировано в Международном Центре Рассмотрения Инвестиционных Споров или в Арбитражном Институте ТПП Стокгольма.

В октябре 2016 года Министерство Финансов Румынии ответил на извещение об инвестиционном суде, отклонив все заявления, сделанные KMG International. В ходе переговоров между KMG International и Румынским государством о продлении меморандума о взаимопонимании, подписанного в феврале 2013 года, было принято решение, что KMG International не обращается в арбитраж до тех пор, пока действует меморандум о взаимопонимании и пока его условия полностью выполняются. См. также «*Переработка, маркетинг и торговля – KMG International – Конвертируемые облигации Ромпетрол*».

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 сопровождалась изъятием определенного вида топлива с рынка в 2008 году. KMG International 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». По состоянию на 31 декабря 2014 года Компания «Rompetrol Downstream SRL» оплатила штраф в размере 82,1 млн. румынских леев (примерно 22,3 млн. долларов США).

Руководство компании «Rompetrol Downstream SRL» апеллировало решение Апелляционного суда в Верховном суде и 9 июля 2015 года Верховный суд вынес решение сократить сумму штрафа до 119,5 млн. румынских леев (примерно 29,4 млн. долларов США).

ТОО «KMG Drilling&Service» и консорциум ТОО «Ersai Caspian Contractor»

17 января 2017 года консорциум компаний, включая ТОО «Ersai Caspian Contractor» и ТОО «Caspian Offshore and Marine Construction» («**Консорциум**») подал иск за нарушение контракта против ТОО «KMG Drilling&Services» («**KMG D&S**») в связи с контрактом на строительство в Лондонском суде международного арбитража. Консорциум требует возмещения убытков на сумму 47,2 млрд. тенге (141,5 млн. долларов США). Спор только на его ранней стадии.

Спор КРО CapitalNeftGas

В 2014 году и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года, Департамент экологии Восточно-Казахстанской области подал иск о возмещении убытков против КРО на сумму 40,7 млн. долларов США. Иск был урегулирован в 2015 году.

В 2015 году CapitalNeftGas («CNG»), подала иск против КРО с требованием перевести некоторое имущество (стоимостью 6,0 млрд. долларов США) CNG. Передача имущества обосновывается условиями последнего СРП в отношении проекта на месторождении Карачаганак. Иск был разрешен в 2016 году.

Страхование

Компания запустила программу единого корпоративного страхования (далее - «**Программа страхования**») в 2001 году и внесла в нее определенные изменения в 2007 году. Условия Программы страхования аналогичны общепринятым в нефтегазовой отрасли и скорректированы с учетом конкретной деятельности Компании. Программа страхования охватывает обязательную ответственность за загрязнение окружающей среды со стороны третьих лиц, имущественные риски и риски приостановления деятельности предприятия, связанные с производственными фондами, риски разрушения скважин, страховую защиту ответственности третьих сторон (включая страхование ответственности работодателя и страхование объектов повышенной опасности), а также страхование гражданско-правовой ответственности директоров и должностных лиц. Тем не менее, Программа страхования не включает, и Компания соответственно не обеспечивает страхование от причинения экологического ущерба, вызванного ее производственной деятельностью, страхование на случай саботажа или террористических актов. См. раздел «Факторы риска - Факторы риска, связанные с хозяйственной деятельностью Компании - Размер страхового покрытия Компании может оказаться недостаточным для покрытия убытков, связанных с возникновением потенциальных производственных факторов опасности, и непредвиденных перерывов в деятельности».

На 31 декабря 2016 года в Программе страхования принимали участие РД КМГ, КТО, ИЦА, а также КМГ ПМ и его дочерние предприятия, включая Атырауский НПЗ, ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», Шымкентский НПЗ и «КазМунайТениз». Собственная страховая компания Компании «Kazakhstan Energy Reinsurance Company Ltd.» (KERC) отвечает за реализацию Программы страхования и удовлетворение страховых потребностей Компании. KERC составляет отчеты по реализации Программы страхования для контролирующих органов Казахстана и для Компании, а также контролирует исполнение заключенных ею договоров перестрахования.

Помимо Программы страхования, Компания также обеспечивает страхование в отношении некоторых активов от пожара, молнии, взрыва и землетрясения, а также медицинское страхование своих работников в страховой компании АО «Казахинстрах».

Информационные технологии

Управление деятельностью Компании по ИТ осуществляет Департамент ИТ, выполняющий следующие функции: разработка и реализация программы развития ИТ, разработка технических требований к проектам по ИТ, контроль над внедрением и использованием информационных систем, обеспечение бесперебойного функционирования информационной и телекоммуникационной инфраструктуры Компании. В рамках своей корпоративной реорганизации Компания сейчас находится в процессе интеграции систем ИТ всех дочерних предприятий Компании в одну централизованную сеть ИТ, которая будет служить всей Компании. В 2011 году Компания завершила первый этап данного проекта по интеграции, который включал интеграцию системы финансовой отчетности и административно-информационной системы. На данный момент Компания разрабатывает план дальнейшей интеграции ее ИТ систем и объединения эксплуатационных данных из ее дочерних предприятий. Компания потратила 1 044 млн. тенге на обслуживание и дальнейшую модернизацию своих ИТ систем в 2015 году и 1 228 млн. тенге на обслуживание и дальнейшую модернизацию своих ИТ систем в 2016 году.

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 дикую природу, использованию и рекультивации земель.

Государственные органы проводят регулярные проверки. На основании заключений, подготовленных в результате таких проверок, Компания должна предпринять меры по устранению нарушений Природоохранного законодательства.

Компания проводит научно-технологические исследования с целью формирования базовых нормативов и внедрения новых механизмов инжиниринга в области разведки и добычи, предназначенных для снижения уровня опасности нанесения вреда окружающей среде, здоровью людей и производственной безопасности. Компания использует системы, основанные на лучшей практике экологической защиты и сертифицированные в соответствии с требованиями международных стандартов защиты окружающей среды (далее - ISO 14001) и системы управления охраной труда и промышленной безопасностью (далее - OHSAS 18001). В 2009 году Компания получила сертификаты ISO 14001 и OHSAS 18001 по своим системам промышленной и экологической безопасности. Независимая экологическая проверка Компании в 2012 году выявила, что системы промышленной и экологической безопасности Компании соответствуют требованиям ISO 14001.

Компания также ввела показатели по охране здоровья и технике безопасности, основанные на лучших отраслевых стандартах для того, чтобы отслеживать свою деятельность, а также ряд инициатив для увеличения прозрачности и информированности в области охраны здоровья и техники безопасности.

Капитальные затраты на охрану окружающей среды

В период с 2006 по 2015 гг. Компания реализовала комплексную программу экологического соответствия, основанную на Природоохранном законодательстве, которая была утверждена Правлением Компании 7 ноября 2006 г. («**Экологическая программа**»). Целями Экологической программы являются следующие:

- обеспечение уровня выбросов не выше допустимых норм, установленных 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.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В таблице ниже представлены затраты основных дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании в природоохранных целях и усовершенствования на указанные даты:

	На 31 декабря		
	2016	2015	2014
	<i>(млн. тг)</i>		
РД КМГ	6 230	5 670	5 300
ТШО	4 901	16 726	39 314

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 14,4 млн. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года. Эти обязательства включают около трех миллионов тонн унаследованных отходов, связанных с исторически загрязненной землей. В этом отношении Компания подписала Меморандум о Взаимопонимании с местными государственными органами о сокращении и реабилитации таких унаследованных отходов к 2021 году.

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 13,1 млрд. за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг. некоторые штрафы и пени, понесенные ранее Компанией, были сторнированы, что привело к признанию средств в размере 30,3 млрд. тенге и 2,9 млрд. тенге, соответственно. Ставки по экологическим штрафам и пени в прошлом повышались, и Компания ожидает, что штрафы и платежи за атмосферные выбросы будут начисляться и в будущем.

Сжигание газа в факелах является одним из методов его утилизации. Сжигание попутного и природного газа в факелах запрещено, за исключением определенных ситуаций, включая: (а) если существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, которая включает угрозу для жизни людей или окружающей среды, (b) в процессе испытания оборудования скважины или осуществления пробной эксплуатации в отношении залежи; и (с) если сжигание осуществляется в силу технологической необходимости в результате пуска наладки, эксплуатации, обслуживания или ремонта оборудования для обработки. Несмотря на запрет сжигания газа в факелах, МООС приостановило будущие санкции за нарушение запрета на факельное сжигание для недропользователей, осуществляющих свою деятельность по Соглашениям на недропользование, которые были подписаны до декабря 2004 года, и чья программа использования газа была утверждена: (х) государственным органом до 1 декабря 2004 года или (у) компетентными органами и МООС. На дату выпуска настоящего Базового проспекта приостановление продолжает действовать, а программы снижения и устранения объемов факельного сжигания газа имеются у следующих членов Компании: РД КМГ, ТШО, ПКИ, «Казгермунай», ММГ, КРО, ТОО «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. На момент составления данного Базового проспекта дальнейших похожих нарушений или отзывов разрешения не было.

Как часть усилий Компании по улучшению показателей по выбросам в воздух, Компания осуществляет программу пересмотра использования газа на своих месторождениях, с целью превращения газа от добычи нефти в газ, используемый на электростанциях. По состоянию на 31 декабря показатель использования газа Компанией был примерно 85%, и этот показатель Компания планирует увеличить до более, чем 95% к 2018 году.

Обработка и утилизация бытовых и промышленных сточных вод

Бытовые стоки обрабатываются в соответствии с общепринятой международной практикой, которая включает использование 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 2016 года в комковой форме ею было складировано 0,1 млн. тонн (по сравнению с 0,3 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2015 года и 0,3 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2014 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 (сейчас Министерство энергетики), Министерства здравоохранения и Министерства 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 2,3 млн. тонн серы третьим лицам в 2016 году, 2,7 млн. тонн в 2015 году и 3,8 млн. тонн в 2014 году. ТШО ожидает, что объем продаж в 2017 году составит 2,5 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 ЦППШ»). В ноябре 2003 года МООС одобрило план утилизации РД КМГ по очистке озера Узень и амбара ЦППШ. Дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании в совокупности потратили 2,4 млн. тенге, 2,5 млн. тенге и 2,1 млн. тенге в годы, которые завершились 31 декабря 2016, 2015 и 2014 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.

Инициативы по охране труда и технике безопасности

С 2014 года Компания ввела ряд инициатив по охране труда и технике безопасности для улучшения показателей по охране труда и технике безопасности, прозрачности и информированности. Такие инициативы включают:

- внедрение новой системы отчетности по вопросам охраны труда и техники безопасности и применение международных показателей для отслеживания выполнения мер охраны труда и техники безопасности (см. «- Показатели охраны труда и техники безопасности»), которые применяются на уровне Группы, в бизнес подразделениях и в дочерних компаниях и позволяют Компании отслеживать данные показатели и сравнивать с компаниями конкурентами;
- применение единого для Группы стандарта расследований;
- применение стандартов по охране труда и технике безопасности для транспортных средств и установка привязных ремней во всех транспортных средствах;
- внедрение программы «хронического беспокойства» для выявления проблем, связанных с вопросами охраны труда и техники безопасности среди работников Компании;
- внедрение программы прозрачной отчетности по вопросам охраны труда и техники безопасности;
- включение индикаторов охраны труда и техники безопасности в цели бизнес подразделений; и
- назначение «лидеров» в Компании для продвижения вопросов охраны труда и техники безопасности.

Показатели охраны труда и техники безопасности

В следующей таблице приводятся некоторые ключевые показатели охраны труда и техники безопасности Компании за указанные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря	
	2015	2014
Отработано часов (млн.).....	181,2	183,6
Пройдено км (млн.).....	149,9	157,6
Несчастные случаи, связанные с работой	4	6
Несчастные случаи, связанные с работой на 100 млн. человеко-часов.....	2,2	3,3
Не связанные с работой несчастные случаи	19	18
Травмы с потерей работоспособности.....	99	68
Травмы с потерей трудоспособности на 1 млн. человеко-часов	0,5	0,3
Несчастные случаи с участием транспортных средств.....	66	10
Несчастные случаи с участием транспортных средств на 1 млн. пройденных км.....	0,4	0,1

Примечание:

- (1) На момент составления данного Базового проспекта нет информации за год, завершившийся 31 декабря 2016 года.

В августе 2016 года взрыв и пожар во время проведения ремонтных работ на НПЗ Петромидиа привели к одному смертельному случаю и трем травмам. Данный несчастный случай был расследован в соответствии с политикой Компании в области охраны труда и техники безопасности, и был определен как произошедший в результате человеческой ошибки на нескольких уровнях и несоблюдения применимых руководств по охране труда и технике безопасности. На НПЗ Петромидиа были приняты меры для предупреждения подобных случаев в будущем.

РУКОВОДСТВО

A6.3

Структура руководства Компании представлена ее акционерами, «Самрук-Казына» и НБРК, ее 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. В сентябре 2016 года Совет Директоров утвердил новую организационную структуру Компании в соответствии с «Программой преобразования бизнеса» и лучшим международным опытом вертикально-интегрированных компаний, в результате чего был изменен состав Правления. См. разделы «*Совет директоров*» и «*Правление*».

7 августа 2015 года НБРК приобрел 58 420 748 простых акций Компании, или 10% плюс одна акция, у «Самрук-Казына». С августа 2015 года доля НБРК была сокращена до примерно 9,9% простых акций Компании. НБРК заключил договор доверительного управления с Самрук-Казына в отношении своих акций в Компании. Акции НБРК являются акциями с правом голоса.

Акционеры

Акционеры выполняют функции общего собрания акционеров, как предусмотрено «Законом об АО», Законом «О Фонде национального благосостояния» от 13 февраля 2012 г. № 550-IV, с поправками («**Закон о фонде национального благосостояния**»), уставом Компании, (последняя версия которого была одобрена решением акционеров 22 апреля 2016 года, с поправками от 1 августа 2016 и 4 ноября 2016 г.) и указами Президента и постановлениями Правительства о создании АО «Самрук-Казына» и его роли и функциях в экономике Казахстана. См. раздел «*Уставный капитал, Акционеры и сделки со 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 акционеров 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

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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 акционеров 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 восьми 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	58	2006	Июнь 2017	Председатель совета директоров Компании, независимый директор, независимый директор АО «Народный банк Казахстана» и Амстердамского Торгового Банка, управляющий директор Eureka (Energy) Ventures B.V.
Мынбаев Сауат	54	2012	Июнь 2017	Председатель правления Компании, член совета директоров Компании
Лэйн Питер	71	2008	Июнь 2017	Член совета директоров Компании, независимый директор, председатель Corlan Limited, председатель Stratheam Capital Limited
Баймуратов Ерлан	57	2014	Июнь 2017	Член совета директоров Компании, независимый директор, председатель правления АО «Баян Сулу» и АО «АзияАгроФуд», член наблюдательного совета АО «Самрук-Казына»
Уолтон Кристофер	59	2014	Июнь 2017	Член совета директоров Компании, независимый директор, председатель правления Asia Resource Minerals Plc и Goldenport Holdings
Бейсенгалиев Берик	51	2016	Июнь 2017	Член совета директоров Компании, член совета директоров АО «Самрук-Казына», управляющий директор «Asset Optimisation» в «Самрук-Казына»
Греваль Балджит	40	2016	Июнь 2017	Член совета директоров Компании, член правления АО «Самрук-Казына», Управляющий директор по стратегии и портфельным инвестициям «Самрук-Казына»
Карабалин Узакбай	69	2016	Июнь 2017	Член Совета Директоров «Самрук-Казына», Заместитель председателя Ассоциации Казэнерджи

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 Компании в качестве Независимого директора. 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. Он назначен Независимым директором «Halyk Bank Казахстан» и Амстердамского Торгового Банка. Также является членом Отраслевого консультативного совета Европейской Энергетической Хартии. 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 им. Ломоносова по специальности Экономист-кибернетик, кандидат экономических наук. С ноября 1985 года по ноябрь 1988 года учился в аспирантуре Московского государственного университета им. Ломоносова. 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 «Самрук-Казына». 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. В Совет Директоров 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 Кристофер. Родился в 1957 году. Окончил Университет Западной Австралии со степенью бакалавра гуманитарных наук в области политологии, получил степень магистра бизнес-администрирования (МВА). С 2011 по 2016 гг. 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 АО «Казахстан темир жолы», 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.

Греваль Балджит Каур. Г-жа Греваль родилась в 1976 году и закончила Хертфордширский Университет в 1999 году со степенью Бакалавр международной экономики и Кембриджский Университет по программе Исполнительный Мастер бизнес администрирования (EMBA). У нее более пятнадцати лет опыта на руководящих позициях в банковских и финансовых компаниях, включая в качестве Главного советника по Вопросам развития Национального фонда в Азиатском Банке Развития, Управляющего директора и Вице-председателя в Кувейтском Финансовом Доме, инвестиционном дочернем предприятии Кувейтского Суверенного Фонда, Вице-президентом и главой по инвестиционным банковским исследованиям в «Maybank Malaysia», Вице-директором в «ABN AMRO Bank» и «Deutsche Bank». В январе 2016 года г-жа Греваль была назначена Управляющим директором по стратегии и портфельным инвестициям «Самрук-Казына» и в Совет Директоров Компании в апреле 2016 года. Она получила награду имени Шейха Рашида Аль Махтума за вклад в развитие финансов в Азии, а также входит в рейтинг «The Asset Young Female Leaders in Finance».

Бейсенгалиев Берик. Г-н Бейсенгалиев был рожден в 1966 году и закончил Карагандинский Государственный Университет им. Е.А.Букетова по специальности Экономика в 1990 году, и по специальности Право в 2000 году. Он имеет степень Доктора философии экономических наук. Г-н Бейсенгалиев начал свою карьеру в 1990 году в качестве преподавателя в Карагандинском Государственном Университете. С 1990 по 1994 он был аспирантом в Карагандинском Государственном Университете. В период с 1994 по 1995 г-н Бейсенгалиев работал главным бухгалтером в коммерческом предприятии «Компьютеризированные терапевтические и диагностические системы». С 1995 по 1996 гг. он работал дилером в АО «Казкоммерцбанк». Г-н Бейсенгалиев имеет 10-ти летний опыт на высших руководящих позициях в банковских и финансовых компаниях, включая в качестве Заместителя Главы Карагандинского филиала «Алем Банк Казахстан», Заместителя директора Карагандинского филиала АО «БанкТуранАлем», Директора аффилированной компании ЗАО «Алматы МерчантБанк», Управляющего директора «ATF Bank» и Первого Заместителя Председателя Правления АО «ATF Bank». С 2009 по 2011 гг. г-н Бейсенгалиев был Заместителем Председателя Правления АО «Национальный Управляющий Холдинг «КазАгро», а в последующем стал Председателем Правления. В период с 2012 по 2013 гг. он был Управляющим Директором «Самрук-Казына», а впоследствии был назначен Генеральным Директором по развитию бизнеса и членом Правления «Самрук-Казына». Г-н Бейсенгалиев был назначен в Совет Директоров Компании в феврале 2016 года.

Карабалин Узакбай. Г-н Карабалин родился в 1947 году и закончил Московский Институт Нефтяной и Газовой промышленности в 1970 году. Он получил степень Доктора философии в Уфимском Нефтяном Институте в 1985 году. Г-н Карабалин имеет более 20 лет опыта работы в нефтегазовом секторе. Он был Главой лабораторий буровых технологий и буровых жидкостей Казахского Научно-Исследовательского геологоразведочного нефтяного института с 1974 по 1981 гг., прежде чем стал Заместителем директора по науке и исследованиям Казахского Научно-Исследовательского геологоразведочного нефтяного института с 1981 по 1988 гг., Главой Департамента по развитию технического прогресса и глубокого бурения Главной территориальной администрации «Прикаспийгеология» в период с 1988 по 1990 гг., и Председателем Гурьевского филиала Казахского Политехнического Института в 1990 г. Г-н Карабалин был Старшим референтом отдела промышленности Администрации Президента Республики Казахстан и Кабинета Министров Республики Казахстан в период с 1991 по 1992 гг. Затем он занимал позицию Главы Главного департамента нефти и газа Министерства энергетики и топливных ресурсов Республики Казахстан в период с 1992-1994 гг., и Вице-Министра Энергетики и Топливных ресурсов Республики Казахстан, Вице-Министра нефтегазовой промышленности Республики Казахстан в период с 1994 по 1995 гг. Г-н Карабалин был Вице-президентом по корпоративному развитию, Директором по перспективным разработкам, и Первым вице-президентом Национальной нефтегазовой компании «Казахойл» в период с 1997 по 2000 гг. Он был Исполняющим обязанности президента Компании в 1999 г. и Президентом КТГ в период с 2000 по 2001 гг., прежде чем стал Вице-Министром Энергетики и Минеральных ресурсов Республики Казахстан в период с 2001 по 2003 гг. Г-н Карабалин был Президентом Компании в период с 2003 по 2008 гг. Он также служил Председателем Совета Директоров КТО, АО «НК «Транспорт нефти и газа», ЗАО «НК «КазМунайГаз» и РД КМГ в период с 2006 по 2008 гг., а также в качестве Члена Совета Национальных инвесторов при Президенте Республики Казахстан в период с 2007 по 2008 гг. Г-н Карабалин был исполняющим обязанности Генерального Директора АО «Мангистаумунайгаз» в 2008 году и Генеральным директором АО «Казахстанский Институт нефти и газа» в период с 2010 по 2013 гг. Он был Министром нефти и газа Республики Казахстан в период с 2013 по 2014 гг. Г-н Карабалин был Первым Заместителем Министерства Энергетики Республики Казахстан в период с 2014 по 2016 гг. и в настоящее время служит заместителем председателя КазЭнерджи и членом Наблюдательного Совета «КазРосГаз».

Совет директоров Компании включает Комитет по аудиту, Комитет по назначениям и 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:

Ф.И.О.	Должность
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 и 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

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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 пяти членов, как минимум четверо из которых являются независимыми директорами:

<u>Ф.И.О.</u>	<u>Должность</u>
Баймуратов Ерлан	Председатель Комитета по назначениям и вознаграждениям, Независимый Директор Компании
Куйлаарс Франк	Председатель совета директоров, Независимый Директор Компании
Лэйн Питер	Независимый Директор Компании
Уолтон Крис	Независимый Директор Компании
Карабалин Узакбай	Член Совета Директоров, представитель АО «Самрук-Казына»

Финансовый комитет

Финансовый комитет является консультативным органом Совета директоров, который ежегодно выносит Совету директоров рекомендации в отношении эффективной реализации финансового состояния и показателей компании и ее финансовой стратегии. Финансовый комитет состоит из пяти членов, из которых как минимум три 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
Уолтон Крис	Независимый Директор Компании
Баймуратов Ерлан	Независимый Директор Компании
Греваль Балджет	Член Совета Директоров, представитель АО «Самрук-Казына»

Комитет по стратегиям и инновациям

Комитет по стратегиям и инновациям является консультативным органом Совета директоров, который ежегодно выносит Совету директоров рекомендации в отношении стратегии, плана развития и инноваций компании. Комитет по стратегиям и инновациям состоит из шести членов, из которых как минимум один член является независимым директором.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта, Комитет по стратегиям и инновациям состоял из следующих членов:

<u>Ф.И.О.</u>	<u>Должность</u>
Уолтон Крис	Председатель Комитета по стратегиям и инновациям, Независимый Директор Компании
Куйлаарс Франк	Председатель совета директоров, Независимый Директор Компании
Лэйн Питер	Независимый Директор Компании
Карабалин Узакбай	Член Совета Директоров, представитель «Самрук-Казына»
Бейсенгалиев Берик	Член Совета Директоров, представитель «Самрук-Казына»
Греваль Балджет	Член Совета Директоров, представитель «Самрук-Казына»

Служебным адресом каждого члена Совета Директоров и Комитетов Совета директоров является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19.

Правление

В 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 была 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 сократить состав правления до семи членов, каждый из которых назначается на срок до трех лет. В сентябре 2016 года Компания внесла дополнительные изменения в свою организационную структуру, в соответствии с которыми Председатель Совета Директоров отвечает за надзор за деятельностью следующих исполнительных директоров: Исполнительный Вице-президент по разведке, добыче нефти и нефтесервисным услугам; Исполнительный Вице-президент по транспортировке, переработке и маркетингу; Исполнительный Вице-президент по транспортировке и маркетингу; Исполнительный Вице-президент по трансформации; Вице-президент по юридической поддержке; Вице-президент по человеческим ресурсам; Вице-президент по охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды; и Вице-президент структурного подразделения по стратегии, инвестициям и управлению рисками, и структурного подразделения по безопасности.

Правление отвечает за текущее руководство и управление Компанией под контролем Совета директоров и акционеров. 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, акционеров 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 акционеров.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта Правление Компании состоит из семи членов. Совет директоров назначает членов Правления. Действующие члены Правления были назначены в 2016 г., за исключением Председателя Правления, который был назначен в 2013 года, а также за исключением Берлибаева Данияра и Глеба Люксембурга, которые были назначены, соответственно, в 2014 и 2015 гг. Совет директоров вправе в любой момент прекратить полномочия любого из членов Правления, кроме Председателя Правления, который назначается акционерами.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Правления Компании входят:

Ф.И.О.	Возраст	Должность в Компании
Мынбаев Сауат Мухаметбаевич	54	Председатель Правления, член Совета директоров
Берлибаев Данияр Амирбаевич	47	Заместитель председателя Управляющего совета по корпоративному центру
Шарипбаев Кайрат Каматаевич	53	Исполнительный Вице-президент по транспортировке и маркетингу газа
Карабаев Даурен Сапаралиевич	38	Исполнительный Вице-президент - Финансовый директор
Абденов Серик Сакбалдиевич	40	Вице-президент по управлению человеческими ресурсами
Люксембург Глеб Валерьевич	48	Старший вице-президент по трансформации
Мукушов Ардак Жумагулович	39	Вице-президент по правовому обеспечению

Мынбаев Сауат Мухаметбаевич. См. раздел «Совет директоров».

Берлибаев Данияр Амирбаевич. Родился в 1968 г. В 1992 году окончил Казахский государственный университет имени Аль-Фараби по специальности правоведение. 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-Аймак, ИЦА и КТГ-Алматы.

Шарипбаев Кайрат. Г-н Шарипбаев родился в 1963 году. Он окончил Казахский сельскохозяйственный институт в 1985 году и начал свою карьеру в качестве агроном в сельскохозяйственной отрасли. В период с 1991 по 1999 г-н Шарипбаев занимал различные исполнительские должности в ТОО «Коктем», АО «Шын-Ассыл» и ТОО «Жетісу». Он закончил Алматинский общественный университет по специальности Политические науки в 1999 году и работал Заместителем акима г. Тараз в период с 1999 по 2000 гг., прежде чем стал Главным Вице-президентом ЗАО «Дәуір» в 2000 году. Г-н Шарипбаев был Генеральным директором издательского дома «Кітап» в период с 2001 по 2002 гг. Он был также Директором Департамента транспортировки газа и маркетинга, а также Заместителем генерального директора по маркетингу и коммерции ЗАО «Интергаз Центральная Азия» с 2001 по 2003 гг. Г-н Шарипбаев стал советником Заместителя генерального директора по маркетингу КТГ в 2003 гг. и был Советником Главного Вице-президента и Управляющего директора по коммерции АО «НК «Казахстан темир жолы» в период с 2005 по 2006 гг. В период с 2006 по 2009 гг. он был Председателем Совета Директоров АО «Данко». Г-н Шарипбаев был Генеральным директором и Председателем Правления КТГ Аймак с января 2009 по октябрь 2014 гг. В октябре 2014 г. он стал Генеральным директором и Председателем Правления КТГ и Заместителем председателя Правления РД КМГ. Он служил в качестве Председателя Правления КТГ с 11 октября 2015 г. и Исполнительного Вице-президента по транспортировке и маркетингу газа Компании с августа 2016 г.

Карабаев Даурен Сапаралиевич. Г-н Карабаев родился в 1978 году и окончил Казахскую государственную академию управления в 1999 году по специальности Международные экономические отношения. В 2001 году он окончил магистратуру Университета Texas A&M, получив квалификацию магистр наук. Он начал свою карьеру с работы в качестве Кредитного аналитика в АО «АБН АМРО Банк Казахстан» в 2001 году и стал начальником кредитного управления в 2003 году. В 2006 г. г-н Карабаев работал Управляющим Директором в АО «Халык Банк». Он был Заместителем Председателя правления «Халык Банк» с 2007 по июнь 2016 гг. Г-н Карабаев работал в должности куратора проекта в «McKinsey & Company Inc.» с июня 2016 по сентябрь 2016, затем был назначен Исполнительным Вице-президентом – Финансовым директором Компании в октябре 2016 года.

Абденов Серик Сакбалдиевич. Г-н Абденов родился в 1977 году. Он окончил Казахстанский Институт правопедения и международных отношений по специальности юрист в 1998 году. В 2004 году г-н Абденов закончил Карагандинский экономический университет Казпотребсоюза по специальности экономика, и в 2013 году он получил степень мастера делового администрирования в Российской академии народного хозяйства. Г-н Абденов был Главным специалистом управления регистрации нормативно-правовых актов с 1998 года, прежде чем был назначен Главным специалистом управления правовой экспертизы и законопроектных работ, а также Начальником отдела экспертизы подзаконных актов Министерства юстиции Республики Казахстан. В период с 2000 по 2003 годы он работал в Министерстве иностранных дел в качестве начальника отдела юридической экспертизы международно-правового департамента, начальником управления контроля и документооборота, и Заместителем руководителя аппарата. В 2004 году г-н Абденов закончил Карагандинский Экономический Университет Казпотребсоюза по специальности экономика. В период с 2004 по 2009 гг. он работал в Министерстве труда и социальной защиты населения, занимая должности Заместителя директора, Директора Департамента занятости населения и государственного контроля за соблюдением законодательства о труде, охране труда и здоровья, Директором департамента труда и занятости, Вице-министром труда и социальной защиты населения Республики Казахстан. Г-н Абденов был назначен заместителем акима, а позже Первым заместителем акима Восточно-Казахстанской области в 2009 году. В период с 2012 по 2013 гг. он был Министром труда и социальной защиты населения Республики Казахстан. Г-н Абденов был Советником Председателя Правления Компании и был назначен Управляющим директором по управлению человеческими ресурсами и оплаты труда Компании в 2013 году. Г-н Абденов был Вице-президентом по управлению человеческими ресурсами Компании с августа 2016 года.

Люксембург Глеб Валерьевич. Г-н Люксембург родился в 1968 году. Он закончил Ивано-Франковский институт нефти и газа в 1992 году и начал свою карьеру в качестве помощника

бурильщика в Мамонтовском УПНПиКРС ПО «Юганскнефтегаз». Г-н Люксембург работал в ОАО «НК «ЮКОС», где занимал различные позиции, включая позицию Генерального директора ТОО «ЮКСАР» в 1997 года. Он был Финансовым директором ООО «Ресурсэнерго» с 2000 по 2002 гг. В 2002 году г-н Люксембург начал работать в группе АО «ТНК-ВР» (ранее называвшейся ЗАО «Тюменская нефтяная компания») и работал в качестве Генерального директора в ЗАО «Региональный сервисный - Нягань» с 2002 по 2005 гг. Он закончил Московскую академию государственного и муниципального управления академии госслужбы в 2003 году. В период с 2005 по 2007 г-н Люксембург работал Генеральным директором ЗАО «РЦСУ-Нижневартовск» и отвечал за управление нефтесервисными предприятиями в регионах Нягань, Нижневартовск, Новосибирск, Радужный. Он был Генеральным директором ООО «Тагульское» с 2007 по 2009 гг. и Заместителем Генерального директора «Роспан Интернейшнл» с 2009 по 2010 гг. Г-н Люксембург был Вице-министром по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды АО «ТНК-ВР» с 2010 по 2011. Он был Генеральным директором «Ямал СПГ» с 2011 по 2014 и получил степень МВА в Московской международной высшей школе бизнеса в 2012 году. Г-н Люксембург стал Заместителем Председателя Правления Компании в июне 2015 года.

Ардак Жумагулович Мукушов. Г-н Мукушов родился 4 марта 1978 года. Он закончил Евразийский университет им. Гумилева по специальности «Право и методика правового образования» с присвоением квалификации «юрист» в 1998 году. Г-н Мукушов закончил Казахский экономический университет им. Рыскулова. С 2000 по 2003 гг. он работал в Министерстве внутренних дел в Астане, а с 2003 по 2010 он работал в Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан в качестве Главного специалиста, начальника отдела, начальника управления, а затем заместителем директора департамента юридической службы. С 2010 по 2013 г-н Мукушов работал Директором департамента юридической службы при Министерстве Нефти и Газа Республики Казахстан. С января по август 2014 г. он был советником Председателя Правления Компании до его назначения в качестве Директора департамента международных контрактов Компании. Г-н Мукушов был назначен Вице-президентом по правовому обеспечению Компании в январе 2017 года.

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:

Ф.И.О.	Должность в Компании
Марат Жарасович Серикбаев	Глава службы внутреннего аудита
Ербол Мусаев	Заместитель руководителя службы внутреннего аудита
Ермухаметов Толеген	Менеджер
Интыкбаев Дамиржан	Менеджер
Кошкаров Жеткен	Менеджер
Нурпеисов Канат	Менеджер
Айдарбекова Салтанат	Старший внутренний аудитор
Даиров Асхат	Старший внутренний аудитор
Балмуханов Есен	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
Данаев Олжас	Старший внутренний аудитор
Багипарова Гаухар	Старший внутренний аудитор
Медылубаев Алатай	Старший внутренний аудитор
Ташенова Асель	Старший внутренний аудитор
Хасанова Сауле	Старший внутренний аудитор
Хатимова Камшат	Старший внутренний аудитор
Шаяхметова Акмарал	Старший внутренний аудитор
Алтынбеков Айдос	Старший внутренний аудитор
Дюсупжанова Гульназ	Старший внутренний аудитор
Мергенова Гульшат	Старший внутренний аудитор
Бафубаева-Мамутова Айгуль	Внутренний аудитор
Абдрешева Малике	Внутренний аудитор

Вознаграждение руководства

В соответствии с уставом Компании, вознаграждение членов Совета директоров определяется акционерами, а вознаграждение Председателя Правления, членов Правления и Службы внутреннего аудита определяется Советом директоров на основании политики акционеров.

Общий размер вознаграждения ключевых руководителей Компании составил 9 797,4 млн. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2016 года; 9 017,2 млн. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2015 года и 5 536,3 млн. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2014 года. Увеличение вознаграждения с 2014 года было, главным образом, связано с воздействием девальвации тенге в 2015 году, так как вознаграждение руководства фиксируется в долларах США.

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.

A9.9.2

АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ, АКЦИОНЕРЫ И СДЕЛКИ СО 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.

A9.6.1

A9.10.1

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 мажоритарным акционером Компании и, в свою очередь, находится в полной государственной собственности. 7 августа 2015 года НБРК приобрел 58 420 748 простых акций Компании, что составляет 10% плюс одна акция доли Компании, у Самрук-Казына. С августа 2015 года доля НБРК была сокращена до 9,9% простых акций Компании. По состоянию на 31 декабря 2016 года акционерный капитал Компании составил 696 376,6 млн. тенге. Все акции выпущены в обращение.

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.

В 2016 году Компания объявила о дивидендах за 2015 год в размере 102,27 тенге за простую акцию общей суммой 59,7 млрд. тенге, что составляет коэффициент выплаты дивидендов 15% за год, завершившийся 31 декабря 2015 года.

«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». В августе 2015 года «Самрук-Казына» продала 10% плюс одну акцию своей доли в Компании НБРК. С августа 2015 года доля НБРК была сокращена до 9,9% простых акций Компании.

Главная задача «Самрук-Казына» - управлять акциями (долевым участием) принадлежащих ему юридических лиц с целью максимального увеличения долгосрочной стоимости и увеличения конкурентоспособности таких юридических лица на мировых рынках. Еще одной целью «Самрук-Казына» является достичь прозрачности в операциях внутри группы, включая через процедуры товарно-материального обеспечения, что распространяется на деятельность Компании. См. *«Правовое регулирование в Казахстане – Правила С-К»*.

Несмотря на то, что время от времени в прессе появляются заявления касательно проведения возможного первоначального публичного предложения компанией «Самрук-Казына» миноритарной доли в Компании и что Компания включена в список компаний, определенных для частичной приватизации в Комплексном плане приватизации на 2016 год, условия и время любой такой

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

продаже еще не определены. 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, в качестве акционеров 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, ул. Кунаева 8, Блок Б, тел.: +7 7172 554 002.

НБРК

НБРК является центральным (или единственным банком первого уровня) банком Казахстана. Он был образован 13 апреля 1993 года в результате реорганизации Казахского Республиканского банка. Он подотчетен Президенту Республики Казахстан, но в пределах полномочий, предоставленных действующим законодательством, является независимым в своих действиях.

Юридический адрес НБРК: Республика Казахстан, 050040, Алматы, Коктем-3, 21. Телефон: +7 727 2704 591.

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.

Возможный выкуп акций в РД КМГ в 2014 году

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 тенге за акцию (или 2,8 млрд. доллара США в совокупности). Данное предложение было в конце концов отозвано из-за того, что не было достигнуто согласия с Независимыми директорами РД КМГ относительно цены.

Соглашение о взаимоотношениях и повторное предложение выкупа акций

Соглашение о взаимоотношениях, регулирующее степень контроля со стороны Компании над руководством РД КМГ, было заключено между Компанией и РД КМГ 8 сентября 2006 г. Основные цели Соглашения о взаимоотношениях:

- обеспечить наличие эффективного доступа РД КМГ к международным рынкам капитала;
- обеспечить, чтобы РД КМГ (i) имела возможность осуществлять хозяйственную деятельность в качестве самостоятельного предприятия, отдельного от Компании и любого из ее аффилированных лиц, и (ii) действовала в лучших интересах всех акционеров;
- Компания приложит разумные усилия, чтобы обеспечить, что ни один член Компании не будет предпринимать никаких действий, которые помешают РД КМГ осуществлять свою хозяйственную деятельность независимо от Компании (или приведут к невозможности ее постоянного листинга на любой признанной фондовой бирже);
- В соответствии с Законом «Об акционерных обществах» и условиями Сервисного соглашения (как определено ниже), Компания не будет осуществлять свое право голосования в РД КМГ ни как акционер, ни через своих представителей в Совете директоров РД КМГ в отношении любого решения по любой сделке между РД КМГ и Компанией и, в случае Совета директоров РД КМГ - по

вопросам, в которых представители Компании могут быть заинтересованы, будучи директором или должностным лицом Компании или любых предприятий Компании;

- Компания не будет требовать от РД КМГ увеличения размера финансового вклада для содействия в реализации социальных проектов в тех регионах и городах, где работают члены РД КМГ, кроме предусмотренного социальными программами, предшествующими Соглашению о взаимоотношениях, условиями лицензий на разведку или добычу и контрактов, имеющихся у членов РД КМГ в тот или иной момент, казахстанским законодательством или иными документами, одобренными Советом директоров РД КМГ в соответствии с ее уставом; и

- и Компания, и РД КМГ должны обеспечить, что они сами и их соответствующие дочерние предприятия будут, в соответствии с действующим законодательством и условиями действующих договоров между Компанией и РД КМГ (или их соответствующими аффилированными лицами), осуществлять любые сделки и отношения (договорные или иные) между любым членом Компании, с одной стороны, и любым членом Компании, с другой стороны, основываясь на принципе «вытянутой руки» на обычной коммерческой основе.

Соглашение о взаимоотношениях остается в силе до наступления одного из следующих событий, в зависимости от того, которое наступит раньше: (i) исключение ГДР, выпущенных РД КМГ, из листинга любой фондовой биржи, на которую были допущены ценные бумаги РД КМГ (кроме KASE), или (ii) потеря Компанией (или любым ее аффилированным лицом) статуса «мажоритарного акционера» РД КМГ. В этих целях «мажоритарным акционером» является любое лицо (или лица, действующие совместно по официальному или иному договору), имеющее или контролирующее 30% или более голосов на общих собраниях акционеров РД КМГ или имеющее возможность контролировать назначение директоров, которые имеют возможность использовать большинство голосов на заседаниях Совета директоров РД КМГ.

В июне 2016 года Компания предложила внести некоторые изменения в Устав РД КМГ и в Соглашение о сотрудничестве между Компанией и РД КМГ от 8 сентября 2006 года («**Договор о сотрудничестве**»), с целью улучшить ухудшающиеся финансовые результаты РД КМГ, на которые негативное воздействие оказали тяжелые торговые условия и внешняя среда («**Предложение РД КМГ**»). Поправки, предложенные Компанией в Устав РД КМГ и Соглашение о сотрудничестве, включали (i) отказ от многослойного процесса принятия решения путем передачи принятия решения Правлению РД КМГ; (ii) внесение изменений в членстве в Комитете по выставлению кандидатур и в процесс назначения Независимых директоров в Правлении РД КМГ; и (iii) устранение технических недоработок в документации. Компания предложила приобрести акции и ГДР в РД КМГ у акционеров РД КМГ, желающих выйти в ответ на Предложение РД КМГ, по цене 7,88 долларов США за ГРД; 47,28 долларов США за обыкновенную акцию и 27,62 долларов США за привилегированную акцию. В июле 2016 года Компания опубликовала пересмотренный циркуляр: (i) увеличив цену покупки акций и ГДР в РД КМГ до 9,00 долларов США за ГРД, 54,00 долларов США за обыкновенную акцию и 31,55 долларов США за привилегированную акцию; и (ii) убрав из Предложения РД КМГ предложение о том, что Компания сохраняет права вето в отношении будущих назначений Независимых директоров РД КМГ Комитетом по выставлению кандидатур. Предложение было отклонено в августе 2016 года акционерами РД КМГ и Компания в настоящее время не планирует делать альтернативного предложения.

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. Соответственно, Сервисное соглашение перезаключается ежегодно, если РД КМГ принимает решение о том, что заключение Сервисного соглашения выгодно для РД КМГ. Сервисное соглашение в последний раз было перезаключено в апреле 2014 года. В 2015 и 2016 РД КМГ не запрашивала никаких услуг от КМГ по Сервисному соглашению.

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 Нового наземного нефтяного актива (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 своей контрольной доли участия в любом проекте недропользования в отношении месторождений углеводородов в Казахстане или любых нелицензированных разведочных площадях, месторождений или блоков в связи с правом разведки и добычи, принадлежащим или контролируемым Правительством, Министерством энергетики (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:
 - (i) КТО продолжит предоставлять Компании транспортные мощности, как предусмотрено в Транспортном договоре КТО (см. раздел *«Отношения между филиалами, совместными предприятиями и объединениями Компании - Транспортный договор КТО»*), и РД КМГ будет предоставлять объемы сырой нефти для транспортировки и осуществлять платежи, как предусмотрено в Транспортном договоре КТО;
 - (ii) после истечение срока действия Транспортного договора КТО, КТО в необходимые сроки предоставит РД КМГ мощности для транспортировки нефти на условиях не менее благоприятных, чем условия, предлагаемые другим пользователям, при условии, что КТО может предоставить преимущественное право тем пользователям, которые выполняют свои договорные обязательства перед КТО; и
 - (iii) КТО предоставит РД КМГ дополнительные оставшиеся мощности для транспортировки нефти (или новые транспортные маршруты) на коммерческих условиях по принципу «качай или плати».
- Компания приложит все разумные усилия, в рамках прав акционера со стороны Казахстана по Акционерному договору КТК (см. разделы *«Хозяйственная деятельность - Транспортировка - Транспортировка сырой нефти - Трубопровод КТК»*), чтобы обеспечить следующее:
 - (iv) 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;
 - (v) 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
 - (vi) 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 апреля 2016 года.

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 потребует 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.

РД КМГ не участвовала ни в каких тендерах на материальное обеспечение с апреля 2016 года. До апреля 2016 года РД КМГ продала часть добытой сырой нефти КМГ ПМ для выполнения своих обязательств перед внутренним рынком. КМГ ПМ далее перерабатывала данную сырую нефть и продавала нефтепродукты. Начиная с апреля 2016 года РД КМГ обеспечивала объемами сырой нефти для переработки на Атырауском НПЗ и Павлодарском НПЗ (и оплачивала соответствующие суммы за переработку) и затем самостоятельно продавала нефтепродукты, используя КМГ ПМ в качестве агента по продажам. 1 января 2017 года РД КМГ перестала использовать КМГ ПМ в качестве агента по продажам и начала самостоятельно продавать продукты нефтепереработки.

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 «Тенгизшевройл» или прекращение кого-либо вида деятельности ТШО;
- любая продажа, передача, аренда, лицензия, право пользования или распоряжения всем, или существенной части бизнеса, обязательств или активов ТШО;

- любая консолидация, слияние, приобретение или отчуждение любого участия в любом другом лице или приобретение статуса участника любого другого товарищества;
- подача заявки на получение любой лицензии на разведку или добычу, или отказ от такой лицензии или отказ от любой лицензионной территории; и
- заключение или изменение любого кредитного соглашения с участником или 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.

Сделка по предварительной продаже нефти ТШО

В марте 2015 года KMG Finance, в качестве продавца, и КМГ, в качестве гаранта, заключили сделку по предварительной продаже нефти. См. *«Деятельность – Разведка и добыча – Крупные промышленные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – ТШО – Сделка по предварительной продаже нефти 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», «ЕххонMobil 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, (с) 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 «СДОPI» в отношении платежей от ТШО и Государства, и к «Chevron Overseas»), «ЕххонMobil Kazakhstan Ventures Inc.» и «LUKARCO» в отношении их долей участия в ТШО, и иным образом связанных с Тенгизским проектом, фиксируются, как указано ниже до 6 апреля 2033 г.

ТШО оплачивает Государству базовый роялти по ставке 25% долларового эквивалента стоимости сырой нефти, газа, пропана, серы и других продуктов, оцененной на устье скважины. По условиям Соглашения по проекту, ТШО оплачивает базовый роялти ежеквартально. Каждый квартальный платеж должен быть осуществлен в течение 30 дней с конца соответствующего квартала и состоит из 90% базового роялти, начисленного к оплате за такой квартал, плюс разница между начисленным платежом за предыдущий квартал и суммой базового роялти, фактически причитающегося за предыдущий квартал. Правительство может принять решение о получении базового роялти в виде сырой нефти и других продуктов, если имеется достаточный уровень добычи.

Соглашение по проекту предусматривает, что ТШО не будет предъявлять никаких требований о возмещении Государству какого-либо Нетто НДС (см. определение ниже) или требовать амортизации в отношении любых сумм увеличения, не подлежащего зачету НДС (см. определение ниже). Соглашение по проекту предусматривает, что базовый роялти будет уменьшен на сумму, равную (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, (b) 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.

Сделка по предварительной продаже нефти Кашагана

В ноябре 2016 года KMG Kashagan B.V. заключила сделку о предоплате в отношении предварительной продажи сырой нефти, добытой на месторождении Кашаган. См. *«Деятельность – Крупные промысловые месторождения с другими совместными предприятиями и ассоциированными компаниями – Сделка по предварительной продаже нефти Кашагана»*.

ТОО «PSA»

В июне 2010 года Компания учредила ТОО «PSA», 100% дочернюю компанию (по состоянию на 31 декабря 2016 года) 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.

ТОО «PSA» отвечает за СПП по Северо-Каспийскому Проекту (месторождение Кашаган), месторождению Кашаган и месторождению Дунга, соответственно. 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

Компания также заключила сделки со связанными сторонами, не описанными выше. См. Примечание 33 к Финансовой отчетности за 2016 год и Примечание 33 к Финансовой отчетности за 2015 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:

<u>Связанная сторона</u>	<u>ГодЗа окончившийся период</u>	<u>Продажи связанным сторонам</u>	<u>Покупки у связанных сторон</u>	<u>Причитается Проценты, полученные от связанных сторон</u>	<u>Причитаютс я Проценты, уплаченные связанным сторонам</u>
			(млн. тенге)		
Предприятия АО «Самрук-Казына» ⁽¹⁾	31 Декабря 2016	64 283,5	28 166,8	14 325,5	4 089,5
	31 Декабря 2015	52 538,7	25 971,5	4 731,5	561,7
	31 Декабря 2015	49 222,9	30 745,4	5 553,9	560,1
	31 Декабря 2014				

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Ассоциированные компании	31 Декабря 2016	25 429,1	61 467,3	13 417,3	4 379,0
	31 Декабря 2015	112 705,1	22 378,4	9 383,5	2 885,3
	31 Декабря 2014	8 242,4	14 288,4	—	—
Совместные предприятия, в которых Компания является партнером	31 Декабря 2016	303 010,9	624 153,4	26 462,2	4 917,7
	31 Декабря 2015	278 198,2	125 179,9	15 983,0	—
	31 Декабря 2014	241 420,8	124 373,6	8 903,4	676,4
Прочие связанные стороны	31 Декабря 2016	—	4 764,4	—	25 424,7
	31 Декабря 2015	—	68 406,3	717,0	13 236,9
	31 Декабря 2014	105,7	180,1	416,0	27 273,9

Связанная сторона	По состоянию на	Причитается от связанных сторон	Причитается связанным сторонам (млн. тенге)	Наличные деньги и депозиты, размещенные у связанных сторон	Займы, подлежащие выплате связанным сторонам
Предприятия АО «Самрук-Казына» ⁽¹⁾	31 Декабря 2016	250 189,2	1 755,2	227,3	—
	31 Декабря 2015	86 673,9	28 779,7	38,3	7 527,7
	31 Декабря 2014	50 917,9	14 463,7	42,4	7 192,2
Ассоциированные компании	31 Декабря 2016	196 364,7	6 519,2	—	—
	31 Декабря 2015	238 975,8	2 740,2	—	—
	31 Декабря 2014	32 518,3	959,3	—	—
Совместные предприятия, в которых Компания является партнером	31 Декабря 2016	426 310,1	148 065,7	—	—
	31 Декабря 2015	386 156,4	71 317,4	—	—
	31 Декабря 2014	177 799,5	37 412,7	—	—
Прочие связанные стороны	31 Декабря 2016	—	8 783,3	308,7	539 518,3
	31 Декабря 2015	—	12 943,1	274,3	622 971,8
	31 Декабря 2014	222,0	7 043,2	2 900,9	376 939,5

Примечание:

(1) Включает в основном сделки Компании с «Самрук-Казына», АО Национальная Компания «Казахстан Темир Жолы», 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 «НК «Казахстан Темир Жолы», НК «Казахтелеком», НАК «Казатомпром», АО «КЕГОК», АО «Казпочта» и 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.

В 2014 году КТГ предоставила беспроцентный заем компании «BSGP» двумя траншами на сумму 10,2 млрд. тенге и 15,8 млрд. тенге. В 2015 и 2016 гг. КТГ предоставила дополнительный беспроцентный займа BSGP на сумму 36,8 млрд. тенге и 11,4 млрд. тенге, соответственно.

15 октября 2015 года Coöperatieve KazMunaiGaz U.A. продала 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. «Самрук-Казына» на сумму 4,7 млрд. долларов США, с опцион коллом (правом на покупку) всего или частичного пакета акций в период с 1 января 2018 до 31 декабря 2020 года (период может быть продлен по взаимному согласию сторон). «Самрук-Казына» впоследствии передал эти акции обратно Группе в доверительное управление от имени «Самрук-Казына», и Группа продолжает контролировать ежедневные операции KMG Kashagan B.V.

В 2015 году Компания выпустила 55,7 млн. обыкновенных акций, в качестве вознаграждения за выпуск данных акций Компания получила денежные средства на сумму 12,7 млрд. тенге и право требования платежа по договору займа от 16 мая 1997 года между Правительством и КТК («**Казахстанские облигации**»). См. Примечание 19 к Финансовой отчетности 2016.

В 2015 году Компания признала дополнительный оплаченный капитал в размере 13,4 млрд. тенге, что представляет собой справедливую стоимость газопроводов, переданных «Самрук-Казына» на условиях доверительного управления до завершения передачи законного права собственности ИЦА на трубопроводы, эксплуатируемые ИЦА. См. «Деятельность – Перевозка – Транспортировка и хранение газа».

В 2016 году Компания предоставила беспроцентный заем «Самрук-Казына» на сумму 203,9 млрд. тенге.

В 2016 году Компания выпустила 5 272 обыкновенных акций и, в качестве вознаграждения за выпуск таких акций, Компания получила здание в Кызылорде, стоимость которого составляет 13,2 млн. тенге, а также денежные средства в размере 1000 тенге.

В феврале 2017 года Компания выпустила 5,2 млн. обыкновенных акций для «Самрук-Казына» и, в качестве вознаграждения за выпуск таких акций, Компания получила газопроводы высокого, среднего и низкого давления, а также вспомогательные сооружения, на сумму 12,9 млрд. тенге и денежные средства в размере 1 000 тенге.

В соответствии с принятым Правительством Комплексным планом приватизации на 2016 год Компания продала некоторые свои непрофильные активы, и объявила о решении продать 51% KMG International, ожидается, что такая продажа завершится к концу первой половины 2017 года. В соответствии с принятым Правительством Комплексным планом приватизации на 2016 год, Компания также ожидает осуществления отчуждения некоторых других непрофильных активов, включая 100% акций АО «Евразия Эйр», 51% акций АО «Национальная морская судоходная компания «Казморттрансфлот», 100% доли Компании в Казахстанско-Британском техническом университете и 100% акций «Rominserve Valves IAIFO», «Global Security System SA» and «Palplast SA», каждая из которых является дочерней компанией КМГ Интернэшнл. Кроме того, Атырауский НПЗ, Павлодарский НПЗ и Шымкентский НПЗ также включены в список целевых компаний в соответствии с Комплексным планом приватизации на 2016 года, несмотря на то, что время и условия такой приватизации еще не определены. Предполагается, что обязательное отчуждение указанных непрофильных активов поможет Компании сосредоточиться на своей основной деятельности.

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 «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»

«KAZMUNAIGAZ FINANCE SUB B.V.»

Выпуск [указать общий номинальный размер 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 5 апреля 2017 г. [и дополнительного Базового проспекта («**Базовый проспект**») от [•], которые [совместно] составляют Базовый проспект в целях Директивы 2003/71/ЕС, с поправками («**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, КМГ и предложении Облигаций может быть получена только на основании совместного прочтения Окончательных условий выпуска и Базового проспекта [с дополнениями]. [Базовый проспект был опубликован [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 5 апреля 2017 года [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), с поправками («**Директива о проспектах выпуска ЦБ**»), и должен читаться совместно с Базовым проспектом от 5 апреля 2017 [и дополнительным Базовым проспектом от [•] , которые [совместно] составляют Базовый проспект в целях Директивы о проспектах выпуска ЦБ («Базовый проспект»), за исключением Условий, извлеченных из Базового проспекта от 5 апреля 2017 года [и дополнительного Базового проспекта от [•] и прилагаемых к настоящему документу. Полная информация о соответствующем Эмитенте, и, если соответствующим Эмитентом является «КМГ Finance», КМГ и предложении Облигаций может быть получено только на основании совместного прочтения настоящих Окончательных условий выпуска и Базовых проспектов от 5 апреля 2017 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].]

[Следующий текст применяется, если Облигации выпущены в соответствии с Правилom 144А]

УКАЗАННЫЕ В НАСТОЯЩЕМ ДОКУМЕНТЕ ОБЛИГАЦИИ, ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ГЛОБАЛЬНОЙ ОБЛИГАЦИЕЙ, ВЫПУЩЕННОЙ ПО ПРАВИЛУ 144А, НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ 1933 ГОДА (ДАЛЕЕ - ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ) ИЛИ В ЛЮБОМ ОРГАНЕ, РЕГУЛИРУЮЩЕМ ЦЕННЫЕ БУМАГИ, ЛЮБОГО ШТАТА ИЛИ ЛЮБОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ, И НЕ МОГУТ БЫТЬ ПРЕДЛОЖЕНЫ, ПРОДАНЫ, ЗАЛОЖЕНЫ ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ ПЕРЕДАНЫ, КРОМЕ КАК (1) В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ КАКОМУ-ЛИБО ЛИЦУ, КОТОРОЕ, ПО ОБОСНОВАННОМУ МНЕНИЮ ДЕРЖАТЕЛЯ И ЛЮБОГО ЛИЦА, ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОТ ИМЕНИ ДЕРЖАТЕЛЯ, ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

ПОКУПАТЕЛЕМ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А, И КОТОРОЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПРИОБРЕТАТЕЛЕМ В СООТВЕТСТВИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ РАЗДЕЛА 2(А)(51) ЗАКОНА США ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ 1940 ГОДА (С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЙ И ДОПОЛНЕНИЙ), ПОКУПАЮЩИМ ЦЕННЫЕ БУМАГИ ОТ СВОЕГО ЛИЦА ИЛИ ПО ПОРУЧЕНИЮ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОГО ПОКУПАТЕЛЯ, КОТОРЫЙ ТАКЖЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПРИОБРЕТАТЕЛЕМ, (2) В ЗАРУБЕЖНОЙ СДЕЛКЕ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 903 ИЛИ ПРАВИЛОМ 904 ПОЛОЖЕНИЯ S, ПРИНЯТОГО В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ (3) В СООТВЕТСТВИИ С ОСВОБОЖДЕНИЕМ ОТ РЕГИСТРАЦИИ В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ПРЕДОСТАВЛЕННЫМ ПРАВИЛОМ 144 (ЕСЛИ ПРИМЕНИМО), В КАЖДОМ СЛУЧАЕ, В СООТВЕТСТВИИ С ЛЮБЫМИ ПРИМЕНИМЫМИ ЗАКОНАМИ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ЛЮБОГО ШТАТА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ. НЕ МОЖЕТ БЫТЬ ПРЕДОСТАВЛЕНО НИКАКОЕ ЗАВЕРЕНИЕ О НАЛИЧИИ ОСВОБОЖДЕНИЯ, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ПРАВИЛОМ 144 В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, В ЦЕЛЯХ ПЕРЕПРОДАЖИ ОБЛИГАЦИЙ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ ГЛОБАЛЬНОЙ ОБЛИГАЦИЕЙ, ВЫПУЩЕННОЙ ПО ПРАВИЛУ 144А.]

A21

Инвестирование в облигации подразумевает высокую степень риска, см. Раздел базового проспекта, озаглавленный «факторы риска».

1.	[(i)] Эмитент:	[KMG Finance] [KMG]	
	[(ii)] Гарант:	KMG]	A13.4.5
2.	[(i)] Серийный номер:	[•]	
	[(ii)] Номер транша:	[•]	A13.4.1
	[(iii)] Дата, на которую Облигации будут консолидированы и сформируют единую серию:	Облигации будут консолидированы и сформируют единую серию с [•] [[•]/[не применяется]]	A21 A21
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:	[•]	A13.4.13
7.	(i) Дата выпуска:	[•]	
	(ii) Дата начала начисления вознаграждения	[•]	
8.	Срок погашения:	[•]	
9.	Вид вознаграждения:	[[•]% Фиксированная ставка] [[•]+/- [•]% Плавающая ставка] [нулевой купон] (См. пункты 13, 14, 15 ниже)	A13.4.9(i) A13.4.8
10.	Вид погашения / оплаты:	[погашение по номиналу]	
11.	Опционы пут/колл:	[[«Пут» Держателя облигаций] [[«Колл» Эмитента] [(дополнительные данные указаны ниже в пунктах 16-17)]	

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]
- (Если не применимо, удалите оставшиеся подпункты данного пункта)*
- (i) Ставка(и) вознаграждения: [•] % в год [подлежит оплате [раз в год / полугодие / квартал / месяц/] после окончания периода] A13.4.8(ii)
- (ii) Дата(ы) оплаты вознаграждения: [•] в каждый год [корректируется в соответствии с /не корректируется] A13.4.8(iii)
- (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)] A13.4.8(iv)
- (vi) Даты определения: [•] каждого года
(Вставьте стандартные даты выплаты процентов, не учитывая дату выпуска или дату погашения в случае долгосрочной или краткосрочной начальной или конечной облигации. Примечание: применимо только в том случае, когда день рассчитывается как фактический / фактический (ICMA)).
- 14. Положения по Облигациям с плавающей ставкой** с [Применимо/Неприменимо]
- (Если не применимо, удалите оставшиеся подпункты данного пункта)*
- (i) Период(ы) начисления вознаграждения: [•] [может корректироваться в соответствии с Конвенцией рабочего дня, изложенной в пункте (iv) ниже/, не подлежит корректировке [так как указано, что Конвенция рабочего дня, пункт (iv) ниже, Не применима]]
- (ii) Указанные даты выплаты вознаграждения: [•] в каждом году [может корректироваться в соответствии с Конвенцией рабочего дня, изложенной в пункте (iv) ниже/, не подлежит корректировке [так как указано, что Конвенция рабочего дня, пункт (iv) ниже, Не применима]]] A13.4.8(vii)
A13.4.8(viii)
- (iii) Дата выплаты вознаграждения: [Не применимо] / [•] в каждом году [может корректироваться в соответствии с Конвенцией рабочего дня, изложенной в пункте (iv) ниже/, не подлежит корректировке [так как указано, что Конвенция рабочего дня, пункт (iv) ниже, Не применимо]]] A13.4.8(xi)

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

(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»][Не применимо]	A13.4.9(ii)
(v)	Деловой(ые) центр(ы)	[•]	
(vi)	Способ, которым определяется Ставка(и) вознаграждения:	[<i>Определение установленной ставки / Определение по ISDA</i>]	
(vii)	Сторона, отвечающая за расчет Ставки(ок) вознаграждения и/или Сумма(Сумм) вознаграждения (если это не Агент):	[•]	
(viii)	Определение установленной ставки:		
	- Справочная ставка:	[[•] месяц LIBOR/EURIBOR]	
	- Дата(ы) Определения вознаграждения:	[•]	
	- Соответствующая контрольная страница:	[•]	
(ix)	Определение по ISDA:		
	- Опцион плавающей ставки:	[•]	
	- Установленный срок окончательного погашения:	[•]	
	- Дата изменения ставки:	[•]	
	- Определения ISDA	2006	
(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:	[•]	
(iii)	Дробное исчисление дней в отношении Сумм досрочного погашения	[[30/360][Фактически/360][Фактически/360]]	

ПОЛОЖЕНИЯ О ПОГАШЕНИИ

- 16. Опцион колл** [Применимо/Неприменимо]
- (Если не применимо, удалите оставшиеся подпункты данного пункта)*
- (i) Альтернативная(ые) дата(ы) [•]
погашения:
- (ii) Альтернативная(ые) сумма(ы) [•] На Расчетную сумму
погашения по каждой
Облигации:
- (iii) Если подлежит частичному
погашению:
- (a) Минимальная сумма [•] На Расчетную сумму
погашения:
- (b) Максимальная сумма [•] На Расчетную сумму
погашения:
- 17. Опцион пут** [Применимо/Неприменимо]
- (i) Альтернативная(ые) дата(ы) [•]
погашения:
- (ii) Альтернативная(ые) сумма(ы) [•] На Расчетную сумму
погашения по каждой
Облигации:
- 18. Сумма окончательного погашения каждой облигации:** [•] На Расчетную сумму
- 19. Сумма досрочного погашения**
- Сумма(ы) досрочного погашения на [•] На Расчетную Сумму / [Номинальную
Расчетную сумму, подлежащая оплате стоимость]
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 Зарегистрированной глобальной облигации.]
- 21. Финансовый(е) центр(ы):** [Неприменимо/[•]]

ИНФОРМАЦИЯ О ТРЕТЬИХ ЛИЦАХ

[Соответствующая информация о третьих лицах] получена из *Не применимо* [•]. [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 *He применимо* [•], не упущены никакие факты, упущение которых могло бы привести к неточности или ошибочности воспроизведенной информации.]

От имени KMG Finance:

Подпись:

Имеющий надлежащие полномочия

От имени КМГ:

Подпись:

Имеющий надлежащие полномочия

ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ

ЧАСТЬ Б - ИНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

1. ЛИСТИНГ

- | | | |
|--|---|-------------|
| (i) Листинг: | Открытая компания с ограниченной ответственностью «Лондонская фондовая биржа» [и казахстанская фондовая биржа] | A13.5.1(i) |
| (ii) Допуск к торгам: | Эмитентом (или от его имени) подана заявка на допуск Облигаций к торгам на организованном рынке Лондонской фондовой биржи с [•]. | A13.5.1(ii) |
| | [Эмитентом (или от его имени) подана заявка на допуск Облигаций к категории «номинальных долговых ценных бумаг юридических лиц из квази-государственного сектора» категории «долговых ценных бумаг» официального списка ценных бумаг, котируемых на Казахстанской фондовой бирже с [•]. | A13.6.1 |
| (iii) Смета общих затрат, связанных с допуском к торгам: | [•] | |

2. РЕЙТИНГИ

- | | | |
|-----------|---|----------|
| Рейтинги: | Выпускаемые Облигации получили следующий рейтинг / Следующий рейтинг отражает рейтинг, применимый к Облигациям данного типа, выпущенным по Программе в общем порядке: | A13.7.5. |
| | [S & P: [•]] | |
| | [Moody's: [•]] | A13.3 |
| | [Fitch: [•]] | |
| | [Другое: [•]] | |
| | [Не применяется] | |

3. ИНТЕРЕСЫ ФИЗИЧЕСКИХ И ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ, УЧАСТВУЮЩИХ В [ВЫПУСКЕ / РАЗМЕЩЕНИИ]

A13.4.10

«За исключением каких-либо гонораров, оплачиваемых [Менеджерам/Дилерам], насколько известно Эмитенту, ни одно лицо, участвующее в размещении Облигаций, не имеет интересов, существенных для размещения. [Менеджеры/Дилеры] и их аффилированные лица участвовали, и могут участвовать в будущем, в инвестиционных и/или коммерческих банковских сделках и Эмитентом [и Гарантом], и могут выполнять другие услуги для них, а также в банковских сделках с Эмитентом [и Гарантом] и [его/их] аффилированными лицами, и могут выполнять другие услуги для них, в ходе обычной хозяйственной деятельности. (Внесите соответствующие поправки, если есть другие интересы).

A13.9.2(ii)

[(При добавлении любого другого описания, подумайте, является ли оно «существенно _____ фактором) и после этого начните процесс включения дополнения к Проспекту согласно Статье 16 Директивы о проспектах ЦБ)].

**4. [ТОЛЬКО ДЛЯ ОБЛИГАЦИЙ С
ФИКСИРОВАННОЙ СТАВКОЙ -
ДОХОДНОСТЬ**

A13.5.2

Указание доходности:

[•]

Доходность рассчитывается на Дату выпуска на основании Цены выпуска. Доходность не является указанием на будущую доходность.

5. ОПЕРАЦИОННАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ISIN:

[•]

A13.4.2(ii)

Общий код:

[•]

CUSIP:

[•]

Любая клиринговая(ые) система(ы), помимо [DTC], Euroclear Bank S.A./N.V. и Clearstream Banking, Societe Anonyme и соответствующий(ие) идентификационный(ые) номер(а):

[Неприменимо/[•]укажите имя(имена) и номер(-а)]

Доставка:

Оплата за доставку [по/без]

Наименования и адреса основного Платежного(ых) агента(ов) (если такие есть):

[•]

A13.4.4(ii)

УСЛОВИЯ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ

Настоящая Облигация - это одна из облигаций должным образом утвержденной эмиссии (далее - **Облигации**) АО «НК «КазМунайГаз» («КМГ») или «KazMunaiGaz Finance Sub B.V.» (далее - **КМГ Finance**) (каждый далее «Эмитент») в рамках Программы глобальной эмиссии среднесрочных облигаций (далее - **Программа**) объемом 10 500 000 000 долларов США, осуществляемой КМГ Finance и КМГ. В случае, когда КМГ Finance выступает в качестве Эмитента Облигаций, оплата всех сумм, причитающихся со стороны КМГ 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).

A13.4.7

Облигации предусмотрены Договором о доверительном управлении, который был изложен в новой редакции, с учетом внесенных в него поправок (с учетом последующих изменений и дополнений и на дату эмиссии Облигаций) (далее - **Дата эмиссии Облигаций**) (далее - **Договор о доверительном управлении**) от 5 апреля 2017 года между КМГ Finance, КМГ и компанией «Citigroup 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 по состоянию на Дату выпуска, далее - **Агентское соглашение**) от 5 апреля 2017 года было заключено в отношении Облигаций между КМГ Finance, КМГ, Доверительным управляющим, «Citibank N.A.» (Лондонский филиал), 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.» (Лондонский филиал) (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.

A6.2

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.

A13.4.4(i)

1. Форма, деноминация и право собственности

Выпускаемые Облигации имеют зарегистрированную форму и Установленную деноминацию, указанную в соответствующих Заключительных условиях, или кратны таковой, и выпускаются без процентных купонов, при условии, что (i) Установленная деноминация не может быть меньше 100 000 Евро или эквивалента этой суммы в других валютах, и (ii) вознаграждение от Облигаций, предусмотренное Правилom 144A, не может начисляться на суммы менее 200 000 долларов США, или эквивалентные суммы в других валютах.

Настоящая Облигация может быть Облигацией с фиксированной ставкой, Облигацией с плавающей ставкой, Облигацией с нулевым купоном 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.

A6.1

Для целей настоящих Условий, «**Держатель Облигации**» означает лицо, на имя которого зарегистрирована Облигация, а термин «**держатель**» будет иметь соответствующее значение, а термины, используемые с заглавной буквы, будут иметь значение, присвоенное им в соответствующих Заключительных условиях, при этом отсутствие такого значения означает, что такой термин не применим к Облигациям.

2. Передача Облигаций

- (a) **Передача Облигаций:** Одна или более Облигаций утвержденной деноминации, предусмотренной Заключительными условиями, могут быть переданы полностью или частично, при условии передачи указанных в Заключительных условиях минимальных сумм, после передачи (осуществленной в установленном офисе Регистратора или любого Трансфертного агента) соответствующей Облигации или Облигаций, вместе с передаточной надписью установленной формы на такой Облигации или Облигациях (или в иной форме передачи, существенно схожей с установленной, и содержащей те же представительства и заверения (если применимо), если иное не согласовано с Эмитентом), должным образом заверенной и исполненной, а также в другими такими доказательствами, предоставления которых могут обоснованно потребовать Регистратор или Доверительный управляющий. В случае передачи лишь части прав на Облигацию, на имя принимающего лица издается новая Облигация в отношении передаваемой части, а в последующем, лицу, передающему часть прав на Облигацию, выдается новая Облигация, отражающая оставшуюся часть прав. Все передачи Облигаций и записи в Реестр осуществляются с соблюдением подробных правил, касающихся передачи Облигаций, содержащихся в приложениях к Агентскому соглашению. Правила могут изменяться Эмитентом или, если Эмитентом является KMG Finance - КМГ после предварительного письменного согласования с Регистратором и Доверительным управляющим. Копия действующих правил предоставляется Регистратором любому Держателю Облигаций по соответствующему запросу.
- (b) **Применение Опционов или Частичного погашения в отношении Облигаций:** В случае применения опционов Эмитента (если применимо), КМГ или Держателей Облигаций, или частичного погашения в отношении Облигаций, держателю такой Облигации выпускается новая Облигация, отражающая применение такого опциона или с указанием непогашенного остатка. В случае частичного применения опциона, в результате которого меняются условия Облигаций одного держателя, выпускаются отдельные Облигации в отношении тех Облигаций одного держателя, которые имеют одинаковые условия. Новые Облигации выпускаются только в случае передачи существующих Облигаций Регистратору или любому из Трансфертных агентов. В случае передачи Облигаций Лицу, которое уже является держателем Облигаций, выпускается новая Облигация, отражающая увеличенную долю держания в обмен на передачу Облигации, отражающей существующую долю держания.
- (c) **Вручение новых Облигаций:** Каждая новая Облигация, выпускаемая в соответствии с Условиями 2 (a) или (b) может быть вручена в течение пяти рабочих дней со дня

получения формы передачи или Уведомления об исполнении (как определено в Условии 6 (f)), и передачи Облигации для обмена. Вручение новой Облигации(-ций) осуществляется в определенном офисе Трансфертного агента или Регистратора (в зависимости от ситуации), которым осуществляется такое вручение или передача соответствующей формы передачи, Уведомления об исполнении или Облигация, или по выбору держателя, такое вручение или передача может быть осуществлена, как указано выше и как предусмотрено в соответствующей форме передачи, Уведомлении об исполнении или в ином письменном документе, незарегистрированной почтовой отправкой, при этом все риски несет держатель, которому выпускается новая Облигация, на указанный адрес, если такой держатель не заявит об ином и не оплатит предварительно соответствующему Трансфертному агенту расходы на такой альтернативный способ передачи и/или указанную им сумму страховки. В настоящем Условии (с), «рабочий день» означает любой день, кроме субботы или воскресенья, который является рабочим днем для банков, расположенных в месте, где находится указанный офис соответствующего Трансфертного агента или Регистратора (в зависимости от ситуации).

- (d) **Бесплатная передача:** Передача уведомлений о регистрации, передаче, использовании опциона или частичного погашения, осуществляется без какой-либо оплаты лично или от имени KMG Finance, а Регистратора или Трансфертных агентов, но после выплаты любых налогов и иных правительственных сборов, которыми может облагаться такая передача (или предоставление такой гарантии возмещения убытков, которой может потребовать Регистратор или соответствующий Трансфертный агент).
- (e) **Закрытые периоды:** Ни один из Держателей Облигаций не вправе потребовать передачи Облигаций, подлежащей регистрации (i) в течение 15 дней, до даты погашения или выплаты какой-либо Суммы вознаграждения в отношении такой Облигации, или (ii) 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 (iii) после любого требования о погашении Облигаций.
- (f) **Ограничения передачи:** Если, в любое время, KMG Finance определит, что любой бенефициарный владелец Облигаций, или любой счет, на который такой владелец приобретал Облигации, должный являться квалифицированным институциональным покупателем (КИП) или квалифицированным покупателем (КП), на самом деле не является КИП или КП, KMG Finance может (1) потребовать от такого бенефициарного владельца продажи его Облигаций, или продать такие Облигации от имени такого бенефициарного владельца, лицу, которое не является гражданином США, и осуществляет покупку посредством оффшорной транзакции, согласно Правилу S, или лицу, являющемуся КИП и также КП, или иным образом квалифицированным для покупки таких Облигаций, посредством транзакции, свободной от регистрации в соответствии с Законом о ценных бумагах или (2) потребовать от бенефициарного владельца продажи таких Облигаций, или продать такие Облигации от имени такого бенефициарного владельца KMG Finance у или его аффилированной компании по цене равной сумме меньшей чем (x) покупная цена, выплаченная бенефициарным владельцем за такие Облигации, (y) 100% основной суммы такой цены и (z) справедливая рыночная цена. KMG Finance вправе отказаться от передачи доли по Правилу 144А Глобальной облигации или по Правилу 144А Облигаций на предъявителя лицу, являющемуся гражданином США, не обладающему статусом КИП и КП.

3. Гарантия и статус

- (a) **Статус Облигаций:** Облигации составляют прямые, общие, безусловные и (при условии выполнения Условия 4 (a)) необеспеченные обязательства KMG Finance, а 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

A6.1

A13.4.6

КМГ Finance а, за исключением обязательств, предусмотренных обязательными положениями применимых законов.

- (b) **Статус Гарантии: В случае, когда Эмитентом Облигаций является КМГ Finance,** КМГ, в соответствии с Гарантией, безусловно и безотзывно гарантировал должную и своевременную выплату всех сумм, время от времени причитающихся к выплате КМГ 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.

A6.2

4. 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.
- (c) 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 (ЕВITDA) за самых последних два полугодовых финансовых периода, за которые консолидированная финансовая отчетность была предоставлена согласно Условию 4(e) не превышает 3.5 к 1.

В целях расчета соотношения, описанного в этом Условию 4(d)(i), приобретения, которые были сделаны КМГ или любым Крупным дочерним предприятием, включая посредством слияний или объединений

и включая любые связанные финансовые транзакции (включая, без ограничений, любое приобретение, вызывающее необходимость сделать такой расчет в результате принятия обязательства или признания задолженности) в течение (а) самых последних два полугодовых финансовых периода, за которые консолидированная финансовая отчетность была предоставлена согласно Условию 4(е) или (б) 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, KMG 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.

5. Определение ставки вознаграждения и прочие расчеты

A13.4.8(ii)

(a) Облигации с фиксированной ставкой вознаграждения:

A13.4.8(iii)

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. Сумма выплачиваемого вознаграждения определяется в соответствии с Условием 5(f).

Если в Окончательных условиях указана Фиксированная сумма купона или Неполная сумма, то сумма вознаграждения, подлежащая выплате на каждую Дату выплаты вознаграждения, будет равна Фиксированной сумме купона или, если применимо, указанной таким образом Неполной сумме, и в случае Неполной суммы, подлежит выплате на определенную Дату (Даты) выплаты вознаграждения, оговоренную в Окончательных условиях.

(b) Облигации с плавающей ставкой вознаграждения:

(i) *Даты выплаты вознаграждения:* Вознаграждение по каждой Облигации с плавающей ставкой вознаграждения начисляется на непогашенную номинальную сумму, 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. Сумма выплачиваемого вознаграждения определяется в соответствии с Условием 5(f). Такая Дата(ы) выплаты вознаграждения либо представлена(ы) в Окончательных условиях как Оговоренные даты выплаты вознаграждения или, если Оговоренная(ые) дата(ы) выплаты вознаграждения не представлена(ы) в Окончательных условиях, то Дата выплаты вознаграждения будет означать каждую дату, которая выпадает через определенное количество месяцев или иной период, указанный в Окончательных условиях, как Период начисления вознаграждения, или в случае первой Даты выплаты вознаграждения - после Даты начала начисления вознаграждения.

(ii) *Условие рабочего дня:* Если любая дата, на которую дается ссылка в данных Условиях, определена как подлежащая корректировке в соответствии с Условием рабочего дня, которая в противном случае приходилась бы на день, который не является рабочим днем, то если указанное Условие рабочего дня является (A) Условием рабочего дня с плавающей ставкой, то такая дата переносится на следующий день, который является Рабочим днем, за исключением случаев, когда в результате такого переноса она будет приходиться на следующий календарный месяц, в этом случае (x) такая дата переносится на более раннюю дату, непосредственно предшествующую Рабочему дню, и (y) каждая последующая такая дата будет являться последним Рабочим днем месяца, в котором такая дата бы выпадала, если бы она не подлежала корректировке; (B) Условием следующего рабочего дня, то такая дата будет перенесена на следующий день, являющийся Рабочим днем; (C) Модифицированным условием следующего рабочего дня, то такая дата будет перенесена на следующий день, являющийся Рабочим днем, за исключением случаев, когда в результате такого переноса такая дата будет приходиться на следующий календарный месяц, в этом случае такая дата должна быть перенесена на более раннюю дату, непосредственно предшествующую Рабочему дню, или (D) Условием предшествующего рабочего дня, то такая дата должна быть перенесена на более раннюю дату - непосредственно предшествующий рабочий день.

(iii) *Ставка вознаграждения для Облигаций с плавающей ставкой:* Ставка вознаграждения в отношении Облигаций с плавающей ставкой для каждого Периода начисления вознаграждения должна определяться способом, указанным в Окончательных условиях, и должны быть применены указанные далее положения, касающиеся либо Подсчета по методу ISDA, 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 терминем в Определениях ISDA.

(B) Подсчет с выборочной ставкой для Облигаций с плавающей ставкой

A13.4.8(viii)

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:

A13.4.8(ix)

A13.4.8(x)

(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 или Максимальной или Минимальной Ставкой вознаграждения, применимыми к предшествующему Периоду начисления вознаграждения и соответствующему Периоду начисления вознаграждения).

- (c) **Облигации с нулевым купоном:** Облигации с нулевым купоном: В том случае, если Облигация, для которой в качестве Основы для расчета вознаграждения указан Нулевой купон, подлежит погашению до наступления Даты погашения, и если она не будет погашена при наступлении срока, то суммой, причитающейся к уплате до Даты погашения, будет являться Сумма досрочного погашения такой Облигации. А от даты наступления платежа Ставкой вознаграждения для любой непогашенной основной суммы такой Облигации будет являться ставка в год (в процентах), равная Доходности при погашении (как описывается в Условии 6(b)(i)).
- (d) **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).
- (e) Маржа, Максимальные/Минимальные ставки вознаграждения, Сумма погашения и Округление:
- (i) Если в Окончательных условиях какая-либо Маржа или указана (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, при постоянном соблюдении положения, указанного в следующем пункте.

- (ii) Если любая Максимальная или Минимальная ставка вознаграждения или Сумма погашения оговорены в Окончательных условиях, то любая Ставка вознаграждения или Сумма погашения подпадают под такой максимум или минимум, в зависимости от обстоятельств.
 - (iii) Для целей любых расчетов, требуемых в соответствии с данными Условиями (если не указано иное), (x) все проценты, полученные в результате таких расчетов, должны быть округлены, в случае необходимости, до ближайшей стотысячной доли процентного пункта (при этом половины округляются в большую сторону), (y) все цифры должны быть округлены до седьмой значащей цифры (при этом половины округляются в большую сторону) и (z) все суммы в валютах, причитающиеся к выплате, должны быть округлены до ближайшей единицы такой валюты (при этом половины округляются в большую сторону), за исключением случаев использования 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.
- (f) **Расчеты:** Сумма вознаграждения к выплате на Расчетную сумму в отношении любой Облигации за любой Период начисления вознаграждения равна произведению Ставки вознаграждения, Расчетной суммы, указанной в соответствующих Окончательных условиях и Коэффициента расчета дней за такой Период начисления вознаграждения, если только Сумма вознаграждения (или формула для ее расчета) применяется в отношении такого Периода начисления вознаграждения, в таком случае сумма вознаграждения к выплате по такой Облигации за такой Период начисления вознаграждения 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 по Расчетной сумме в отношении такого Процентного периода представляет собой сумму сложения Сумм вознаграждения к выплате по каждому из указанных Периодов начисления вознаграждения. В отношении любого другого периода за который необходимо рассчитать вознаграждение, применяются указанные выше положения, но Коэффициент расчета дней должен применяться за период, за который нужно рассчитать вознаграждение.
- (g) **Определение и публикация Ставок вознаграждения, Суммы вознаграждения, Суммы окончательного погашения, Суммы досрочного погашения и Суммы добровольного 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 для соответствующего Периода начисления вознаграждения, рассчитать Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения или Сумму добровольного погашения, получить такую котировку или произвести такое определение или расчет, в зависимости от обстоятельств, и привести Ставку вознаграждения и Суммы вознаграждения для каждого Периода начисления вознаграждения и соответствующую Дату выплаты вознаграждения, и, если требуется, рассчитать Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения или Сумму добровольного погашения, 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.

- (h) **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 Период начисления вознаграждения, или любую Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения, Сумму добровольного погашения, то это может быть сделано Доверительным управляющим (или Доверительный управляющий может назначить агента для осуществления такого определения или расчета) и такое определение и расчет будут рассматриваться как осуществленные Агентом по расчетам. При этом Доверительный управляющий может применять вышеприведенные положения данного Условия с любыми необходимыми последующими поправками, в той степени, в которой, по его мнению, это может быть сделано, во всех остальных отношениях он может осуществить указанное в таком порядке, который он считает справедливым и обоснованным при всех сложившихся обстоятельствах.

6. Погашение, покупка и опционы

- (a) Окончательное погашение:

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).

- (b) Досрочное погашение:

- (i) Облигации с нулевым купоном:

(A) Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении Облигации с нулевым купоном, 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.

- (В) С учетом нижеприведенного подпункта (С), **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.
- (С) (С) Если Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении такой Облигации - в случае ее погашения в соответствии с Условием 6(с) 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 (В) 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(с).

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(с) или при наступлении срока погашения такой Облигации в соответствии с Условием 10, равна Амортизированной номинальной сумме, если в Окончательных условиях не определено иное.
- (с) **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 (а) (i) Эмитент обязан или будет обязан выплатить дополнительные суммы, как указано в Условии 8, в результате внесения изменений или дополнений в законодательство или нормативные акты Нидерландов (в случае KMG Finance) или Казахстана (в случае КМГ), административно-территориальных единиц Нидерландов или государственных органов Нидерландов, имеющих право взимать налоги в Нидерландах, или соответствующей административно-территориальной единице Нидерландов или в результате изменения порядка применения или официального толкования такого законодательства или нормативных актов (в т.ч. по решению суда компетентной юрисдикции), если такие изменения или дополнения вступают в силу в дату, в которую достигнуто соглашение об эмиссии первого Транша Облигаций, или в более позднюю дату, и (ii) KMG Finance не может избежать такой обязанности, приняв доступные ему разумные меры, или (b) (i) касательно Облигаций, выпущенных KMG Finance, КМГ обязан или (при предъявлении требования по Гарантии) будет обязан выплатить дополнительные

суммы, как указано в Условии 8 или в Гарантии (в зависимости от того, что применимо), или производить какие-либо удержания или вычеты типов, указанных в Условии 8 или в Гарантии (в зависимости от того, что применимо), из каких-либо сумм, выплачиваемых KMG Finance, чтобы KMG Finance мог осуществить выплату суммы основного долга или процентов по Облигации - в каждом случае если соответствующие суммы превышают суммы, которые должны были быть выплачены, если бы платеж должен был быть произведен до даты, в которую достигнуто соглашение об эмиссии первого Транша Облигаций - в результате внесения изменений или дополнений в законодательство или нормативные акты Республики Казахстан, ее административно-территориальных единиц или государственных органов, имеющих право взимать налоги в Республике Казахстан или соответствующей административно-территориальной единице Республики Казахстан, или в результате изменения порядка применения или официального толкования такого законодательства или нормативных актов (в т.ч. по решению суда компетентной юрисдикции), если такие изменения или дополнения вступают в силу в дату, в которую достигнуто соглашение об эмиссии первого Транша Облигаций, или в более позднюю дату, и (ii) КМГ (или KMG Finance, в зависимости от того, что применимо) не может избежать такой обязанности, приняв доступные ему разумные меры; при этом извещение о погашении не может быть направлено ранее, чем за 90 дней до даты (в зависимости от того, какая из указанных дат наступит раньше), в которую Эмитент, или, если Эмитентом является KMG Finance, КМГ был бы обязан выплатить такие дополнительные суммы или в которую КМГ был бы обязан осуществить такие удержания или вычеты, если бы наступил срок платежа по Облигациям или (если применимо) было предъявлено требование по Гарантии (в зависимости от того, что применимо), или в которую КМГ был бы обязан произвести платеж KMG Finance, чтобы KMG Finance мог выплатить сумму основного долга или вознаграждения по Облигациям, если бы такие суммы подлежали выплате по Облигациям в соответствующий момент времени. До публикации извещения о погашении в соответствии с условиями настоящего пункта Эмитент должен вручить Доверительному управляющему: (1) свидетельство, подписанное двумя директорами Эмитента (или КМГ, в зависимости от того, что применимо), о том, что Эмитент имеет право осуществить такое погашение, с изложением фактов, доказывающих исполнение отлагательных условий в отношении права Эмитента осуществить такое погашение, и (2) заключение признанных независимых юрисконсультов, удовлетворяющее Доверительного управляющего по форме и содержанию, о том, что Эмитент или (в зависимости от того, что применимо) КМГ обязан или будет обязан выплатить такие дополнительные суммы; Доверительный управляющий имеет право принять такое свидетельство и заключение как достаточное доказательство выполнения отлагательных условий, изложенных выше в пунктах (a)(ii) и (или) (b)(ii), и в таком случае такие доказательства имеют окончательную и обязательную силу для Держателей облигаций.

- (d) **Погашение по опциону Держателей облигаций в связи с Изменением статуса:** Если в течение периода, пока Облигация остается непогашенной, происходит Изменение статуса, соответствующий Эмитент должен - по опциону держателя такой Облигации, при условии, что держатель такой Облигации направил Эмитенту соответствующее извещение не менее чем за 15 и не более чем за 30 дней - погасить такую Облигацию в Дату (Даты) произвольного погашения по цене в 101% от суммы основного долга по такой Облигации, включая вознаграждение, начисленное до Даты продажи в связи с изменением статуса (см. определение ниже).

Такой опцион («Опцион на продажу в связи с изменением статуса») действует, как указано ниже.

Если происходит Изменение статуса, в течение 14 дней от Изменения статуса Эмитент должен направить извещение («**Извещение об изменении статуса**») Держателям облигаций в соответствии с Условием 16 с указанием характера Изменения статуса и процедуры исполнения Опциона на продажу в связи с изменением статуса; при этом, если

Доверительному управляющему становится известно об Изменении статуса (а Эмитент не выполнил указанное обязательство), Доверительный управляющий может и должен - по просьбе держателей как минимум одной пятой части суммы основного долга по непогашенным Облигациям - направить такое Извещение об изменении статуса.

Для исполнения Опциона на продажу в связи с изменением статуса держатель Облигаций должен доставить в указанный офис Платежного агента в любой Рабочий день в период, начинающийся с даты Изменения статуса и заканчивающийся через 90 дней после наступления такой даты или (в зависимости от того, что наступит позже) через 90 дней после вручения Держателям облигаций Извещения об изменении статуса в соответствии с настоящим Условием 6(d) («Срок продажи в связи с изменением статуса»), подписанное и заполненное извещение об исполнении опциона, составленное в форме (которая действует на соответствующий момент времени и может - если сертификат на такие Облигации хранится в клиринговой системе - быть любой формой, отвечающей требованиям клиринговой системы и врученной в порядке, отвечающем требованиям клиринговой системы), которая может быть получена в любом указанном офисе любого Платежного агента («Извещение об опционе на продажу в связи с изменением статуса»), в котором держатель должен указать банковский счет (или, если платеж должен быть произведен в форме чека, адрес), на который должен быть произведен платеж в соответствии с настоящим пунктом, и к которому должен быть приложен сертификат на такие Облигации или документы, отвечающие требованиям соответствующего Платежного агента и подтверждающие, что сертификат на такие Облигации будет передан ему после вручения Извещения об опционе на продажу в связи с изменением статуса.

Эмитент по своему усмотрению погашает или покупает (или обеспечивает покупку) Облигации, являющиеся предметом Извещения об опционе на продажу в связи с изменением статуса, в дату («Дата продажи в связи с изменением статуса»), наступающую через семь дней после истечения Срока продажи в связи с изменением статуса, если такие Облигации не будут погашены, куплены или аннулированы ранее. Извещение об опционе на продажу в связи с изменением статуса, направленное держателем Облигации, является безотзывным, за исключением случаев, когда до даты погашения наступает и не устранено Событие дефолта, в случае чего такой держатель может, по своему усмотрению, отозвать Извещение об опционе на продажу в связи с изменением статуса, направив соответствующее извещение Эмитенту.

В контексте настоящего Условия 6(d):

«Изменение статуса» считается наступившим по факту наступления любого из нижеперечисленных событий:

- (i) завершение какой-либо сделки (включая, без ограничения, слияние или консолидацию), в результате которой Республика Казахстан и (или) любой другой федеральный или государственный орган, имеющий соответствующие полномочия владеть акциями КМГ, прекращают владеть, по крайней мере, 50 процентами плюс одна акция 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 СРП или утрачивает право на использование преимущественного права в отношении долей участия и операционных прав во всех новых месторождениях углеводородов в Казахстане стратегического значения, 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.

- (e) **Погашение по опциону Эмитента и исполнение опционов Эмитента:** Если Окончательные условия предусматривают Опцион на покупку, Эмитент имеет право, направив безотзывное извещение Держателям облигаций не менее чем за 15 и не более чем за 30 дней (или в другой срок, установленный в Окончательных условиях), погасить или исполнить его опцион (определенный в Окончательных условиях) в отношении всех или (если предусмотрено) части Облигаций в любую Дату произвольного погашения или Дату исполнения опциона (в зависимости от того, что применимо). Погашение Облигаций осуществляется на Сумму произвольного погашения, включая проценты, начисленные до установленной даты погашения. Погашение или исполнение опциона могут быть осуществлены в отношении Облигаций номинальной стоимостью не меньше Минимальной суммы погашения, указанной в Окончательных условиях, и не больше Максимальной суммы погашения, указанной в Окончательных условиях.

Все Облигации, в отношении которых направлено такое извещение, должны быть погашены, и опцион Эмитента должен быть исполнен в дату, указанную в извещении, в соответствии с настоящим Условием.

В случае частичного погашения или частичного исполнения опциона Эмитента в извещении Держателям облигаций, сделанном в соответствии с Условием 16, 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.

- (f) **Погашение по опциону Держателей облигаций и исполнение опционов Держателей облигаций:** Если Окончательные условия предусматривают Опцион на продажу, Эмитент должен - по опциону держателя такой Облигации, при условии, что держатель такой Облигации направил Эмитенту соответствующее извещение не менее чем за 15 и не более чем за 30 дней (или в другой срок, установленный в Окончательных условиях) - погасить такую Облигацию в Дату (Даты) произвольного погашения на Сумму произвольного погашения, включая вознаграждение, начисленное до установленной даты погашения (не включительно).

Для исполнения такого опциона или любого другого опциона Держателей облигаций, который может быть предусмотрен Окончательными условиями (который должен быть исполнен в Дату исполнения опциона), держатель должен передать Облигацию (Облигации) Регистратору или любому Трансфертному агенту в указанном офисе такого Регистратора или Трансфертного агента, приложив к ней заполненное извещение об исполнении опциона («Извещение об исполнении»), составленное в форме, которую можно получить у любого Платежного агента, Регистратора или любого Трансфертного агента (в зависимости от того, что применимо) в течение срока предъявления извещения. Переданные таким образом Облигации и исполненные опционы не могут быть отозваны (если Агентским соглашением не предусмотрено иное) без предварительного согласия Эмитента.

- (g) **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.
- (h) **Аннулирование:** Все Облигации, купленные KMG Finance, КМГ или их дочерними предприятиями или от их имени, могут оставаться в их собственности, быть перепроданы или, по решению Эмитента, предъявлены на аннулирование посредством

передачи Облигаций Регистратору, в случае чего такие Облигации аннулируются немедленно со всеми Облигациями, погашенными Эмитентом. Облигации, переданные на аннулирование, не могут быть перевыпущены или перепроданы, и обязательства Эмитента и, если Эмитентом является KMG Finance, КМГ в отношении таких Облигаций считаются выполненными.

7. Выплаты

- (a) Выплата суммы основного долга и вознаграждения:
- (i) Выплата суммы основного долга 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 по Облигациям выплачиваются Лицу, внесенному в Реестр на момент завершения рабочего времени в пятнадцатый день до наступления срока выплаты вознаграждения («Дата записи»). Выплата вознаграждения по каждой Облигации производится в соответствующей валюте посредством чека, выставленного на банк и отправленного незастрахованной почтой держателю (или первому из указанных совместных держателей) такой Облигации по его адресу, указанному в Реестре. Держатель таких Облигаций не имеет право на получение процентов или других платежей в случае задержки каких-либо выплат по таким Облигациям, если чек, отправленный в соответствии с настоящим Условием, был доставлен после наступления срока платежа или был утерян на почте. По заявлению держателя, представленному в указанный офис Регистратора или любого Трансфертного агента до Даты записи, выплата вознаграждения может быть произведена перечислением на банковский счет получателя платежа, открытый в соответствующей валюте.
- (b) **Выплаты в соответствии с законодательством:** Выплаты осуществляются (i) в соответствии с применимыми требованиями налогового и другого законодательства, нормативных положений и директив, но без ограничения положений Условия 8, и (ii) в соответствии с любым удержанием или вычетом, необходимым в соответствии с соглашением, описанным в Разделе 1471(b) Кодекса США о внутренних доходах 1986 года («Кодекс»), или иным образом наложенным в соответствии с FATCA, или (без ущемления положений Условия 8) в соответствии с любым законом, предусматривающим межгосударственный подход к данному вопросу. Держатели облигаций не обязаны уплачивать комиссии или оплачивать расходы в связи с осуществлением таких выплат.
- (c) **Назначение Агентов:** Платежные агенты, Регистратор, Трансфертные агенты и Расчетный агент, первоначально назначенные KMG Finance и КМГ, и их соответствующие офисы, перечислены ниже. Платежные агенты, Регистратор, Трансфертные агенты и Расчетный агент действуют исключительно как агенты KMG Finance, КМГ и, в определенных обстоятельствах, Доверительного управляющего и не принимают каких-либо обязательств, агентских функций или функций доверительного управления в отношении Держателей облигаций. KMG Finance и КМГ сохраняют право - в любой момент с разрешения Доверительного управляющего - изменить или прекратить полномочия любого Платежного агента, Регистратора, любого Трансфертного агента или Расчетного агента (Расчетных агентов) и назначить дополнительных или других Платежных агентов или Трансфертных агентов, при условии, что в любой момент времени у Эмитента имеется: (i) Главный платежный агент, (ii) Регистратор, (iii) Трансфертный агент, (iv) Платежный агент Платежные агенты с офисами, как минимум, в двух крупных городах Европы и (vi) другие такие агенты, которые могут потребоваться любой другой фондовой биржей, на которой котируются Облигации, - в каждом случае утвержденный Доверительным управляющим. Извещение о любых таких изменениях или изменении указанного

офиса должно быть своевременно направлено Держателям облигаций в соответствии с Условием 16.

- (d) **Расчетный агент и Справочные банки:** Эмитент должен обеспечить наличие в любой момент времени четырех Справочных банков (или другого требуемого количества банков), имеющих офисы в Соответствующем финансовом центре, а также одного или нескольких Расчетных агентов, если их наличие предусмотрено Облигациями, в течение срока, пока какие-либо Облигации остаются непогашенными (см. определение в Договоре доверительного управления). Если какой-либо Справочный банк (действующий через соответствующий офис) не может или не желает выполнять функции Справочного банка, Эмитент должен (с предварительного письменного согласия Доверительного управляющего) назначить другой Справочный банк, имеющий офис в Соответствующем финансовом центре, вместо первого банка. Если в отношении Облигаций назначено несколько Расчетных агентов, ссылки на Расчетного агента в настоящих Условиях подлежат толкованию как ссылки на каждого Расчетного агента, выполняющего свои соответствующие функции в соответствии с Условиями. Если Расчетный агент не может или не желает выполнять функции Расчетного агента или не определяет ставку вознаграждения за Период начисления вознаграждения или Период начисления вознаграждения, не рассчитывает Сумму вознаграждения, Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения или Сумму произвольного погашения (в зависимости от того, что применимо) или не выполняет любые другие требования в течение 7 дней с даты, в которую соответствующая сумма должна быть рассчитана, Эмитент должен (с предварительного письменного согласия Доверительного управляющего) назначить ведущий банк или инвестиционную банковскую фирму, осуществляющие операции на межбанковском рынке (или, если применимо, на рынке краткосрочных долговых обязательств, свопов или внебиржевом рынке индексных опционов) и наиболее тесно связанные с расчетами, которые должен производить Расчетный агент (действуя через головной офис в Лондоне или любой другой офис, осуществляющий активные операции на таком рынке), вместо первого Расчетного агента. Расчетный агент не может отказаться от своих обязанностей, если вместо него не назначен преемник, как указано выше.

Извещение о любых таких изменениях должно быть своевременно направлено Держателям облигаций.

- (e) **Нерабочие дни:** Если дата осуществления выплаты по какой-либо Облигации не является рабочим днем, держатель не имеет право получить выплату до следующего рабочего дня и не имеет права на какие-либо проценты или иные суммы в связи с перенесением даты выплаты. В настоящем пункте «**рабочий день**» означает день (кроме субботы и воскресенья), в который банки и валютные рынки осуществляют операции в соответствующем месте предъявления в юрисдикциях, указанных в Окончательных условиях как «**Финансовые центры**», и:
- (i) (если выплата осуществляется не в евро) - если выплата должна быть произведена посредством перечисления на банковский счет в соответствующей валюте, - в который осуществляются валютные сделки в соответствующей валюте в главном финансовом центре страны такой валюты; или
 - (ii) (если выплата осуществляется в евро) который является Рабочим днем TARGET.

8. Налогообложение

Все платежи Эмитента или, если Эмитентом является KMG Finance, КМГ или от их имени в связи с Облигациями или (если применимо) Гарантией осуществляются без удержания каких-либо налогов, пошлин и государственных сборов любого характера, налагаемых, взимаемых или выплачиваемых Нидерландами, или Республикой Казахстан, их административными единицами или органами, уполномоченными взимать налоги (вместе -

«Налоги»), кроме случаев, когда такое удержание требуется законодательством. В последнем случае KMG Finance или КМГ (в зависимости от обстоятельств) выплачивает дополнительные суммы держателям Облигаций с тем, чтобы они получили причитающиеся им суммы без вычета Налогов, однако дополнительные суммы не выплачиваются в связи с Облигациями:

- (a) **Наличие других оснований:** держателям (или третьим сторонам от имени держателей), которые несут ответственность по выплате таких Налогов в связи с Облигациями по причине какой-либо связи с Нидерландами или, в случае платежей, осуществляемых КМГ, с Республикой Казахстан помимо держания Облигаций или получения платежей в связи с Облигациями или (если применимо) в связи с Гарантией; или
- (b) **Предъявление позднее 30 дней после Соответствующей даты:** предъявленными (или в отношении которых предъявлена Облигация, представляющая их) для оплаты позднее 30 дней с Соответствующей даты, кроме случаев, когда держатель имеет право на получение таких дополнительных сумм после предъявления их к оплате на тридцатый день;
- (c) **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 на другие условия выпуска Облигаций, любые суммы, подлежащие к оплате по Облигациям со стороны или от имени Эмитента, будут выплачены за вычетом удержаний и вычетов, налагаемым или предусмотренным в соответствии с соглашением, описанным в Разделе 1471(b) Кодекса, или иным образом наложенным в соответствии с FATCA или межправительственным соглашением между Соединенными Штатами и другой юрисдикцией, содействующей реализации данного процесса (или любым налоговым или регулирующим законодательством, правилами или практикой реализации такого межправительственного соглашения) (любое такое удержание или выплата **«Удержание по FATCA»**). Ни Эмитент, ни любое другое лицо не должны оплачивать дополнительные суммы в отношении Удержания по FATCA.

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, Суммы окончательного погашения, Суммы досрочного погашения, Суммы погашения по выбору, Амортизированные номинальные суммы и все прочие суммы, представляющие собой основной долг и подлежащие выплате в соответствии с Условием 6 с учетом изменений и дополнений; (ii) **«проценты» («вознаграждение»)** включают все Суммы вознаграждения или иные суммы, которые могут подлежать выплате в соответствии с Условием 5, а также изменения и дополнения к нему, и (iii) **«основной долг»** и (или) **«проценты»** включают дополнительные суммы, которые могут подлежать выплате в соответствии с настоящим Условием или обязательством, принятым вместо него или в дополнение к нему в Договоре доверительного управления.

9. Давность

Требования к KMG Finance или КМГ (в зависимости от случая) в связи с платежами по Облигациям становятся недействительными через 10 лет (применительно к основному долгу) и 5 лет (применительно к процентному вознаграждению) после Соответствующей даты.

10. События дефолта

При наступлении любого из указанных событий («Событие дефолта») Доверительный управляющий может по своему усмотрению и должен по письменному требованию держателей не менее чем одной пятой части номинальной суммы всех непогашенных Облигаций или в соответствии со Специальной резолюцией, при условии, что он огражден от ответственности удовлетворительным для него образом, направить Эмитенту извещение о том, что Облигации подлежат немедленному погашению в Сумме досрочного погашения вместе с процентным вознаграждением, начисленным до даты такого извещения:

- (a) **Неплатеж:** Эмитент не выплатил основной долг по каким-либо Облигациям в установленный срок погашения, сделав соответствующее объявление или при иных обстоятельствах, или Эмитент не выплатил процентное вознаграждение или дополнительные суммы по каким-либо Облигациям, и такой неплатеж процентного вознаграждения или дополнительных сумм продолжается в течение пяти дней; или
- (b) **Нарушение других обязательств:** KMG Finance или КМГ (в зависимости от случая) не выполняют или иным образом нарушают какое-либо обязательство или соглашение по выпущенным ими Облигациям, Гарантии (если применимо) или Договору доверительного управления (кроме нарушений, особо оговоренных в настоящем Условии 10), и такое невыполнение или нарушение не устранено в течение 30 дней (или большего времени, определенного Доверительным управляющим исключительно по своему усмотрению) после направления соответствующего извещения доверенным лицом KMG Finance или КМГ, в зависимости от обстоятельств, или
- (c) **Перекрестное невыполнение обязательств:** (i) Задолженность по Заемным средствам KMG Finance (если последний является Эмитентом), КМГ или Крупного дочернего предприятия (a) подлежит (или может быть заявлена на) погашению досрочно в результате невыполнения обязательств KMG Finance, КМГ или Крупным дочерним предприятием, или (b) не погашена при наступлении срока погашения с учетом периода отсрочки, если имеется; (ii) Гарантия задолженности, предоставленная KMG Finance, КМГ или Крупным дочерним предприятием в связи с Задолженностью по Заемным средствам другого Лица не реализована по требованию, и при этом сумма такой Задолженности по Заемным средствам превышает 50 млн. долларов США (USD 50,000,000) (или эквивалентную сумму в иностранной валюте); или
- (d) **Банкротство:** (i) какое-либо Лицо начало процедуры или подало заявление для назначения конкурсного управляющего или ликвидатора в связи с неплатежеспособностью, санацией, реструктуризации долга, распределением активов и пассивов, объявлением моратория на платежи и аналогичными действиями, затрагивающими KMG Finance, КМГ или Крупное дочернее предприятие, все (или, по мнению Доверительного управляющего) почти все их имущество, и такие процедуры или назначение не были отменены и оставались в силе в течение 45 дней; (ii) KMG Finance, КМГ или Крупное дочернее предприятие начали процедуры в соответствии с применимым законодательством о банкротстве, неплатежеспособности или другим аналогичным законодательством, имеющим силу или введенным впоследствии, с целью объявления их банкротами, или согласились на применение процедур банкротства в отношении их, или направили заявление или согласие на реорганизацию в соответствии с вышеуказанным законодательством, или дали согласие на подачу такого заявления или назначение конкурсного управляющего или ликвидатора или доверительного управляющего или правопреемника для целей банкротства или ликвидации KMG Finance, КМГ или Крупного дочернего

A13.4.11

предприятия, в зависимости от обстоятельств, или в отношении их имущества, или сделали назначение в пользу кредиторов, или по другим причинам не могут выплатить свои долги или признают свою неспособность в целом выплатить долги в установленный срок, или KMG Finance, КМГ или Крупное дочернее предприятие начали процедуры с целью общей реструктуризации Задолженности, что в случае Крупного дочернего предприятия (исключительно, по мнению Доверительного управляющего) оказывает значительное негативное влияние на интересы Держателей облигаций; или

- (e) **Судебные решения:** невыплата КМГ или Дочерним предприятием суммы, присужденной окончательным решением суда, превышающей 10 млн. долларов США (USD 50 000 000) (или эквивалентной суммы в иностранной валюте), причем такое судебное решение остается неисполненным и не имеет места отказ от него в течение более 30 дней подряд после того, как оно стало окончательным и не подлежащим обжалованию, и, в случае если такое судебное решение покрывается страховкой, кредитором были начаты процедуры принудительного исполнения; или
- (f) **Соблюдение применимого законодательства:** KMG Finance или КМГ не соблюдают какие-либо применимые законы или положения какого-либо правительства или регулирующего органа (включая правила валютного регулирования), что необходимо для осуществления их прав в законном порядке или выполнения их обязательств в связи с Облигациями, Гарантией, Договором доверительного управления или Агентским соглашением, или для обеспечения законной искивой силы указанных обязательств, или для обеспечения заключения необходимых соглашений или других документов, получения необходимых согласий и разрешений регулирующих органов и осуществления регистрации и предоставления им необходимых документов, и обеспечения законной силы полученных разрешений и согласий, что, исключительно по мнению Доверительного управляющего, оказывает значительное негативное влияние на интересы Держателей облигаций; или
- (g) **Недействительность и отсутствие искивой силы:** (i) действительность Облигаций, Договора доверительного управления, Гарантии или Агентского соглашения оспаривается KMG Finance или КМГ или KMG Finance или КМГ отказываются от своих обязательств в связи с Облигациями, Договором доверительного управления, Гарантией (если применимо) или Агентским соглашением (посредством общего приостановления платежей, моратория на погашение долга или иными способами), или (ii) KMG Finance или КМГ не могут законным образом выполнять свои обязательства в связи с Облигациями, Договором доверительного управления, Гарантией (если применимо) или Агентским соглашением, или (iii) обязательства KMG Finance или КМГ в связи с Облигациями, Договором доверительного управления, Гарантией (если применимо) или Агентским соглашением становятся недействительными или утрачивают 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
- (h) **Вмешательство со стороны правительства:** (i) предприятие, активы и доходы KMG Finance или КМГ или Крупного дочернего предприятия или значительная их часть конфискована или иным образом отчуждена каким-либо Лицом, уполномоченным государственным, региональным или местным органом власти, или (ii) такое Лицо препятствует в осуществлении KMG Finance или КМГ или Крупным дочерним предприятием обычного контроля над их предприятием, активами или доходами или значительной их частью, и, после наступления событий, указанных в настоящем Условии 10(h), Доверительный управляющий считает, что наступление указанных событий оказывает значительное негативное влияние на интересы Держателей облигаций.

11. Собrania держателей облигаций, внесение изменений, отказ от прав и замена

- (a) **Собрания Держателей облигаций:** В Договоре доверительного управления предусмотрены положения о созыве собраний Держателей облигаций для рассмотрения каких-либо вопросов, затрагивающих их интересы, включая утверждение Чрезвычайной резолюции (в соответствии с определением данного термина в Договоре доверительного управления) о внесении изменений в любые из настоящих Условий или какие-либо положения Договора доверительного управления. Такое собрание может быть созвано KMG Finance или КМГ (в зависимости от случая) или Доверительным управляющим, и созывается Доверительным управляющим (при условии удовлетворяющего возмещения убытка/обеспечения/предоплаты) 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 одного или более Участников голосования, владеющих или представляющих явное большинство номинальной суммы Облигаций, непогашенных на тот момент времени, или в отношении какого-либо отсроченного собрания - одного или более Участников голосования, 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 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 одного или более Участников голосования, владеющих или представляющих не менее 75 процентов, или на каком-либо отсроченном собрании - не менее 25 процентов номинальной суммы непогашенных на тот момент Облигаций. Любая Чрезвычайная резолюция, принятая надлежащим образом, имеет обязательную силу для Держателей облигаций (независимо от того, присутствовали ли они на собрании, на котором была принята такая резолюция).
- (b) **Внесение изменений и отказ от права:** Доверительный управляющий вправе одобрить, без согласия Держателей облигаций, внесение (i) каких-либо изменений в любые положения Облигаций или Договора доверительного управления, которые, по его мнению, носят формальный, незначительный или технический характер или вносятся для исправления явной ошибки, и (ii) каких-либо иных изменений (за исключением изменений, упоминаемых в Договоре о доверительном управлении), а также какого-либо отказа от признания или санкции в отношении какого-либо нарушения или предполагаемого нарушения каких-либо положений Облигаций или Договора доверительного управления, которое, по мнению Доверительного

управляющего, не наносят существенный вред интересам Держателей облигаций. Любое такого рода изменение, санкционирование или отказ имеют обязательную силу для Держателей облигаций и извещаются о таком изменении в кратчайшие сроки.

- (с) **Замена:** В Договоре доверительного управления предусмотрены положения, позволяющие Доверительному управляющему одобрить, при условии внесения соответствующих изменений и дополнений в Договор доверительного управления и выполнения таких других условий, которые вправе потребовать Доверительный управляющий, но без согласия Держателей облигаций, замену правопреемника Эмитента в отношении его деятельности (если применимо) или КМГ или правопреемника в отношении его деятельности или какой-либо дочерней компании КМГ или правопреемника в отношении его деятельности вместо Эмитента или (если применимо) КМГ или какой-либо ранее замененной компании в качестве основного должника или гаранта по Договору доверительного управления и Облигациям. В случае такой замены Доверительный управляющий вправе одобрить, без согласия Держателей облигаций, изменение права, регулирующего Облигации или Договор доверительного управления при условии, что такое изменение не нанесет, по собственному мнению, Доверительного управляющего, существенный вред интересам Держателей облигаций.
- (d) **Права Доверительного управляющего:** В связи с осуществлением своих функций (включая, без ограничений, функции, упоминаемые в настоящем Условии) Доверительный управляющий учитывает интересы Держателей облигаций как класса и не учитывает последствия такого осуществления функций в отношении отдельных Держателей облигаций, и Доверительный управляющий не вправе требовать, равно как и какой-либо Держатель облигаций не вправе требовать, от KMG Finance или КМГ, какое-либо возмещение или оплату в отношении каких-либо налоговых последствий какого-либо такого осуществления функций в отношении отдельных Держателей облигаций.

12. Принудительное исполнение

В любое время после наступления срока погашения Облигаций Доверительный управляющий вправе, по своему собственному усмотрению и без предварительного уведомления, возбуждать такие разбирательства против KMG Finance или КМГ, которые он может счесть необходимыми для принудительного исполнения условий Договора доверительного управления, Облигаций или Гарантии, однако он не обязан возбуждать какие-либо такие разбирательства, за исключением случаев, когда (а) возбуждение таких разбирательств предусмотрено в Чрезвычайной резолюции или необходимо в соответствии с письменным требованием Держателей облигаций, владеющих не менее одной пятой номинальной суммы непогашенных Облигаций, и (b) он получил удовлетворительное возмещение убытков и/или обеспечение и/или предоплату. Ни один Держатель облигаций не вправе предъявлять иск напрямую KMG Finance или КМГ за исключением случаев, когда Доверительный управляющий, будучи обязанным, предъявить такой иск, не предъявляет такой иск в разумные сроки, и иск остается непредъявленным.

13. Возмещение ущерба Доверительному управляющему

В Договоре доверительного управления предусмотрены положения о возмещении ущерба Доверительному управляющему и его освобождении от ответственности, включая положения, освобождающие его от необходимости возбуждения дел о взыскании платежа, за исключением случаев возмещения к его удовлетворению, а также о получении возмещения понесенных им затрат и расходов приоритетно по отношению к требованиям Держателей облигаций. Доверительный управляющий вправе заключать коммерческие сделки с KMG Finance, КМГ и любой компанией, связанной с KMG Finance или КМГ без необходимости отчета за какую-либо прибыль.

При осуществлении своих прав и полномочий в соответствии с настоящими Условиями и Договором доверительного управления Доверительный управляющий будет учитывать

интересы Держателей облигаций как класса, и не будет нести ответственность за какие-либо последствия для отдельных держателей Облигаций, явившиеся результатом того, что такие держатели связаны каким-либо образом с определенной территорией или налоговой юрисдикцией, и Доверительный управляющий не вправе требовать, равно как и никто из Держателей облигаций не вправе требовать от Эмитента какое-либо возмещение или оплату в отношении каких-либо налоговых последствий такого осуществления прав и полномочий в отношении отдельных Держателей облигаций.

14. Замена Облигаций

В случае утери, кражи, повреждения, порчи или уничтожения Облигации такая Облигация может быть заменена с соответствии с применимыми законами, положениями, а также положениями фондовой биржи или иного соответствующего органа в указанном офисе Регистратора или такого иного Платежного агента или Трансфертного агента, в зависимости от конкретного случая, который может периодически назначаться Эмитент для этих целей, о чем уведомляются Держатели облигаций, в каждом случае после оплаты заявителем сборов и затрат, понесенных в связи с этим, и на условиях, касающихся предоставления доказательств, гарантий и возмещения вреда (которые могут предусматривать, *среди прочего*, что, в случае, если утерянная, украденная или уничтоженная, как утверждается, Облигация будет впоследствии предъявлена к погашению, Эмитенту будет причитаться, по его требованию, к выплате сумма, которую Эмитент обязан выплатить в отношении таких Облигаций), а также на иных условиях, которые может потребовать Эмитент. Поврежденные или испорченные Облигации подлежат сдаче до выдачи новых Облигаций взамен этих.

15. Дополнительные выпуски

Эмитент вправе периодически, без согласия Держателей облигаций, создавать и осуществлять выпуск дополнительных ценных бумаг на тех же условиях, что и Облигации во всех отношениях (или во всех отношениях, за исключением первой выплаты вознаграждения по ним), и таким образом, чтобы такой дополнительный выпуск был консолидирован и составлял единую Серию с находящимися в обращении ценными бумагами любой другой Серии, или на таких условиях, которые Эмитент вправе определить во время осуществления такого выпуска. Ссылки в данных Условиях на Облигации включают (если по контексту не требуется иное) любые другие ценные бумаги, выпущенные в соответствии с настоящим Условием и составляющие единую Серию с существующими Облигациями или отдельную Серию. Дополнительные ценные бумаги должны выпускаться под различными номерами CUSIP, если они не выпущены согласно «законному перевыпуску» в целях федерального подоходного налога США. Любые дополнительные ценные бумаги, составляющие единую Серию с находящимися в обращении ценными бумагами любой Серии, а также любые другие ценные бумаги, составляющие отдельную Серию (с согласия Доверительного управляющего), устанавливаются Договором доверительного управления или каким-либо дополнительным соглашением к нему. В Договоре доверительного управления предусмотрены положения о созыве единого собрания Держателей облигаций единой Серии и держателей ценных бумаг других Серий по решению Доверительного управляющего.

16. Уведомления

Уведомления Держателям облигаций направляются авиапочтой первого класса (при отправке за рубеж) (или, в случае совместных держателей, держателю, чье имя указано в Реестре первым) на их соответствующие адреса, указанные в Реестре, и считаются врученными на четвертый день недели (за исключением субботы и воскресенья) от даты отправки. При условии, что до тех пор, пока Облигации котируются на Лондонской и Казахстанской фондовой бирже, такое уведомление вместо этого может быть опубликовано в Службе новостей о правовом регулировании Лондонской фондовой биржи, и на веб-сайте Казахстанской фондовой биржи, в каждом случае в соответствии с любыми правилами Лондонской фондовой биржи и/или Казахстанской 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. В той степени, в которой это требуется законодательством Казахстана, уведомления также должны быть опубликованы в средствах массовой информации в форме, приведенной в Уставе КМГ.

17. Закон о договорах 1999 г. (права третьих лиц)

Ни одно Лицо не имеет право на принудительное исполнение какого-либо условия Облигаций в соответствии с Законом о договорах 1999 г. (права третьих лиц).

18. Применимое право, юрисдикция и арбитраж

A13.4.3

- (a) **Применимое право:** Договор доверительного управления и Облигации, включая какие-либо внедоговорные обязательства, возникающие из Договора доверительного управления и (или) Облигаций или в связи с ними, регулируются и толкуются в соответствии с английским правом.
- (b) **Подсудность; арбитраж:** По Договору доверительного управления KMG Finance и КМГ (i) безотзывно подчинились юрисдикции судов Англии для целей рассмотрения и вынесения решения по какому-либо иску, судебному процессу или разбирательству или для целей урегулирования каких-либо споров, возникающих из Договора доверительного управления или Облигаций или в связи с ними; (ii) предоставили отказ от заявления каких-либо возражений, которые у них могут иметься в отношении назначения таких судов в качестве суда для рассмотрения и вынесения решения по какому-либо такому иску, судебному процессу или разбирательству или для урегулирования каких-либо таких споров, и соглашаются не делать никаких заявлений в отношении того, что какой-либо такой суд не является приемлемым или целесообразным; (iii) назначили «Law Debenture Corporate Services Limited», Лондон, ЕС2V 7EX, Вуд стрит 100, 5-й этаж, 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 LCIA в его действующей редакции и с учетом изменений, внесенных в соответствии с Договором доверительного управления.

19. Определения

(a) **Определяемые термины**

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, (i) передача активов между КМГ и любыми Дочерними предприятиями и (ii) во избежание непонимания, Разрешенное размещение, 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;

«**Компания**» означает в отношении любого Лица (включая КМГ), любую корпорацию, товарищество, совместное предприятие, ассоциацию или другой хозяйствующий субъект, существует ли оно сейчас или организовано или приобретено позже, (а) в случае корпорации, в которой 50% или меньше от общего числа голосующих акций, принадлежат КМГ и/или любой ее Дочерней компании или КМГ и/или любая ее Дочерняя компания не имеет полномочий напрямую ею руководить, определять политику и деятельность; или (б) в случае товарищества, совместного предприятия, ассоциации или других хозяйствующих субъектов, в отношении которых КМГ или любые Дочерние компании не имеют полномочий распоряжаться об отдаче указаний, определении политики такого лица путем договоров если (в случае (а) и (б) выше), в соответствии с МСФО, такое юридическое лицо будет рассматриваться консолидировано с КМГ для целей финансовой отчетности;

«**Договоры хеджирования**» применительно к какому-либо Лицу означает форварды, фьючерсы, опционы, отложенные контракты и аналогичные соглашения и договоренности, стороной или бенефициаром которых является такое Лицо, заключенные с целью защиты или получения выгод от колебаний цен на какие-либо товары, производимые или потребляемые КМГ или его Крупным дочерним предприятием в рамках Разрешенной деятельности;

«**Консолидированная EBITDA КМГ**» означает консолидированную прибыль до уплаты процентов, налогов и начисления амортизации и износа (EBITDA) КМГ 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 общей суммы Инвестиций временно свободных денежных средств и денежных средств Группы в соответствии с МСФО;

«**Консолидированная стоимость общих активов КМГ**» означает, на момент определения, сумму консолидированных общих активов КМГ, 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 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 или лица (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 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 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 на консолидированной основе, определяемый в соответствии с МСФО; *при условии*, что в Консолидированный чистый доход не включаются:

- (i) чистый доход (убыток) каких-либо Лиц, не являющихся Крупными дочерними предприятиями, за исключением следующего:
 - (A) с учетом ограничений указанных в параграфах (iii), (iv) и (v) ниже, доля КМГ в чистом доходе таких Крупных дочерних предприятий за соответствующий период включается в Консолидированный чистый доход вплоть до общей суммы денежных средств, которая могла быть распределена такими Крупными дочерними предприятиями за соответствующий период в пользу КМГ или другого Крупного дочернего предприятия в виде дивидендов или других выплат, осуществленных или разрешенных к осуществлению прямо или косвенно в виде займов, авансовых платежей, межфирменных перечислений или иными разрешенными способами КМГ или его Крупному дочернему предприятию (в случае дивидендов или других выплат в пользу Крупного дочернего предприятия - с учетом ограничений, указанных в настоящем пункте); и
 - (B) доля КМГ в чистом убытке таких Крупных дочерних предприятий за соответствующий период включается в Консолидированный чистый доход в такой степени, в которой убыток финансируется денежными средствами от КМГ или Крупным дочерним предприятием;
- (ii) чистый доход (но не убыток) Крупного дочернего предприятия, если на такое Крупное дочернее предприятие прямо или косвенно распространяются ограничения на выплату дивидендов или другие выплаты, прямо или косвенно осуществляемые им КМГ, за исключением следующего:
 - (A) с учетом ограничений указанных в параграфах (iii), (iv) и (v) ниже, доля КМГ в чистом доходе таких Крупных дочерних предприятий за соответствующий период включается в Консолидированный чистый доход вплоть до общей суммы денежных средств, которая могла быть распределена такими Крупными дочерними предприятиями за соответствующий период в пользу КМГ или другого Крупного дочернего предприятия в виде дивидендов или других выплат, осуществленных или разрешенных к осуществлению прямо или косвенно в виде займов, авансовых платежей, межфирменных перечислений или иными разрешенными способами КМГ или его Крупному дочернему предприятию (в случае дивидендов или других выплат в пользу Крупного дочернего предприятия - с учетом ограничений, указанных в настоящем пункте);
 - (B) доля КМГ в чистом убытке таких Крупных дочерних предприятий за соответствующий период включается в Консолидированный чистый доход;
- (iii) прибыль (убыток) от продажи или иного распоряжения имуществом, машинами и оборудованием КМГ и его консолидированных Крупных дочерних предприятий (в т.ч. от Сделок продажи /обратной аренды), осуществляемой не в ходе обычной деятельности, а также прибыль (убыток) от продажи или иного распоряжения Акционерным капиталом какого-либо Лица;
- (iv) необычные прибыли и убытки;
- (v) прибыли и убытки от обмена валюты; и
- (vi) кумулятивный эффект изменений принципов бухгалтерского учета;

«**Валютное соглашение**» применительно к какому-либо Лицу означает договор об обмене валюты, валютный своп или иное аналогичное соглашение, стороной или бенефициаром которого является такое Лицо;

«**Дробное исчисление дней**» применительно к расчету суммы процентного вознаграждения по Облигации за какой-либо период (включая первый день такого периода, но, не включая последний день) (являющийся или не являющийся **Периодом** начисления вознаграждения или **Периодом** начисления вознаграждения - «**Расчетный период**») означает:

- (i) если в Окончательных условиях указано «**Фактический период/Фактический период**» 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;

«**Y₂**» год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«**M₁**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

«**M₂**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«**D₁**» первый календарный день Расчетного периода, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда **D₁** равняется 30; и

«**D₂**» календарный день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода, выраженный в виде числа; если такое число 31 и **D₁** больше 29, тогда **D₂** равняется 30;

- (v) если в Окончательных условиях указано «**30E/360**» или «**По Еврооблигации**» - количество дней в Расчетном периоде, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

где:

«**Y₁**» год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

«**Y₂**» год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«**M₁**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

«**M₂**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«**D₁**» первый календарный день Расчетного периода, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда D_1 равняется 30; и

«**D₂**» календарный день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода, 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 Расчетном периоде, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

где:

«**Y₁**» год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

«**Y₂**» год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«**M₁**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

«**M₂**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«**D₁**» первый календарный день Расчетного периода, 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 Расчетного периода, 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;

«ФАТСА» 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 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:

- (i) в отношении Периода начисления вознаграждения, сумму процентного вознаграждения к выплате на Расчетную сумму за такой Период начисления вознаграждения, которая в случае Облигаций с фиксированной процентной ставкой и если не определено другое, означает Сумму фиксированного купона или Разбитую сумму, определенные здесь, как подлежащие к оплате на Дату выплаты вознаграждения, заканчивающую Период вознаграждения, часть которого образует Период начисления вознаграждения; и
- (ii) в отношении любого другого периода, сумму процентного вознаграждения к выплате на Расчетную сумму за такой период;

«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 (а) становится непосредственным Дочерним предприятием КМГ или Крупного дочернего предприятия и объявляется Крупным дочерним предприятием Советом директоров КМГ, (b) имеет (i) активы, составляющие 10% или более общих активов КМГ и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, или (ii) EBITDA, составляющую 10% или более 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 любую Компанию КМГ, которая (а) становится непосредственно принадлежащей Компанией КМГ или Крупного дочернего предприятия и объявляется Миноритарной компанией Советом директоров КМГ, (b) имеет (i) активы, составляющие 10% или более общих активов КМГ и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, или (ii) EBITDA, составляющую 10% или более EBITDA КМГ и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, на дату представления последней финансовой отчетности Доверительному управляющему в соответствии с Условиями 4(e)(i) или 4(e)(ii), или (c) прямо или косвенно является материнской компанией какого-либо Дочернего предприятия или Компании, которые должны быть объявлены Крупными дочерними предприятиями или Миноритарными компаниями. Совет директоров КМГ может объявить любую Компанию КМГ (в т.ч. вновь приобретенную или созданную Компанию) в качестве Миноритарной компании. Такое объявление Советом директоров КМГ должно быть подтверждено путем немедленного предоставления Доверительному управляющему копии резолюции Совета директоров КМГ, которой утверждается такое объявление. Объявление Компании КМГ Советом директоров КМГ Миноритарной компанией не может быть отменено впоследствии.

«**Чистая выручка**» применительно к какому-либо выпуску или продаже акций Акционерного капитала или Задолженности означает чистую выручку от такого выпуска или продажи за вычетом гонораров юристов, бухгалтеров, андеррайтеров и агентов по размещению, скидок, комиссионных, брокерских, консультантских и прочих сборов, фактически оплаченных в связи с таким выпуском или продажей, а также налогов, выплаченных или подлежащих выплате в этой связи;

«**Должностное лицо**» применительно к какому-либо Лицу означает управляющего директора, директора, генерального директора, председателя правления, президента, вице-президента, руководителя высокого ранга, старшего бухгалтера, контроллера, казначая 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 2016 г.;

«**Страница**» означает страницу, раздел, колонку или иную подачу материала информационной службой (включая, без ограничения, Reuters Markets 3000 («**Reuters**») и Telerate («**Telerate**»)), указанной для получения Соответствующей ставки, или другую страницу, раздел, колонку или иную часть, которая может заменять ее в данной или другой информационной службе, в каждом случае определенная Лицом или организацией, предоставляющей или спонсирующей информацию, представленную в ней для отражения ставок или цен, сопоставимых с Соответствующей ставкой;

«**Разрешенная деятельность**» означает (a) разведку, добычу, транспортировку, очистку и переработку нефти и газа, (b) производство электроэнергии, (c) химическое производство, (d) оптовую и розничную торговлю в связи с вышеуказанным, и (e) деятельность, обоснованно связанную с вышеуказанным или являющуюся вспомогательной или смежной по отношению к ней;

«**Разрешенное размещение**» означает любую продажу, лизинг, передачу или другое размещение (или серию связанных продаж, лизингов, передач или размещений) КМГ или любой Крупной Дочерней компании, включая любое размещение путем слияния,

поглощения или похожей сделки любых долей Акционерного капитала или любых активов «KazMunaiGas International N.V.»;

«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 & Poor's Rating Services, подразделение McGraw Hill Companies, Inc. (**«S&P»**), Moody's Investors Service Limited (**«Moody's»**), Fitch Ratings или их правопреемников, а также рейтинговые агентства, заменяющие их (или их разрешенных правопреемников) по выбору КМГ с предварительного письменного согласия Доверительного управляющего;

«Справочные банки» означает учреждения, указанные в качестве таковых в Окончательных условиях или, если такое указание отсутствует, четыре крупнейших банка, выбранных Расчетным агентом на межбанковском рынке (или, если приемлемо, на рынке валюты, свопов или внебиржевых индексных опционов), который наиболее тесно связан с Базовой отметкой (если Базовой отметкой является EURIBOR, рынком является Европа);

«Соответствующий финансовый центр» применительно к какой-либо Плавающей ставке, определяемой в соответствии с Определением экранной ставки в Дату определения вознаграждения, означает финансовый центр, указанный в качестве такового в Окончательных условиях, с которым наиболее тесно связана Базовая отметка (если Базовой отметкой является EURIBOR, финансовым центром является Европа), или, если такового нет, - Лондон;

«Соответствующая ставка» означает либо LIBOR, либо EURIBOR (как указано в Окончательных условиях) для Показательной суммы Определенной валюты за период (если применимо или приемлемо для Базовой отметки), равный Определенному периоду, начинающемуся в Дату вступления в силу;

«Соответствующее время» применительно к Дате определения вознаграждения означает местное время в Соответствующем финансовом центре, указанное в Окончательных условиях, или, если время не указано, местное время в Соответствующем финансовом центре, в которое обычно определяются ставки предложения на межбанковском рынке краткосрочных депозитов в Определенной валюте, или, если такое обычное местное время не может быть установлено, 11.00 час, в Соответствующем финансовом центре; для целей настоящего определения **«местное время»** применительно к Европе в качестве Соответствующего финансового центра означает брюссельское время;

«Показательная сумма» применительно к какой-либо Плавающей ставке, определяемой в соответствии с Определением экранной ставки в Дату определения вознаграждения, означает сумму, указанную в качестве таковой в Окончательных условиях, или, если такая сумма не указана, сумму, являющуюся показательной для отдельной сделки на соответствующем рынке в данное время;

«Ограниченный процент» означает, (a) применительно к Эмитенту - 100 процентов его выпущенного и находящегося в обращении Акционерного капитала, (b) применительно к Крупному дочернему предприятию, в котором КМГ прямо или косвенно принадлежит 100 процентов Акционерного капитала в Дату эмиссии или в дату, в которую такое Лицо объявляется Крупным дочерним предприятием (в зависимости от того, какая дата наступит раньше) - 75 процентов всех прав голоса в

акционерном капитале такого Крупного дочернего предприятия, (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 (a) и (b) выше) в соответствии с МСФО такой субъект может быть консолидирован с КМГ для целей финансовой отчетности;

«**Система TARGET2**» означает Трансъевропейскую автоматизированную экспресс-систему валовых расчетов 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.

(b) Разное

Для всех целей данных Условий, по состоянию на 31 декабря 2016 года и для каждого соответствующего последующего расчета (i) все финансовые и учетные условия, используемые в данных Условиях, определяются в соответствии с МСФО и проверяются ссылкой на самую последнюю полученную консолидированную финансовую отчетность в соответствии с Условием 4(e); и (ii) в частности, любое обязательство или документ (с любым подтверждением), который предоставляется в соответствии с МСФО, не считается «Задолженностью» или «Задолженностью по заемным средствам» с любой целью по данным Условиям.

В сносках к Условиям на каждом Сертификате будет указано имя и адрес Агентств, как указано в конце данного 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 2015 г. на нефтегазовую промышленность приходилось примерно 17,6% валового национального продукта и 57,0% 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 (сейчас Министерство энергетики) 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 разведанноеTM 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.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Запасы, которые на текущий момент не относятся к промышленным, классифицируются как «ресурсы». Все численные данные, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, относятся только к запасам категорий А, В и С1 (далее - **запасы категорий А+В+С1**). Сведения по ресурсам в настоящий Базовый проспект не включены.

В таблице ниже приведено подробное описание каждой категории запасов, используемой в Казахстанской методике:

Категория А	Запасы категории А, которые относятся к части залежей, разрабатываемых в соответствии с утвержденным проектом разработки нефтяного или газового месторождения. Данные запасы изучены достаточно подробно, чтобы комплексно определить тип, форму и размеры залежи, степень насыщенности углеводородами, тип коллекторов, характер изменений характеристик коллектора, насыщение углеводородами в продуктивных пластах залежи, содержание и параметры углеводородов, а также основные характеристики залежи, определяющие условия разработки месторождения (режим операций, продуктивность скважин, пластовое давление, соотношение природного газа, конденсата и нефти, гидравлические характеристики и пр.)
Категория В	Запасы категории В, которые относятся к части залежей, разрабатываемых в соответствии с проектом опытно-промышленной разработки (в случае газового месторождения) или утвержденной технологической схемы разработки (в случае нефтяного месторождения). Содержание природного газа, газового конденсата и нефти в данных запасах определяется по промышленным притокам в скважинах на различных глубинах.
Категория С1	Запасы категории С1 рассчитываемые по результатам промышленных притоков в эксплуатационных скважинах и данным геологической разведки с целью определения типа, формы и размеров залежи и строения коллектора. По результатам опробования пробуренных скважин, анализа керна и сравнения с ближайшими разведочными скважинами проводится анализ следующих характеристик: тип и параметры коллектора, насыщенность углеводородами, скорость вытеснения жидких углеводородов, уровень насыщения углеводородами в продуктивных пластах, содержание и характеристики углеводородов по пластам и стандартная продуктивность, пластовое давление, температура, баланс углеводородов, гидрогеологические и другие условия. На основании проделанного анализа формируются предварительные данные по опытно-промышленной разработке в случае газового месторождения или технологической схеме разработки в случае нефтяного месторождения.

В грубом приближении, извлекаемые запасы категорий А и В можно сравнить с доказанными запасами, а запасы категории С1 с доказанными и прогнозными запасами в соответствии с международной методикой, хотя эти категории не обязательно во всем соответствуют международным методикам. Например, оценка извлекаемых запасов по Казахстанской методике обычно выше, чем по международным методикам, таким как международно-признанные классификации и методики «PRMS» (Petroleum Resources Management System - Система управления нефтяными ресурсами), особенно с учетом того, каким образом и в какой степени при оценке запасов учитываются коммерческие факторы.

Запасы и объемы добычи нефти

Согласно Статистическому обозрению компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2016 г.» по состоянию на 31 декабря 2015 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 2015 года подтвержденные запасы нефти и газа Казахстана составляли 3.9 миллиардов тонн (что равно 1,8% мировых подтвержденных запасов нефти) и 0.9 триллионов кубических метров газа (что равно 0,5% мировых подтвержденных запасов газа), соответственно.

Согласно Статистическому обозрению компании «BP» «Мировая энергетика, 2016 г.», между 2005 и 2015 годами производство нефти в Казахстане росло с эффективной годовой ставкой, примерно равной 3,1%. Казахстан произвел приблизительно 79,2 миллиона тонн в 2012, 81,8 млн. тонн в 2013, 80,8 млн. тонн в 2014 и 79,3 млн. тонн в 2015 году.

Согласно информации, опубликованной Министерством энергетики, после заседания ОПЕК и стран, не входящих в ОПЕК, в декабре 2016 года Казахстан сократит добычу нефти на 20 тыс. баррелей в день до 1,68 млн. баррелей в день в 2017 году.

Согласно Статистическому обозрению компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2016 г.» в 2015 году Азиатско-Тихоокеанский регион являлся крупнейшим географическим регионом потребления нефти, обеспечив примерно 34,7% ее мирового потребления. США явились крупнейшим потребителем нефти 2015 года среди всех стран мира – их расходы составили 19,7% 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 28,8% его мирового потребления. США стали крупнейшим потребителем природного газа среди всех стран мира, израсходовав 22,8% газа, потребленного в мире в 2015 году.

В таблице ниже представлены объемы добычи нефти (включая попутный газ) в Казахстане в указанные годы:

Добыча нефти

2012	2013	2014	2015	Изменение от уровня 2014 (%)	Доля в мировой добыче 2015(%)
(млн. тонн в год)					
79,2	81,8	80,8	79,3	(1,9)	1,8

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2016 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 КРО, консорциумом, работающим в соответствии с соглашением о совместной разработке между компаниями «Royal Dutch Shell» (29,5%), Agip (29,25%), «Chevron» (18,0%), «Лукойл» (13,5%) ТОО «КМГ-Карачаганак» (100% дочернего предприятия Компании), которая приобрела 10 %-ю долю в июне 2012 года. КРО управляет проектом Карачаганак. Участники международного консорциума, разрабатывающие месторождение Карачаганак, являются сторонами СРП, 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. В июне 2015 года участники проекта Карачаганак и ТОО «КазРосГаз», совместное Казахстанско-Российское предприятие, продлили срок действующего договора купли-продажи газа с Карачаганак до января 2008 года. 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 2015 г. общая добыча на месторождении Карачаганак составила примерно 141,7 млн. баррелей нефтяного эквивалента стабилизированных и нестабилизированных жидких углеводородов, газа и газового топлива.

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. По состоянию на 31 декабря 2016 года акционерами КСКП являются «KMG Kashagan B.V.» (в которой Компании принадлежит 8,44% и 8,44% на доверительном управлении от имени «Самрук-Казына») (16,9%), «Agip Caspian Sa B.V.», «Exxon Mobil» и «Shell Kazakhstan Development B.V.» (каждой принадлежит по 16,8%), CNPC (8,3%) и Inpex (которой принадлежит 7,6%).

В 1997 году консорциум компаний подписал СПП 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 возобновилась добыча на месторождении Кашаган.

Другие проекты по разведке

- 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 (хотя структуры Тульпар и Нарын были возвращены государству). 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). Период разведки участка Жемчужины должны быть закончены в декабре 2015 года, но был продлен до 14 декабря 2017 года на основе разрешения МНГ для разработки технической проектной документации и коммерческих предложений по разработке месторождения Хазар и месторождения Ауэзов.

- Другие наземные проекты по разведке и оценке проводились с разной степенью успеха более мелкими игроками.

Запасы и объемы добычи газа

Казахстан является нетто-экспортером газа. В соответствии со «Статистическим отчетом «BP» «Мировая энергетика, июнь 2016 года» на 31 декабря 2015 г. доказанные запасы природного газа в Казахстане оцениваются на уровне 0,9 трлн. м³. Большая часть казахстанских запасов газа расположена на западе страны вблизи Каспийского моря, причем месторождение Карачаганак содержит около 25% всех доказанных запасов. Другое важное газовое месторождение Амангельды расположено на юге страны, недалеко от Жамбула, и разрабатывается КТГ, дочерней структурой Компании.

Казахстанский природный газ практически всегда представляет собой «попутный» газ, т.е. газ, добываемый вместе с нефтью. По этой причине на некоторых месторождениях, в том числе на Карачаганаке, производится повторная закачка значительных объемов газа в пласт с целью поддержания устьевого давления, необходимого для извлечения жидких флюидов. В долгосрочной перспективе, когда запасы жидких углеводородов будут истощены, этот газ можно будет извлечь. Объем газа, сжигаемого в факелах, постоянно уменьшается, поскольку в мае 2005 г. Правительство выпустило постановление о сокращении объемов добычи нефти до уровня, при котором сжигание газа в факелах не требуется (см. раздел «Охрана окружающей среды, охрана труда и производственная безопасность – Воздействие производственной деятельности на окружающую среду – Выбросы в атмосферу»).

С 1999 г. объемы добычи природного газа в Казахстане значительно возросли. В 1999 г. Правительство приняло закон, согласно которому недропользователи (такие как нефтяные компании) обязаны включить проекты утилизации газа в свои планы разработки месторождений. Вследствие этого закона объемы добычи природного газа постоянно увеличиваются, и к 2000 г. достигли 11,5 млрд м³ и превысили уровни добычи советского периода. Добыча газа возросла с 11,3 млн. м³ в 2012 году до 12,4 млн. м³ в 2015 году, что составило примерно 9,7%. 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				
2013	2014	2015	2015% по сравнению с 2014	2015% мирового объема
		(млн. м ³ в год)		
11,9	12,2	12,4	1,7	0,3

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2016 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. ТШО – это совместное предприятие с участием Компании (20%), «Chevron Overseas» (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. Более детальное обсуждение ТШО и его деятельности см. в разделе «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 13,9 млн тонн сырой нефти в год на 31 декабря 2016 года. На день составления данного Базового проспекта, 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 2016 году все три нефтеперерабатывающих завода вместе произвели 12,8 миллионов тонн продуктов сырой нефти (4,0 млн тонн – Павлодарский НПЗ, 4,5 млн. тонн – Атырау, 4,3 млн. тонн – Шымкент).

Павлодарский НПЗ является крупнейшим и наиболее технически продвинутым из трех главных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане. На его долю приходится 33,1% от общего объема переработки нефти в Казахстане за год, завершившийся 31 декабря 2016 года. Атырауский НПЗ переработал 34,4% от общего объема нефтепереработки в Казахстане за год, завершившийся 31 декабря 2016 г., используя, в основном, нефть, поставляемую РД КМГ. Шымкентский НПЗ переработал 32,4% от общего объема переработки нефти в Казахстане за год, завершившийся 31 декабря 2016.

По состоянию на 31 декабря 2016 года КМГ ПМ принадлежала доля в размере 99,53% в Атырауском НПЗ; доля в размере 100,0% в ТОО «Павлодарский нефтехимический завод»; и доля в размере 49,72% в Шымкентском НПЗ. По состоянию на 31 декабря 2016 г. общая фактическая перерабатывающая мощность указанных НПЗ составляла 15,3 млн. тонн сырой нефти в год.

Компания осуществляла и продолжает осуществлять ряд проектов по модернизации и переоснащению на указанных трех НПЗ в Казахстане. В период с 1 января 2014 по 31 декабря 2016 гг. Компания потратила в совокупности 440,6 млрд. тенге (1,8 млрд. долларов США) в рамках капитальных затрат в связи с модернизацией Атырауского НПЗ и 156,3 млрд. тенге (0,6 млрд. долларов США) в рамках капитальных затрат в связи с проектами реконструкции Павлодарского НПЗ. Кроме того, совместное предприятие Компании на Шымкентском НПЗ потратило в совокупности 156,3 млн. тенге (0,6 млрд. долларов США) в рамках капитальных затрат в связи с работами по улучшению производства на Шымкентском НПЗ, целью которого является обеспечение соответствия с экологическими стандартами Евро 4 и Евро 5, завершение которого ожидается к концу 2017 года. См. *«Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт»*.

Соглашения на недропользование

В Законе о недропользовании от 2010 года указано, что природные ресурсы в Казахстане принадлежат государству. Компетентный орган заключает с недропользователями 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.

Договора разведки дают разведочной компании исключительные права на разведку запасов месторождений на указанной площади на срок до шести лет от даты их заключения. По закону период разведки может быть продлен до двух лет в отношении морских месторождений. Кроме того, период разведки может быть продлен в случае форс-мажора (если доказан) или на период, необходимый для оценки обнаружения. 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. Смешанные 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».

В марте 2016 года Министерство Национальной Экономики Казахстана ввело прогрессивную шкалу экспортных таможенных пошлин на сырую нефть. По новому режиму экспортные таможенные пошлины рассчитываются по средним рыночным ценам торговой классификации на нефть марки Brent и Ural. В следующей таблице представлена прогрессивная шкала, применимая к ставкам таможенных пошлин.

№	Средняя рыночная цена сырой нефти за предыдущий период за один баррель в долларах США	Экспортные ставки таможенных пошлин в долларах США за тонну
1	менее 25	0
2	От 25 до 30	10
3	От 30 до 35	20
4	От 35 до 40	35
5	От 40 до 45	40
6	От 45 до 50	45
7	От 50 до 55	50
8	От 55 до 60	55
9	От 60 до 65	60
10	От 65 до 70	65
11	От 70 до 75	70
12	От 75 до 80	75
13	От 80 до 85	80
14	От 85 до 90	85
15	От 90 до 95	90
16	От 95 до 100	95
17	От 100 до 105	100
18	От 105 до 115	115
19	От 115 до 125	130
20	От 125 до 135	145
21	От 135 до 145	160
22	От 145 до 155	176
23	От 155 до 165	191
24	От 165 до 175	206
25	От 175 до 185	221
26	185 и больше	236

Лицензии на разведку

Правительство ограничило предоставление новых соглашений недропользования в процессе написания Налогового кодекса 2009 г., который вступил в силу 1 января 2009 г. Объявленное ограничение было отменено в апреле 2013 года. Предоставление договоров недропользования в этот период, главным образом, осуществлялась для проведения геологоразведки на морских месторождениях Каспийского региона.

В декабре 2005 года между компанией, было заключено Соглашение о разделе продукции на разведку и добычу на участке Жемчужины МЭМР (ныне Министерство энергетики) и Оман Перлз Компани Лимитед в рамках Генерального соглашения между Правительством и Султанатом Оман в мае 1993 года. Затем Оман Перлз Компани Лимитед продала 55% своей доли в проекте (или права и обязательства по СРП Жемчужины) Шелл ЕП Оффшор Венчурс Лимитед. В апреле 2007 года для управления проектом была создана компания Каспиан Меруерты Оперейтинг Компани Б.В., которая

сейчас управляет проектом и является совместным предприятием «КазМунайТениз» (доля 25%) (которая, в свою очередь, на 99,096% принадлежит Компании и ее дочернему предприятию ТОО «КМГ-Кумколь» (0,904%), Шелл ЕП Оффшор Венчурс Лимитед (с долей 55%) и Оман Перлз Компани Лимитед (с долей 20%).

- 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. См. «Деятельность – Проект «Жамбыл».

- 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 и «Мубадала» передала свою долю в проекте Компании. Следовательно, по состоянию 31 декабря 2016 года, Компания владеет, напрямую или косвенно (через «N Block B.V.») 100% долей в проекте участка «Н» и 100% долей в ТОО «Н Оперейтинг Компани». См. раздел «Деятельность – Проект по участку «Н».

- В октябре 2010г. Правительство согласилось ускорить переговоры с компанией «СNРС» по участку «Дархан», расположенному к западу от полуострова Бузачи, но никаких дальнейших соглашений до сегодняшнего дня подписано не было. Компания, СNРС и СНООС 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 «СNРС» в настоящее время ведут переговоры о создании совместного предприятия по разведке и разработке месторождения Урихтау.

- В июне 2010 года Компания заключила договор на разведку и добычу в отношении участка Сатпаев, в котором Компании принадлежит 75% доли (по состоянию на 31 декабря 2016 года), а OVL 25% доли. Оператором проекта Сатпаев является ТОО «Satpayev Operating», дочернее предприятие Компании. Проект находится на стадии разведки.

- В марте 2015 года РД КМГ и Министерство энергетики подписали дополнительные соглашения для продления нескольких договоров недропользования. Четыре следующих договора с АО «Эмбаунайгаз» были продлены: месторождение Кенбай (Контракт № 37) действует до 2041 года; месторождение Новобогатинск (Контракт №61) действует до 2048 года; месторождения Ботакан, Макат, Досор, Танатар, Камышитовое и другие (относительно всего 22 месторождений – Контракт № 211) действует до 2037 года; месторождения Прорва, Кульсары, Каратон, Кошагыл и другие (относительно всего 13 месторождений – Контракт № 413) действует до 2043 года. Кроме того, договор на разведку углеводородов (Контракт №468) с ТОО «Урал Нефть и Газ», которая осуществляет свою деятельность внутри участка Федоровский, был продлен до 2018 года.

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 соответствии с информацией, опубликованной МИР в 2015 году доля прямых иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор Казахстана составила примерно 19%. Иностранные прямые инвестиции в нефтегазовый сектор Казахстана осуществлялись совместными предприятиями с участием Компании и ее дочерних предприятий, а также в рамках СРП и концессионных соглашений на разведку. Основные проекты в Казахстане включают проекты на месторождениях Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

ТШО, совместное предприятие, созданное «Overseas», «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.», «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 продлила ее до 40 лет в 2003 году до 2043 года. Компания

КРО, занятая разработкой Карачаганакского месторождения, действует на основании СРП сроком на 40 лет, заключенному с правительством Казахстана в 1997 году. Консорциум Кашаган, разрабатывающий месторождение Кашаган, был создан также в 1997 году по СРП, 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 году 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 СРП, 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. Добыча была возобновлена в ноябре 2016 года.

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. Другие важные поправки к Закону о недропользовании 2010 года были приняты в декабре 2014 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 2016 г.:

Маршрут	Объем экспорта нефти в 2016 г. (млн. тонн)
Тенгиз-Новороссийск (трубопровод КТК)	40,8
Атырау-Самара	15,0
Морской порт Актау	2,2
Атырау-Алашанькоу	10,0

Источник: Компания и Трубопровод КТК

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 28,2 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. В октябре 2011 года КТК объявила, что все контракты на строительство касательно расширения трубопровода КТК были получены, строительные работы продвигаются в рамках бюджета, и, что КТК не будет искать внешнего финансирования для расширения. В декабре 2012 года КТК к тому же объявила о завершении первого трубопровода КТК в Ики-Бурульском районе Республики Казахстан. В 2015 году пропускная способность трубопровода КТК была увеличена до 52 миллионов тонн сырой нефти в год благодаря запуску новых объектов в рамках проекта по расширению, включая ПС-4 в Ставрополь в декабре 2015 года и ПС-3 в Калмыкии в ноябре 2015 года. Модернизированные насосные станции Тенгиз и Атырау были официально запущены, и Резервуарная станция КТК рядом с Новороссийском была расширена в сентябре 2015 года. По плану все работы по расширению должны были закончиться в 2016 году, в рамках утвержденного акционерами бюджета. Примерно 28,7 млн. тонн сырой нефти, 39,8 млн. тонн сырой нефти, 42,7 млн. тонн сырой нефти и 45,8 млн. тонн сырой нефти было отгружено через Трубопровод КТК в 2013, 2014 и 2015 и 2016 гг. соответственно.

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.

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. Первоначально ожидалось, что сырая нефть будет транспортироваться с месторождения Кашаган через трубопровод КТК, но КТК объявила, что такая нефть будет транспортироваться через трубопровод КТК. В период с 1 ноября 2016 по 31 декабря 2016 на месторождении Кашаган было добыто 1,0 млн. тонн сырой нефти, которая транспортировалась через Трубопровод КТК.

Трубопровод УАС транспортирует нефть с месторождений Атырауской и Мангистауской областей в Россию. Протяженность трубопроводной системы составляет приблизительно 1 500 км от Узень 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.

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 Алашаньюкоу 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 поток 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-Кумколь 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, 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, хотя дата завершения еще не определена.

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.

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 Казахской 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 90 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 2017 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 недостаточно разработанным 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>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>
	<i>(млн. тонн в год)</i>		
Азербайджан	4,5	4,4	4,5
Казахстан	13,1	13,5	12,7
Польша	23,8	23,9	25,1
Румыния	8,4	9,0	9,1
Россия	144,9	150,8	143,0
Туркменистан	6,2	6,3	6,4
Украина	11,9	10	8,4

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2016 год

В таблице ниже приведены основные производители нефти в регионе:

<u>Страна</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>
	<i>(млн. тонн в год)</i>		
Азербайджан	43,5	42,1	41,7
Казахстан	81,8	80,8	79,3
Румыния	4,1	4,1	4,0
Россия	531,1	534,1	540,7
Туркменистан	11,7	12,1	12,7

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2016 год

По данным статистического обозрения компании «BP», общая добыча нефти в регионе оценивается на уровне 846,7 млн. тонн в год. По расчетам, доля Казахстана в 2015 г. составила 1,8% от мировой добычи нефти.

Перерабатывающая мощность региона

В 2015 г. перерабатывающая мощность региона СНГ составила 8 223 тысяч баррелей в день, при этом доля Казахстана в перерабатывающая мощность региона оценивалась на уровне примерно 4,3%.

Региональное потребление и добыча газа

Что касается природного газа, в 2015 г., согласно расчетам, потребление газа в СНГ составило 511,7 млн. м³, а добыча составила 660,7 млн. м³. Доля Казахстана в мировом объеме потребления газа в 2015 г., по расчетам, составила 0,2%, а его доля в объеме добычи – 0,3%.

Регулирующие 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, электроэнергетики и

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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 МИНТ 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 недропользования на углеводороды 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 на основании, предусмотренном Законом о недропользовании от 2010 года, включающим, среди прочего, нарушения пользователями своих договорных обязательств (если только они не исключаются с течением времени, указанным Компетентным органом, как предусмотрено законом), включая неоплату налогов и соблюдение требований добычи 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 СРП 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 шести лет, в соответствии с общим правом расширения для целей оценки коммерческого обнаружения или в случае форс-мажора (если подтверждено недропользователем). В отличие от старого Закона о недрах (как определено ниже), продление периода разведки на два года не разрешается за исключением морских нефтяных контрактов, по условиям которых период разведки может быть продлен на 2 года. Контракты на добычу: Контракты на добычу могут заключаться на период до 20 лет, а для месторождений с большими и уникальными запасами на срок до сорока пяти лет. Срок контракта на добычу не может превышать срок, необходимый для полного использования запасов, и может быть

продлен в случае реализации промышленно инновационных проектов, предусматривающих высокую добавленную стоимость.

Смешанные контракты на добычу и разведку: смешанные контракты на добычу 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.

Основные режимы, регулирующие права 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, принятым в июне 2010 года, с поправками от 2014 г. (см. «*Поправки 2014 г.*»).

Парламент рассматривает реализацию кодекса недропользования («**Кодекс недропользования**»), который, как ожидается, должен заменить Закон о недропользовании 2010 года (ключевой документ, регулирующий деятельность Компании и ее Группы). Несмотря на ряд проектов данного кодекса, выпущенных на сегодняшний день, данный кодекс не имеет окончательного варианта, и не был еще принят. См. «*Факторы риска – Факторы риска относительно деятельности Компании – Компания подвергалась и может продолжать подвергаться неблагоприятным изменениям в законодательстве и регулировании*»

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**). Кроме того, существующий на тот момент Закон «О нефти» (№2350, от 28 июня 1995 года, с поправками) (Закон «**О нефти**») копировал большинство положений Старого закона о недрах и не регулировал некоторые вопросы, связанные с разведкой и добычей углеводородов.

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. – Введение Преимущественного права государства

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 недропользователем или каком-либо юридическом лице, которое может прямо и/или косвенно влиять и/или определять решения недропользователя, если основная деятельность контролирующего лица связана с недропользованием

в Казахстане. 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: (i) передача прав недропользования, включая взнос прав недропользования в уставный капитал; (ii) передача прав недропользования при процедуре банкротства; и (iii) внесение прав недропользования в залог требует согласования Компетентного органа.

Изменения и дополнения в старый закон о недрах от 2007 года – Введение концепции «стратегических запасов»

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». Список стратегических месторождений был первоначально утвержден Решением № 1213 Правительства от 13 августа 2009 года, а затем заменен Решением № 1137 Правительства от 4 октября 2011 года (с последующими поправками) («**Список стратегических запасов**»). В соответствии с поправками Компетентному органу было предоставлено право инициировать пересмотр условий Контрактов на недропользование в отношении «стратегических запасов» и требовать: (a) внесение изменений и (или) дополнений в такие Контракты на недропользование в случаях, когда деятельность, осуществляемая недропользователями на месторождениях, приводит к существенному изменению баланса экономических интересов государства и создает угрозу национальной безопасности, и (b) расторжения Контракта на недропользование, в случаях, когда стороны (то есть, Компетентный орган и недропользователь) 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.

Некоторые месторождения в отношении которых Компания и ее дочерние предприятия пользуются правами недропользования, включены в Список стратегических, включая следующие месторождения и участки: Акшабулак, Алибекмола, Северный Бузачи, Дархан, Жанажол, Жетыбай, Каламкас, Каражанбас, Карачаганак, Кашаган, Каламкас море, Кашаган Юго-Запад, Актота, Кайран, Кенбай, Кожасай, Королевское, Кумколь, Сатпаев, Курмангазы, Тенгиз, Урихтау, Узень, Южное Забурунье, Жемчужины, Махамбек и Бобек, Нурсултан, Жамбыл, Мертвый Культук, Федоровское, Чинаревское.

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 «О нефти». 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.

Государство ввело Закон «О недропользовании» в 2010 году и реализует свои права по нему через Правительство, Компетентный орган и национальную компанию. Министерство энергетики в настоящее время действует в качестве Компетентного органа нефтегазовой промышленности, а Компания действует в качестве национальной нефтегазовой компании. В 2002 году Правительство прояснило функции Компании и других государственных органов в нефтегазовой области (в Указе Правительства №707 от 29 июня 2002 года). 3 апреля 2015 года Правительство приняло Решение №189 в соответствии с которым оно отделило функции в сфере недропользования между национальными компаниями. Такое решение определяет роль Компании в качестве национальной нефтегазовой компании, отвечающей за разведку и добычу нефти и газа.

В соответствии с Законом о недрах 2010 года, права недропользования могут быть постоянными или временными, отчуждаемыми и неотчуждаемыми, возмездными и безвозмездными. Большинство

операций недропользования 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 на углеводороды предоставляются в результате поведения тендера за рядом исключений. Например, соглашение на недропользование на разведку и добычу углеводородов с Компанией должен заключаться на основе прямых переговоров, без тендерного процесса.

Права недропользования могут быть предоставлены физическим и юридическим лицам Республики Казахстан и иностранных государств. Хотя Закон о недропользовании 2010 года, в целом, предусматривает стабильность Контрактов на недропользование, гарантия, что 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.

Правила, регулирующие Преимущественное право Государства на приобретение полезных ископаемых, были одобрены Решением №38 Правительства от 28 января 2011 года (с поправками). В соответствии с Решением Правительство может воспользоваться Преимущественным правом Государства на приобретение полезных ископаемых, если есть необходимость восполнить нужды внутреннего рынка или в чрезвычайных ситуациях. Министерство Инвестиций и Развития представляет Государственно в приобретении природных ископаемых. По закону, максимальное количество полезных ископаемых в отношении которых Государство может воспользоваться Преимущественным правом Государства на приобретение полезных ископаемых, должно определяться Контрактами недропользования. Если Контракт недропользования не предусматривает максимального количества, такое количество должно быть определено в результате переговоров между сторонами.

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.

В результате Поправки 2014 года (как описано подробнее ниже), Государство теперь может воспользоваться Преимущественным правом только в связи с правами недропользования и Объектами, принадлежащими к месторождениям стратегической важности, (т.е., которые включены в Список стратегических месторождения).

Преимущественное право государство также срабатывает, когда недропользователь, владеющий правом недропользования в отношении «стратегического месторождения» или контролирует юридическое лица такого недропользователя, предлагает свои акции, или ценные бумаги, подтверждающие право собственности на свои акции, или другие ценные бумаги, конвертируемые в его акции на организованном рынке ценных бумаг (то есть, на фондовых биржах). Кроме того, кроме некоторых обстоятельств, которые описаны ниже, такие предложения требуют согласия Компетентного органа, которое должно быть предоставлено в соответствии с положениями Закона «О недропользовании» 2010 года.

В соответствии с Законом «О недропользовании» 2010 года, Решение №189 Правительства от 3 апреля 2015 года (относительно описания деятельности (функция) национальных компаний в сфере недропользования) и Решение №333 от 27 апреля 2015 года (одобрение правил использования Преимущественного права национальным холдингом (то есть «Самрук-Казына») и национальной компанией), Государство использует свое Преимущественное право в отношении «стратегических месторождений» в нефтегазовой отрасли через Компанию. Несмотря на то, что Закон «О недропользовании» 2010 года и другие применимые нормативные документы предусматривают, что Государство может также воспользоваться Преимущественным правом через «Самрук-Казына», на практике, похоже, Государство склонно действовать через Компанию. Компетентный орган должен, при условии, что Компания намерена приобрести такие права недропользования или Объекты и наличия рекомендаций специальной межведомственной комиссии для использования Преимущественного права Государства (**«Межведомственная комиссия»**), принимать решение от имени Правительство по приобретению отчуждаемого права недропользования или Объекта Компанией. В соответствии с Законом «О недропользовании» 2010 года Компания приобретает отчуждаемое право недропользования или Объект на условиях, которые не хуже условий, предложенных другими предложенными приобретениями. Если Государство принимает решение воспользоваться Преимущественным правом приобретения права недропользования или Объектов, тогда такое право недропользования или Объекты должны быть приобретены Компанией в течение не более шести месяцев с даты принятия такого решения. По закону, такой период составляет 75 рабочих дней (и более, на практике) с даты, когда заявление на Право отказа Государства от своего Преимущественного права зарегистрировано в Компетентном органе до дня, когда Компания начинает прямые переговоры с продавцом (или передающим лицом) в отношении сделки.

Как отмечено выше, некоторые месторождения, в отношении которых Компания и ее дочерние предприятия используют свои права недропользования, включены в Список стратегических месторождений. На практике это означает, что, с некоторыми ограниченными исключениями, которые описываются в *«Право давать согласие на передачу прав недропользования и объектов, связанных с правами недропользования»* ниже, может потребоваться, чтобы дочернее предприятие Компании официально получило отказ Государства от Преимущественного права, например, в отношении права передачи своих прав недропользования или Объектов, которые связаны с их «стратегическими месторождениями». Если Компания является владельцем отчуждаемого права недропользования или Объектов, связанных со «стратегическими месторождениями», похоже, что Компании может потребоваться официально выполнить процедуру получения отказа Государства, так как закон не предусматривает исключений или указаний на такой случай.

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) могут осуществляться только с согласия 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. Любые сделки или другие связанные действия, осуществляемые без такого согласия Компетентного органа, считаются недействительными по состоянию на дату их заключения или осуществления.

Далее, приобретатель (или получатель) и недропользователь (в случае передачи прав недропользования) должны уведомить Компетентный орган о завершении сделки в течение пяти рабочих дней. Несвоевременная подача такого уведомления, в течение определенного периода времени, может привести к признанию сделки недействительной.

Любое предложение акций, или ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции, или любых других ценных бумаг, конвертируемых в акции недропользователя или его Контролирующего юридического лица на организованных рынках ценных бумаг, требует 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 (в отношении стратегических запасов) 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 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, имеющегося право недропользования.

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 согласия 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.

Залог прав недропользования становится действительным и вступает в силу только после регистрации в Компетентном органе. Такая регистрация также определяет приоритет между несколькими зарегистрированными залогодержателями. Первый зарегистрированный залогодержатель получает «первую приоритетность» при возмещении своей задолженности из стоимости залога. Может потребоваться регистрация в органах государственной регистрации или в централизованном реестре по тем же причинам приоритетности залог акций компании недропользователя или его Контролирующего юридического лица (образованного и зарегистрированного в соответствии с законодательством Казахстана). На практике, залогодержатели и недропользователи (где их права недропользования заложены) уведомляют Компетентный орган о вступившей в силу (завершенной) сделке в течение пяти рабочих дней, чтобы избежать риск признания сделки недействительной.

Кредитная линия, обеспеченная залогом в виде права недропользования должна использоваться только для дальнейшего недропользования, предусмотренного по соответствующему Договору недропользования или для дальнейшей переработки, если такая переработка предусмотрена соответствующим соглашением на недропользование и реализуется на территории Казахстана самим недропользователем или полностью принадлежащей ему дочерней организацией.

Статья 41 Закона о недрах 2010 года предусматривают процедуру принудительного обращения взыскания по залогом прав недропользования или Объекта. Принудительное обращение взыскания по залогом осуществляется через публичный аукцион и судебные разбирательства. Участники публичного аукциона должны получить согласие Компетентного органа на определенную процедуру. В случае, если аукцион не состоялся, залогодержатель может получить права недропользования или Объект при условии получения согласия Компетентного органа в соответствии с законом.

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 если недропользователь:

- не устранил более двух нарушений обязательств по Договору недропользования или проектным документам в период, указанный в уведомлении Компетентного органа;
- передает право недропользования и Объекты без согласия Компетентного органа, в случаях, когда такое разрешение требовалось в соответствии с Законом о недрах 2010 года.
- не предоставляет или предоставляет подложные отчеты о реализации рабочих программ; и
- выполняет менее 30% всех своих финансовых обязательств в течение двух последовательных лет.

В декабре 2014 года Закон «О недропользовании» 2010 года был дополнен Статьей 72-1, которые обязывает заключение Компетентным органом договора на доверительное управление в отношении месторождений, если Компетентный орган расторгает Договор недропользования в отношении таких месторождений. Компания действует в качестве доверительного руководителя таких активов пока новый недропользователь не заключит Договора недропользования (в отношении таких активов) с Компетентным органом. Компания может возместить все свои обоснованные расходы, подтвержденные документами из доходов, генерируемых Компанией в результате использования таких активов. Компания оплачивает оставшуюся часть таких доходов Государству. В 2010 году Закон «О недропользовании» не предусматривает однозначно имеет ли право Компания на гонорар за доверительное управление. Если доходов недостаточно, чтобы компенсировать все такие расходы Компании, Государство компенсирует соответствующую сумму Компании. Например, в отношении договора доверительного управления на определенные месторождения, расходы, понесенные доверенным лицом, подлежат ежегодному возмещению путем списания денежных средств, хранящихся на специальном банковском счете, после разрешения Министерством энергетики.

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:

- 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.

Закон о недрах 2010 года был принят, помимо всего прочего, в целях обращения недропользователей к положениям налогового кодекса 2009 года. В свете 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 налог в размере 0 долларов США («нулевой»). 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 СРП, 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 СРП 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 СРП, 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 СРП, 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.

В марте 2016 года Министерство Национальной Экономики Республики Казахстан ввело прогрессивную шкалу экспортных таможенных пошлин на сырую нефть. По новому режиму экспортные таможенные пошлины рассчитываются по средним рыночным ценам торговой классификации на нефть марки Brent и Urals. См. *«Нефтегазовая промышленность Казахстана – Налоговый режим»*.

Поправки 2014 года

Поправки в Закон «О недропользовании» 2010 года были внесены Законом Республики Казахстан №271-V «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан на недропользование» от 29 декабря 2014 года (**«Поправки 2014 года»**). Принятие Поправок 2014 года внесло значительные изменения в Закон «О недропользовании» 2010 года. Целью Поправок 2014 года была дальнейшая либерализация законов о недропользовании Казахстана. Дальнейшие изменения Закона «О недропользовании» 2010 года не имеют существенного воздействия на деятельность Компании.

Ниже приводится поверхностный обзор некоторых самых существенных изменений в Закон «О недропользовании» 2010 года, которые были внесены Поправками 2014 года:

Ограничение использования Преимущественного права Государства

В результате Поправок 2014 года Государство теперь имело Преимущественное право только в отношении прав недропользования и Объектов, являющихся месторождениями, которые являются «стратегически важными» и включены в Список стратегических месторождений.

Ограничение какой-либо передачи прав недропользования

С некоторыми исключениями старый режим имел ограничения на передачу всех прав недропользования на два года со дня заключения соответствующего контракта. В соответствии с Поправками 2014 года ограничения теперь применяются только к контракту на разведку, добычу и совместную разведку, и добычу углеводородов.

Аукцион – новая форма конкурсного предложения для получения права недропользования

До введения в действие Поправок 2014 года единственной формой конкурсного предложения был тендер. Теперь конкурсное предложение можно было предоставить путем тендера и аукциона. Аукцион определяется как «упрощенная процедура для определения победителя из участников конкурсного предложения, которые подали заявки на участие в аукционе». Победитель аукциона является участником, которые предложил самую большую сумму денег за подписной бонус.

Упрощенная процедура получения прав недропользования

В рамках Поправок 2014 года была введена упрощенная процедура для получения прав недропользования на разведку на основании заявки потенциального недропользователя. Такие права предусмотрены только в отношении участков недр, которые ранее не были глубоко изучены («неразработанные участки»). Такие участки недр не должны превышать десяти участков, каждый из которых должен быть равен одной минуте по географической системе координат.

Если право недропользования на разведку предоставляется в результате прямых переговоров, оно должно быть основано на модели контракта на разведку, форма которого утверждена Компетентным органом. Такой контракт должен быть подписан потенциальным недропользователем и приложен к заявке.

Проект разведочных работ должен быть разработан и утвержден самим недропользователем после подписания и регистрации модели контракта на разведку. Проект должен пройти оценку экологическим экспертом.

Ожидается, что по предлагаемому Кодексу недропользования, процедуры получения прав недропользования в некоторых инстанциях будут упрощены в соответствии с определенной международной практикой (например, «первый пришел – первый обслужен» и т.д.).

Обязательные условия контрактов на разведку и добычу

В соответствии с Поправками 2014 «за исключением контракта (договора) на государственное геологическое исследование недр и модели контракта для разведки, контракт должен быть выполнен по форме и по сути, как предусмотрено моделью контрактов на типы недропользования». Список обязательных условий, которые ранее состояли из 27 положений, был сокращен до четырех. Это было, в первую очередь, достигнуто путем исключения почти всех условий, которые дублируют положения законодательства. В противовес, список так называемых «специальных условий» был увеличен.

Основания для расторжения контрактов недропользования Компетентным органом и другие связанные вопросы

Поправки 2014 года дополняют список оснований для одностороннего расторжения контракта Компетентным органом, который включает, среди прочих положений, выполнение финансовых обязательств на менее, чем 30% в течение двух лет подряд. Поправка 2014 года также содержит еще одно основание для одностороннего расторжения контракта: отказ от предоставления информации или предоставление ложной информации.

Поправки 2014 года определяют сроки, до которых недропользователь может устранить любые контрактные нарушения, включенные в уведомление от Компетентного органа как основание для одностороннего расторжения контракта. Ранее такие крайние сроки для устранения контрактных нарушения определялись Компетентным органом в отношении каждого недропользователя. В соответствии с Поправкой 2014 года они определяются законом. Недропользователи могут обратиться за продлением крайних сроков.

Изменения в нормативном регулировании проектной документации

До введения Поправок 2014 года проект разведывательных работ должен был пройти оценку эксперта по промышленной безопасности, инфекционного контроля и обязательную государственную экологическую экспертизу. В соответствии с Поправкой 2014 года проекты разведывательных работ теперь должны пройти только обязательную государственную экологическую экспертизу.

Оценочный проект, который включает проект экспериментально-промышленной (пилотной) добычи или проект эксплуатации в тестовом режиме, должен пройти ряд обязательных экспертиз. Если, тем не менее, проект оценочных работ не включает проект экспериментально-промышленной (пилотной) добычи или проект эксплуатации в тестовом режиме, он должен пройти только экологическую экспертизу. Рассмотрение и подписание проекта оценочных работ может занять до восьми месяцев согласно Поправкам 2014 года, вместо пяти месяцев (как это было до введения Поправок 2014 года).

Больше нет требования проведения технико-экономического обоснования для реализации работ по добыче.

Период рассмотрения и подписания проектной документации Компетентным органом был увеличен с 18 до 21 месяца.

Разливы нефти

Поправка 2014 года вводит новую Статью 95-1, регулиующую процедуры в случае разливов нефти в море («**Разлив нефти**»). Поправка 2014 года предусматривает различные степени разлива нефти, которые квалифицируются в зависимости от количества пролитой нефти и объема ресурсов, необходимых для устранения последствий такого разлива нефти.

В соответствии с Поправкой 2014 года недропользователь, выполняющий работы на море, должен иметь собственные материалы и оборудование, необходимые для устранения Разлива нефти, если это разлив первой или второй степени. Для устранения Разлива нефти третьей степени недропользователь должен заключить договор со специализированной сертифицированной компанией по спасательным работам, у которого достаточно ресурсов для ликвидации Разливов нефти. Недропользователь должен возместить убытки, причиненные окружающей среде и третьим сторонам в результате Разлива нефти и возместить государственные расходы по ликвидации Разлива нефти.

Информационная система по нефти

Все недропользователи в области углеводородов должны оборудовать свои добывающие сооружения, список которых определяется Компетентным органом, оборудованием, которое автоматическим контролирует и определяет объемы нефти.

Произвольные разведочные работы и разведочные работы на море

Закон о недрах 2010 года предусматривает, что Компании должно быть предоставлено, по крайней мере, 50% долевого участия в Соглашениях на недропользование на разработку месторождений на море. 31 марта 2015 года Министерство по Инвестициям и Развитию, а также Министерство по энергетике приняли правила, которые предусматривают некоторые руководства в отношении представления Компанией интересов Государства в контрактах (включая в отношении операций на морском дне). Такие правила определяют обязательную «как минимум 50% долю», о которой говорится в Законе «О недропользовании» 2010 года.

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.

В целом операции недропользования Компании на морском дне подлежат специальным, более строгим нормативным документам, как предусмотрено Законом о недрах 2010 года (как изложено в Статьях 93-99), Экологическим кодексом, Водным кодексом (№481, от 9 июля 2003 года, с поправками) («**Водный кодекс**») и недавно принятыми Правилами ведения нефтедобывающих операций на море, внутренних водоемах, в зонах чрезвычайных экологических ситуаций и в специальных защищенных природных зонах (утвержденных Приказом №130 Министерства энергетики от 23 февраля 2015 года). В соответствии с такими законами и нормативными

документами, ряд специальных разрешений, согласий и допусков компетентных правительственных органов необходимо для, среди прочего, строительных операций, операций по выемке грунта, взрывных работ, извлечения природных ископаемых и другие ресурсы, прокладки кабелей, трубопроводов и других коммуникаций, для проведения буровых и других работ, а также для строительства искусственных островов, дамб и сооружений. Закон о недрах 2010 года запрещает строительство и эксплуатацию нефтяных резервуаров и хранилищ на море. Операции на морском дне должны проводиться таким образом, чтобы не вмешиваться и не причинять вреда рыбалке, неорошаемому земледелию и другим операциям. Пользователь, осуществляющий операции на морском дне должен разработать специальную программу для предупреждения загрязнения морских вод и включить такие программы в проектную документацию.

В соответствии с законом Президент Казахстана принимает общее решение в отношении возможного ведения нефтедобывающих операций на море, на основании рекомендаций Правительства и при условии получения необходимых заключений экологических экспертов.

Нефтедобывающие операции в казахстанском секторе Каспийского моря могут быть ограничены до определенной глубины. Более того, в соответствии с Законом «О специально защищенных природных территориях» (№175, от 7 июля 2006 года, с поправками), воды на востоке северной части Каспийского моря, с дельтами рек Волга и Урал (на территории Казахстана), являются частью защищенной Государством зоны, образованной, среди прочего, для сохранения разнообразия рыб и обеспечения естественного размножения осетра и других ценных пород. В пределах образованной зоны, защищенной Государством, операции по недропользованию подлежат дополнительным требованиям по охране окружающей среды, определенными Экологическим кодексом и могут быть ограничены или запрещены.

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. Эти требования не применяются к СРП, которые предусматривают различные правила разрешения споров для каждого конкретного случая.

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, включая обязательства, связанные с развитием инфраструктуры и с социальным развитием соответствующих регионов, а также с обязательствами, связанными с организацией санитарно-защитных зон.

Регулирование прав по разделу продукции при проведении нефтяных операций на море

Закон о Соглашениях о разделе продукции

Закон Республики Казахстан «О соглашениях о разделе продукции» был принят 8 июля 2005 г., (№ 68-III) (далее - **Закон об СРП**), который, вместе с другими законами о недропользовании, являлся в Казахстане применимым правом для СРП, был отменен из-за принятия нового Налогового кодекса 10 декабря 2008 г. Закон об СРП был признан утратившим силу 1 января 2009 г. Никаких законодательных актов вместо Закона об СРП введено не было. Согласно 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 СРП, 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 Компетентного органа (сейчас МЭМР), с одной стороны, и инвестором, с другой стороны. Далее, Закон об СРП устанавливал порядок и общие условия проведения тендеров по СРП. 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, СРП 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 СРП 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 СРП в общем порядке, предусмотренном в Законе о нефти, по которому ранее требовалось одобрение Компетентного органа (МЭМР). Хотя Закон об СРП не предусматривал Преимущественного права государства на приобретение любого долевого участия в существующем СРП у продающего подрядчика, Правительство могло реализовать Преимущественное право государства в соответствии с Законом о недрах.

Магистральный трубопровод

Закон «О магистральном трубопроводе» (№ 20-V от 22 июня 2012 года, с поправками) («**Закон «О магистральном трубопроводе»**») устанавливает единую законодательную базу для строительства, владения и эксплуатации магистральных трубопроводов, а также государственный контроль над магистральными трубопроводами. В частности, Закона «О магистральном трубопроводе» предусматривает, что (i) магистральный трубопровод, (ii) акции в юридическом лице, которое владеет магистральным трубопроводом и (iii) акциями в юридическом лице, которое может напрямую и/или косвенно определять и/или влиять на решения, принятые владельцем магистрального трубопровода составляют «стратегические объекты».

В соответствии с Законом о магистральном трубопроводе, и Законом «О государственной собственности» (№413-IV от 1 марта 2011 года, с поправками) («**Закон о государственной собственности**»), государство имеет приоритетное право на приобретение (i) отчуждаемых «стратегических объектов»; и (ii) контрольного пакета акций (не менее 51%) в каком-либо новом проекте магистрального трубопровода. Государство может отказаться от своего приоритетного права приобретения стратегических объектов и акций в новом проекте магистрального трубопровода или подписаться на менее, чем 51% доли в проекте нового магистрального трубопровода. Закон «О магистральном трубопроводе» не предусматривает приоритетного права Государства в отношении расширения существующего магистрального трубопровода.

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. В соответствии с Решением Правительства №1273 от 8 октября 2012 года КТО, дочернее предприятие Компании, является национальным оператором магистрального трубопровода и теперь выполняет все функции и пользуется всеми правами национального оператора, как предусмотрено Законом о магистральном трубопроводе, Решением Правительства № 1273 и учредительными документами.

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.

Газ и газоснабжение

Закон о газе и газоснабжении (№ 532-IV, от 9 января 2012 г., с поправками) («Закон «О газе») 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 как новым контрактам на добычу, так и существующим (включая заключенные до вступления в силу Закона о газе), если в них однозначно не указано, что владельцем добытого газа является недропользователь, и передается производителями Государству (по контрактам на добычу, которые предусматривают, что недропользователь является владельцем попутного газа).

Закон о газе и Закон о государственной собственности устанавливают приоритетное право государства на приобретение (через, среди прочего, 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, включая принадлежащего добывающим нефть и газ компаниям); (ii) доли в праве общей собственности на такие объекты, и (iii) акций (долей), находящихся у юридического лица, которое владеет такими объектами. Такое Приоритетное право Государства не распространяется на: (a) передачу (продажу) газонаполнительных компрессорных станций и систем промышленных потребителей, работающих на газе; (b) продажу акций, которые продаются на организованных рынках ценных бумаг; (c) передачу объектов и акций между юридическими лицами, в которых не менее 99% акций принадлежит, напрямую или косвенно, тому же лицу или тому владельцу объекта внутри интегрированной системы подачи газа; и (d) передачу в результате которой получатель (или приобретатель) получает, напрямую или косвенно, право размещать менее 0,1% акций (или долевого участия) в юридическом лице, которой владеет объектом интегрированной системы подачи газа. Государство может воспользоваться таким преимущественным правом на условиях, которые не менее благоприятные, чем условия, предложенные третьей стороной в соответствии с процедурами, предусмотренными Законом о газе и Законом о государственной собственности.

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 формулами, указанными в Постановлении Правительства №121 от 13 ноября 2014 года (с поправками). 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 покупать газ, продавец может продавать газ третьим лицам.

Постановлением №914 Правительства Республики Казахстан от 5 июля 2012 года, КТГ, дочернее предприятие Компании, назначена “национальным оператором” в сфере газа и поставок газа. Соответственно, КТГ было дано приоритетное право на покупку (от имени государства) все попутного газа в Казахстане по регулируемой стоимости, который затем будут продаваться на

внутреннем рынке. КТГ, в качестве национального оператора, пользуется своими другими правами и функциями, предусмотренными Законом о газе.

В дополнение к описанным выше вопросам, Закон о газе регулирует общие условия продажи товарного, сжиженного нефтяного и сжиженного природного газа (на основе утвержденных моделей контрактов), вопросы, связанные с оптовой продажей и розничной продажей газа на внутреннем рынке, а также вопросы, связанные с транспортировкой и хранением газа.

Лицензирование услуг по добыче, переработке, транспортировке по трубопроводам, хранению и недропользованию

В мае 2014 года Казахстан принял Закон «О разрешениях и уведомлениях» (№202-V, от 16 мая 2014 года, с поправками) («Закон «О разрешениях и уведомлениях»»), который консолидирует и упорядочивает различные нормативные документы, в отношении государственной лицензии, разрешения, согласия и других государственных допусков.

Закон «О разрешениях и уведомлениях» предусматривает, что 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 и такая лицензия не может быть от одного лица (лицензиата) (в отношении конкретных объектов) другому.

Такие лицензии выдаются на неограниченный срок соответствующим Компетентным органом 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, среди прочего, чтобы развивать государственную политику

в нефте- и газодобывающей промышленности и действовать с целью эффективного и рационального развития нефтяных и газовых ресурсов Казахстана. Регулирующие функции, которые ранее выполняла Компания в нефтегазовом секторе, полностью переданы Компетентному органу и другим государственным органам.

В соответствии с Законом о недропользовании 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 Компетентным органом в области промышленных инноваций, вместе с Компетентным органом в сфере нефти и газа, и в рамках полномочий, изложенных в таких Соглашениях на недропользование;
- осуществлять операции по недропользованию вместе с победителями тендера путем участия в Соглашениях на недропользование, в соответствии с решением Компетентного органа;
- 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 (или передающим лицом) для приобретения отчужденного права на недропользование или Объект.

Правительственные реорганизации 2014 года

6 августа 2014 года президент Назарбаев, стремясь оптимизировать структуру министерств и сделать правительство более компактным и эффективным, принял решение о его реорганизации. 17 министерств и 9 государственных агентств, функционировавших ранее, были сокращены до 12.

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.

Министерство энергетики

Согласно реорганизации Правительства, Министерство энергетики стало преемником МНГ в качестве Компетентного органа в области нефти и газа, а МЭВР контролируют вопросы окружающей среды. Министерство энергетики действует в качестве Компетентного органа в области нефти и газа, в отношении, среди прочего, нефте- и газоперерабатывающих заводов, транспортировки углеводородов и эксплуатации магистральных трубопроводов.

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 СРП;
- организацию тендеров на приобретение права осуществлять нефте- и газоразведку, а также составление и подготовку на рассмотрение и утверждение Правительства списков для тендерных блоков;

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- 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 Комитетом 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, операций по транспортировке нефти и газа, их переработке и продаже в Казахстане регулируются следующими основными правительственными министерствами и государственными органами:

- МИР, которое является преемником функций МПНТ и компетентным государственным органом по вопросам недропользователей, которые осуществляют деятельность по разведке и добыче полезных ископаемых (кроме широко распространенных полезных ископаемых), содержит следующие комитеты внутри своей структуры:
- Комитет геологии и недропользования, который, среди других функций и полномочий, предоставляет геологическую информацию, выделяет геологические и горные отводы, регистрирует запасы и вносит их в Государственный баланс, проводит экспертизу контрактов недропользования и соответствующей проектной документации, выдает разрешения на использование воды;
- 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, а также участвует в предоставлении разрешений на экспорт геологической информации;
- различные государственные органы, ответственные за утверждение строительных проектов и использование водных и земельных ресурсов, включая местные исполнительные органы власти;

- Министерство труда и социальной защиты населения 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;
- Комитет по естественным монополиям, который отвечает за регулирование тарифов на транспортировку нефти и газа, а также цен, связанных с продажей газа;
- Министерство финансов, комитеты которого отвечают, среди прочего, за налоговые вопросы и соблюдение таможенного регулирования (включая регулирование форм экспорта, импорта и транспортировки на территории стран Евразийского таможенного союза); и
- Территориальные департаменты Министерства Юстиции и другие областные и муниципальные уполномоченные органы, которые отвечают, среди прочего, за регистрацию юридических лиц и некоммерческих ассоциаций, а также имущества, залогов и ипотеки;

Реестры акционеров Компании и ее дочерних компаний ведутся АО «Интегрированный регистратор ценных бумаг», которое является квази-суверенным учреждением, владельцем и контрольным органом которого является Национальный Банк Казахстана, который имеет эксклюзивное право вести реестры ценных бумаг акционерных компаний Казахстана и некоторых товариществ с ограниченной ответственностью (по добровольному решению из участников).

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, с поправками, (**Экологический кодекс**) управляет деятельностью недропользователей Казахстана по отношению к окружающей среде.

Экологический кодекс также определяет специальные требования в отношении операций на морском дне Каспийского моря, которые строже общих требований, применимых к наземной деятельности.

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.

Однако, Казахстан приостановил некоторые законодательные нормы по парниковым газам, включая выделение и торговлю квотами, до 1 января 2018 года, после принятия Закона №491-V от 8 апреля 2016 года. Предполагается, что Казахстан вновь начнет регулировать парниковые газы через реализацию новой системы в 2018 году. Эффект ратификации Киотского протокола в других странах еще неясен: соответственно, возможные расходы, связанные с соблюдением Киотского протокола, еще не известны и могут быть серьезными.

Разрешения на водопользование

Целью Водного кодекса является реализация 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

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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 иное 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 «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 3 Перечня экологически опасных видов хозяйственной и иной деятельности, утвержденного Приказом №27 Министерства энергетики от 21 января 2015 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 «О гражданской защите» (№188-VI от 11 апреля 2014 года, с поправками) («**Закон о гражданской защите**») и Закон «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 «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 гражданской-правовой ответственности владельцев транспортных средств

Согласно Закону «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 Министерство труда и социальной защиты населения. В такие законы и нормативные акты входит Экологический кодекс, Закон о недрах 2010 года и Трудовой кодекс (№414-V, принятый 23 ноября 2015 года, с поправками), а также Закон 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.

Ценовое регулирование

Правительство может регулировать цены по отношению к участникам Компании, если это казахстанские компании при условии, что такая компания имеет статус естественной монополии либо занимает доминирующее положение на соответствующем рынке. КТО и КТГ (каждая через свою соответствующую дочернюю компанию), каждая из которых классифицируется как естественная монополия и которая подвергается ценовому регулированию со стороны Комитета по естественным монополиям. Такое ценовое регулирование применяется только к внутреннему рынку и не применяется к тарифам на транзит нефти и газа и/или тарифы на экспортную транспортировку (как указано в соответствии с международными договорами и/или в договорах на транспортировку).

Закон «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов» (№463-IV от 20 июля 2011 года) дает полномочия Государству, с целью экономической безопасности, регулировать розничные цены на нефтепродукты, имеющие определенную социальную важность и влияют на национальную экономику. Министерство энергетики – это правительственный орган, уполномоченный определять типы регулируемых нефтепродуктов и их соответствующие маржинальные розничные цены. Применимые законы не предусматривают государственного регулирования оптовых цен на нефтепродукты.

Типы регулируемых нефтепродуктов включают бензин АИ-80, АИ-92, АИ-93 и дизельное топливо. С сентября 2015 года Министерство энергетики больше не регулирует цены на бензин (кроме АИ-80), а с августа 2016 года Министерство энергетики больше не регулирует цены на дизельное топливо. Нет никаких гарантий, что Министерство энергетики, принимая во внимание различные социальные и политические соображения, не расширит список регулируемых нефтепродуктов и, несмотря на наличие адекватных правил ценообразования, не установит цены ниже рыночных, оказав, тем самым, серьезное нежелательное воздействие на хозяйственную деятельность Компании.

В 2014 году договор о создании ЕАЭС предусматривает, что программа создания общего рынка продуктов переработки нефти и газа, должна быть одобрена 1 января 2018 года с целью разработки общих правил транспортировки и правил общей торговли к 2023 году. Обсуждения, однако, находятся на ранних стадиях и не ясен дополнительный эффект, если будет, правил ЕАЭС на доходы Компании от продажи нефтепродуктов.

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 «О государственных закупках») и осуществляет свои закупки в соответствии с Правилами С-К.

Правила С-К, 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.

Поправки в Правила С-К внесены в 2016 году после того, как Казахстан присоединился к Всемирной Торговой Организации («ВТО») в конце 2015 года. Особенно, договора недропользования, заключенные до 1 января 2015 года, по-прежнему предусматривают определенные льготы для местных поставщиков во время переходного периода до 2021 года, после чего ожидается, что такие льготы будут отменены. Ожидается, что в контрактах, заключенных после 1 января 2015 года, такие льготы предусмотрены не будут. Участники группы Компании, которые не являются недропользователями, больше не могут пользоваться льготами по местному содержанию, которые ранее предусматривали Правила С-К. Однако, Правила С-К не применяются к долгосрочным договорам, заключенным до поправок к Правилам С-К 2016 года. Также, Правила С-К сохраняют ранее существующие льготы для продаж внутри группы. Компания не ожидает, что поправки к Правилам С-К, принятые в связи со вступлением Казахстана в ВТО, существенно повлияют на ее деятельность.

Новый Закон «Об арбитраже»

Закон «Об арбитраже» от 8 апреля 2016 года консолидирует и заменяет Закон «Об арбитражных судах» (№22, от 28 декабря 2004 года, с поправками) и Закон «О международном арбитраже» (№23,

от 28 декабря 2004 года, с поправками) с целью описания единого подхода к механизмам разрешения споров за пределами суда.

Введение к Закону «Об арбитраже», а также другие положения данного закона, подразумевают, что Закон «Об арбитраже» следует применять только к вопросам разрешения споров в Казахстане (то есть, в отношении арбитражных органов, находящихся в Казахстане). Во вступительной части к Закону об арбитраже, а также в других положениях Закона об арбитраже, отмечается, что Закон об арбитраже следует применять только к вопросам, которые включают разрешение споров в Казахстане (т.е., в отношении арбитражных органов, находящихся в Казахстане). В частности, в преамбуле к Закону об арбитраже говорится: «Настоящий Закон регулирует общественные отношения, возникающие в процессе деятельности арбитража на территории Республики Казахстан, а также порядок и условия признания и приведения в исполнение в Казахстане арбитражных решений.»

Однако, в Законе об арбитраже имеется ряд новшеств, которые могут иметь значение (как описано ниже) на положения об арбитраже, которые содержатся в Условиях выпуска облигаций и Договоре о доверительном управлении. В частности, положения Закона об арбитраже не делают четкого различия между местным и иностранным арбитражем. Описание Закона «Об арбитраже» см. в *«Приведение в исполнение судебных и арбитражных решений»*. Принимая во внимание, что Закон об арбитраже не был проверен на практике, нельзя быть уверенным, что суды Казахстана поддержат приведенное выше толкование Закона об арбитраже, как изложено в разделе *«Приведение в исполнение судебных и арбитражных решений»* и что решение против Компании и/или KMG Finance в арбитражных разбирательствах Лондона по законам Англии будут приведены в исполнение в Казахстане. См. *«Факторы Риска – Факторы риска, связанные с Облигациями – Вручение судебных извещений и исполнение решений судов, вынесенных против Компании и ее руководства за пределами Республики Казахстан, может быть проблематично.»*

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 определенных 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 некоторых налоговых обязательств по федеральному подоходному налогу США может быть предоставлена по мере необходимости. Информация настоящего раздела распространяется только на держателей, которые приобрели Облигации как часть первоначального распределения по их первоначальной цене выпуска и которые владеют Облигациями в качестве капитальных активов с целью федерального подоходного налогообложения. В данном разделе не обсуждаются все аспекты американского федерального подоходного налогообложения, которые могут быть применимы ко всем участникам класса держателей, подвергающихся специальному рассмотрению в целях американского федерального подоходного налогообложения (если иное не указано ниже), 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 долго проживающие в США. Кроме того, данный раздел не рассматривает федеральные налоги США и налог на дарение, налог от «чистого инвестиционного дохода», предусмотренный Разделом 1411 Кодекса или 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, нерезидентом США, государственным органом или органами местного самоуправления.

Информация данного раздела основана на Налоговом кодексе США от 1986 года с поправками, («Кодекс») 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, или объединение, 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 (или 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, нерезидентов США и других налоговых законодательств и возможных изменений в налоговом законодательстве.

Держатели США

Классификация облигаций

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. В той степени, в которой это необходимо для определения позиции, Эмитент намерен занять позицию, что Облигации характеризуются как задолженность, с целью федерального подоходного налога США. Вполне возможно, что ФНС может утверждать, что облигации, выпущенные Эмитентом должны рассматриваться не как задолженность Эмитента, а либо как собственный капитал Эмитента, либо как задолженность Компании (если Эмитентом является KMG Finance). 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 капитал Эмитента или как задолженность Компании (если Эмитентом является KMG Finance) или собственный капитал KMG Finance, или любая другая характеристика для целей федерального подоходного налога США и для оценки последствий приобретения, владения или распоряжения Облигациями. В остальной части данного раздела предполагается, что Облигации считаются задолженностью с целью федерального подоходного налога США.

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, включающиеся в совокупный доход американского держателя в качестве обычного процентного дохода в момент получения или начисления в соответствии с обычным методом учета, применяемого к держателю США, с целью учета федерального подоходного налога США. Кроме того, проценты и Первоначальный дисконт («ПД») по Облигациям, если есть, начисляемая в отношении Облигаций (как описано ниже в разделе «**Первоначальный дисконт**») 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 «катеорию

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.

Квалифицированный объявленный процент деноминированный в иностранной валюте

За исключением случаев, изложенных ниже, если выплаты любых «квалифицированных объявленных» процентов (как определено ниже), 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, несмотря на то, конвертирован ли платеж в доллары США на тот момент. Такая курсовая прибыль или убыток будут считаться прибылью или убытком, полученными в ходе обычной хозяйственной деятельности, но не будут считаться корректировкой к процентному доходу, полученному по долговым ценным бумагам.

Первоначальный дисконт

Американские держатели облигаций, выпущенных с первоначальным дисконтом (далее - «ПД»), 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.

В нижеследующем анализе не рассматривается применение положений Министерства финансов США, касающихся ПД или налоговых последствий на федеральном уровне США в отношении инвестиций в долговые обязательства с условным платежом. В случае если Эмитент выдает долговые обязательства с условным платежом, в соответствующих Окончательных условиях будут описаны некоторые налоговые последствия, связанные с определенным федеральным подоходным налогом США.

Для целей федерального подоходного налога США, считается, что Облигация (в том числе облигации с нулевым купоном), не являющаяся Облигацией сроком один год или менее («**Краткосрочная облигация**») выпущена с Дисконтом, если при наступлении срока погашения, сумма превышения объявленной цены погашения Облигации над ценой выпуска равняется или превышает малозначительную сумму (0,25% установленной цены погашения Облигации при наступлении срока, умноженная на количество полных лет до наступления срока ее погашения (или, в случае если Облигация предусматривает другие платежи, за исключением соответствующего объявленного процента до наступления срока платежа, ее средневзвешенный срок погашения)). «Эмиссионной

ценой” облигации в каждом конкретном размещении, считается первая цена, по которой было реализовано значительное количество размещенных облигаций (кроме продаж андеррайтеру, брокеру, агенту или оптовику). «Заявленная цена погашения на дату погашения» Облигации – это сумма всех платежей, предусмотренных Облигацией, не являющимися платежами «квалифицированного заявленного вознаграждения». 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 по переменной ставке (в случае, описанном ниже в разделе «*Переменная ставка долговых инструментов*»). 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 усмотрения 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 Облигация с Первоначальным дисконтом является Облигацией с плавающей ставкой (как описано ниже в разделе «*Переменная ставка долговых инструментов*»), 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.

Выбор рассматривать все проценты как Первоначальный дисконт

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 относится: 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.

Премия за покупку

Американский держатель, который приобретает Облигацию с первоначальной скидкой за сумму, которая больше ее скорректированной цены эмиссии, но меньше или равна сумме всех средств к оплате по Облигации после даты покупки, кроме квалифицированного объявленного процента, считается держателем, купившим Облигацию с первоначальной скидкой по «премии за покупку». Если американский держатель не делает выбора, описанного выше в разделе "Выбор считать все проценты как Первоначальную скидку», по правилам премии за покупку, ежедневная часть первоначальной скидки, которую американский держатель должен включить в свой валовый доход в отношении такой Облигации с первоначальной скидкой, будет сокращена до суммы, равной ежедневной части первоначальной скидки за такой день, умноженной на долю премии за покупку. Числитель «доли премии за покупку» представляет собой превышение скорректированной базы американского держателя в Облигации сразу же после ее приобретения над скорректированной ценой эмиссии Облигации, а знаменателем является сумма ежедневной части Первоначальной скидки за такую Облигацию за все дни после приобретения и до объявленной даты погашения (то есть, общая первоначальная скидка эмиссии, оставшаяся по Облигации).

Долговые обязательства с переменной ставкой

Как правило, Облигация с плавающей процентной ставкой («**Облигация с плавающей процентной ставкой**») будет квалифицироваться как «долговое обязательство с переменной ставкой» по Постановлению Министерства финансов США, регулирующему начисление ПД, если: (a) 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 привлечены 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 в валюте, в которой деноминированы Облигации с плавающей процентной ставкой.

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, ПД, если таковой имеется, определяется с использованием фиксированной ставки, равной, 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 сумма и начисление ПД 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); (c) величиной соответствующего объявленного процента и ПД относительно эквивалентного обязательства для фиксированной ставки (путем применения Общих правил выпуска ПД, описанных выше 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 ПД 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 ставки (или соответствующей обратной плавающей ставки), а не фиксированной ставке.

Облигация с плавающей ставкой, которая не считается долговым обязательством с переменной ставкой вознаграждения, не будет рассматриваться как долговой инструмент с условным платежом. Некоторые последствия рассмотрения такой Облигации с целью американского подоходного налогообложения будет более подробно рассмотрено в соответствующих дополнительных проспектах.

Краткосрочные облигации

В случае Краткосрочных облигаций, 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.

Продажа, обмен или выкуп

Скорректированной 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 или ПД, который облагается налогом в составе процентного дохода или Процентная скидка, 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.

Кроме случаев, которые относятся к (i) прибыли или убытку, связанными с изменениями в обменном курсе (как описано в следующем параграфе), и (ii) прибылью от размещения Краткосрочных облигаций (см. «Краткосрочные облигации»), прибыль или убыток, признаваемые от продажи, обмена или погашения Облигации 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.

Прибыль или убыток, признанные американским держателем, от продажи, обмена или погашения Облигации, которые связаны с изменением обменного курса, рассматриваются как обычные прибыль или убыток источника в США; однако, курсовая прибыль или убыток принимаются во внимание только в отношении общей прибыли и убытка, полученных по сделке.

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.

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 и начисление ПД, по обязательству, и на выручку от продажи или погашения обязательства, полученную отдельными некорпоративными держателям Облигаций, являющимися

гражданами США. Требование о предоставлении информации обычно относится к выплатам основной суммы и вознаграждения по обязательству, а также к выручке от продажи и начисления ПД 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 произвести резервное удержание по платежам, произведенным на территории США, включая платежи за начисление ПД, 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 в настоящее время 28%.

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, Лихтенштейн, Нигерия, Мальта, Аруба (остров в Нидерландах) и т.д.) (а также Неказахстанским держателям, не предоставившим

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Компании надлежащего подтверждения своего статуса налогового резидента страны, не включенной в такой перечень стран с благоприятным налоговым режимом), удерживается казахстанский налог с источника по ставке 20%.

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% (10% для физических лиц).

В Трстовом договоре и Гарантии Компания соглашается выплатить дополнительные суммы (как указано в Трстовом 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 KMG

Вознаграждение

Выплаты вознаграждения Неказахстанским держателям по Гарантии облагаются налогом у источника по ставке 15%, 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, Лихтенштейн, Нигерия, Мальта, Аруба (остров в Нидерландах) и т.д.) а также Неказахстанским держателям, не предоставившим Компании надлежащего подтверждения своего статуса налогового резидента страны, не включенной в такой перечень стран с благоприятным налоговым режимом) удерживается казахстанский налог по ставке 20%, 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%, 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 налогом на доходы физических лиц 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 Неказахстанских держателем, которые на дату продажи зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана или иностранной фондовой биржи и продаются через открытые торги на таких биржах, не облагаются налогом у источника.

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.

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 2017 года: 20% на доход меньший или равный 200 000 евро; 25% – на доход свыше 200 000 евро).

Если держатель Облигаций является физическим лицом, резидентом Нидерландов или считается таковым для целей голландского корпоративного дохода, 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%), 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% от чистой стоимости имеющихся у него Облигаций на начало календарного года по фиксированной ставке 30% (эффективная ставка налогов составляет 1,2%), 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; 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. Однако, Страны-участницы еще не достигли соглашения.

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*».

A13.4.4(i)

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 Облигации 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.

Дата регистрации. Несмотря на Условие 7, «Дата регистрации» означает Рабочий день клиринговой системы непосредственно перед датой платежа, где «**Рабочий день клиринговой системы**» означает с понедельника по пятницу, включительно, кроме 25 декабря и 1 января.

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 выставяемых 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 Правилa 144А - свидетельство о том, что передача совершается с соблюдением положений Правилa 144А в пользу КИП, которые в свою очередь

являются КП. На Документарных облигациях, выпущенных в обмен на бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144А, должна быть сделана надпись, наносимая при такой передаче в соответствии с Правилom 144А, как указано в пункте *«Ограничения по передаче»*.

Надпись

Держатель Документарной Облигации может полностью или частично передать Облигации, подтверждаемые такой Документарной Облигацией с приемлемым минимальным номиналом путем ее уступки Регистратору или Трансфер-агенту вместе с заполненной формой о передаче. После передачи, обмена или замены Документарной Облигации, регулируемой Правилom 144А, с нанесением надписи в соответствии с разделом *«Ограничения по Передаче»*, или по специальному запросу об удалении надписи на Документарной Облигации, регулируемой 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 ДТС, 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.

ДТС

ДТС сообщает Эмитенту следующее: ДТС 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. ДТС была создана с целью осуществления хранения ценных бумаг для своих Участников и обеспечения клиринга и расчета по

A13.4.4(i)

сделкам с ценными бумагами между своими Участниками путем внесения через электронные компьютеризированные бездокументарных изменений в счета его участников, тем самым устраняя необходимость физического перемещения сертификатов. К числу Участников относятся брокеры и дилеры по ценным бумагам, банки, трастовые компании, клиринговые корпорации и другие отдельные организации. Косвенный доступ к DTC имеется и у других организаций, таких как банки, брокеры и дилеры по ценным бумагам и трастовые компании, которые осуществляют клиринг или поддерживают кастодиальные отношения с Прямым Участником DTC, прямо или косвенно.

Инвесторы могут иметь участие в Глобальных Облигациях, регулируемых 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 Правила 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 Правилом 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 (Т +3), если стороны такой торговли прямо не договорились об ином. Соответственно, покупатели, желающие произвести торговые сделки по Облигациям в США, в день установления цены или на следующий за ним рабочий день в течение трех дней до соответствующей даты завершения, должны будут, в силу того, что расчет по Облигациям, первоначально будет сделан за пределами схемы Т + 3, указать альтернативную схему оплаты на момент совершения такой торговой сделки, чтобы избежать неосуществление 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 (B) 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, РЕГУЛИРУЕМЫМИ ПРАВИЛОМ 144А, БУДЕТ ВЛАДЕТЬ И ПЕРЕДАВАТЬ ОСНОВНУЮ СУММУ ОБЛИГАЦИЙ, РЕГУЛИРУЕМЫХ ПРАВИЛОМ 144А, В РАЗМЕРЕ НЕ МЕНЕЕ 200 000 ДОЛЛАРОВ США; (7) ОН ПОНИМАЕТ, ЧТО ЭМИТЕНТ МОЖЕТ ПОЛУЧИТЬ ПЕРЕЧЕНЬ УЧАСТНИКОВ, ВЛАДЕЮЩИХ ПОЗИЦИЯМИ ПО ЕГО ЦЕННЫМ БУМАГАМ, ОТ ОДНОГО ИЛИ НЕСКОЛЬКИХ БЕЗДОКУМЕНТАРНЫХ ДЕПОЗИТАРИЕВ, И (8) ОН НАПРАВИТ УВЕДОМЛЕНИЕ О ВЫШЕУКАЗАННЫХ ОГРАНИЧЕНИЯХ ПО ПЕРЕДАЧЕ СВОИМ ПОСЛЕДУЮЩИМ ПРИОБРЕТАТЕЛЯМ. БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ НАСТОЯЩИМ ПОДТВЕРЖДАЕТ, ЧТО ЕСЛИ В КАКОЕ-ЛИБО ВРЕМЯ, ПОКА ЕМУ ПРИНАДЛЕЖИТ ДОЛЯ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ, ОН БУДЕТ ЛИЦОМ, НЕ ЯВЛЯЮЩИМСЯ КИП, ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЯЮЩИМ СОБОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПОКУПАТЕЛЯ, ЭМИТЕНТ МОЖЕТ (А) ПОТРЕБОВАТЬ, ЧТОБЫ ОН ПРОДАЛ СВОЮ ДОЛЮ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЛИЦУ (I) ЯВЛЯЮЩЕМУСЯ КИП, КОТОРЫЙ ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПОКУПАТЕЛЯ, И КОТОРЫЙ В ИНЫХ ОТНОШЕНИЯХ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ДЛЯ ПРИОБРЕТЕНИЯ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ В РАМКАХ СДЕЛКИ, НЕ ТРЕБУЮЩЕЙ РЕГИСТРАЦИИ СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ (II) НЕ ГРАЖДАНИНУ США, ПРИОБРЕТАЮЩЕМУ НАСТОЯЩУЮ ОБЛИГАЦИЮ В

ЗАРУБЕЖНОЙ СДЕЛКЕ В СООТВЕТСТВИИ С ПОЛОЖЕНИЕМ S ИЛИ (V) ПОТРЕБОВАТЬ, ЧТОБЫ БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК ПРОДАЛ СВОЮ ДОЛЮ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЭМИТЕНТУ ИЛИ АФФИЛИРОВАННОМУ ЛИЦУ ЭМИТЕНТА ИЛИ ПЕРЕДАЛ СВОЮ ДОЛЮ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЛИЦУ, УКАЗАННОМУ ЭМИТЕНТОМ ИЛИ ПРИЕМЛЕМОМУ ДЛЯ ЭМИТЕНТА ПО ЦЕНЕ, РАВНОЙ НАИМЕНЬШЕЙ ИЗ СЛЕДУЮЩИХ (X) ПОКУПНОЙ ЦЕНЕ, ВЫПЛАЧЕННОЙ БЕНЕФИЦИАРНЫМ СОБСТВЕННИКОМ ЗА НЕЕ, (Y) 100% РАЗМЕРА ЕЕ ОСНОВНОЙ СУММЫ, ИЛИ (Z) ЕЕ СПРАВЕДЛИВОЙ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ. ЭМИТЕНТ ВПРАВЕ ОТКАЗАТЬСЯ ОТ УЧЕТА ПЕРЕДАЧИ ДОЛИ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ГРАЖДАНИНУ США, НЕ ЯВЛЯЮЩЕМУСЯ КИП И КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ. ЭМИТЕНТ НЕ БЫЛ И НЕ БУДЕТ ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫМ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ.

КАЖДЫЙ БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ИЛИ ЛЮБОГО УЧАСТИЯ В НЕЙ ЗАЯВЛЯЕТ И ГАРАНТИРУЕТ, ЧТО (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») (A) «ПЛАНом ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТНИКОВ» (В СООТВЕТСТВИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ, ДАННЫМ В ERISA), НА КОТОРЫЙ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ РАЗДЕЛ I ERISA ИЛИ (B) ДРУГИМ «ПЛАНом» (В СООТВЕТСТВИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ, ДАННЫМ В СТАТЬЕ 4975 КОДЕКСА), РЕГУЛИРУЕМЫМ СТАТЬЕЙ 4975 КОДЕКСА, ИЛИ (II) ПРИОБРЕТЕНИЕ НАКОЙ ОБЛИГАЦИИ И ВЛАДЕНИЕ ЕЮ НЕ СОСТАВЛЯЕТ И НЕ ПРЕДПОЛАГАЕТ И НЕ БУДЕТ СОСТАВЛЯТЬ ИЛИ ПРЕДПОЛАГАТЬ ВСТУПЛЕНИЕ В ЗАПРЕЩЕННУЮ СДЕЛКУ В СООТВЕТСТВИИ СО СТАТЬЕЙ 406 ERISA 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 ПРАВИЛОМ 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-ИНВЕТОРОВ, 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 ПРАВИЛОМ 144A, БУДУТ ПОДТВЕРЖДАТЬСЯ ОДНОЙ ИЛИ БОЛЕЕ ГЛОБАЛЬНЫМИ ОБЛИГАЦИЯМИ СОГЛАСНО ПРАВИЛУ. ПРЕЖДЕ ЧЕМ КАКУЮ-ЛИБО ДОЛЮ УЧАСТИЯ В ГЛОБАЛЬНОЙ ОБЛИГАЦИИ, РЕГУЛИРУЕМОЙ ПРАВИЛОМ 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 ПРАВИЛОМ 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 (a) он не является гражданином США и находится за пределами Соединенных Штатов Америки (в значении Положения S) и (b) он не является аффилированным лицом Эмитента или лицом, действующим от имени такого аффилированного лица.

Он понимает, что Облигации, регулируемые Положением S, не были и не будут зарегистрированы согласно Закону о ценных бумагах и не могут быть предложены, проданы, заложены или иным образом переданы, кроме как (a) в соответствии с Правилем 144А 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 Правилем 144А, на основную сумму не менее 200 000 долларов США или (b) не гражданину США в оффшорной зоне в соответствии с Правилем 903 или Правилем 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, регулируемыми Положением S. Прежде чем какую-либо долю участия в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, можно будет предложить продать, заложить или иным образом передать лицу, принимающему вручение в форме доли участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилем 144А, 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, регулируемыми 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, регулируемыми 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, лондонский филиал Deutsche Bank AG, АО «Halyk Finance», АО «Skybridge Invest» 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 5 апреля 2017, который далее может быть дополнен, изменен или периодически переутвержден (далее “**Дилерское соглашение**”), заключенном между Компанией, KMG Finance, Совместными организаторами и Дилерами. В любом таком соглашении будет содержаться, среди прочего, положение о форме и условиях соответствующих Облигаций, цене, по которой такие Облигации будут приобретаться Дилерами, а также о комиссионных или других согласованных отчислениях (при наличии таковых), подлежащих оплате или допустимых Компанией и KMG Finance в отношении такого приобретения. Дилерским соглашением предусмотрена отставка или прекращение назначения существующих Дилеров и назначение дополнительных или других Дилеров, в целом в отношении Программы или в отношении определенного Транша Облигаций.

Каждый Дилер и его соответствующие аффилированные лица могли и могут в будущем выполнять различные финансовые консультационные, инвестиционные банковские и коммерческие банковские услуги, и могут организовать непубличное рыночное финансирование, и заключать сделки с производными ценными бумагами с Компанией, KMG Finance или любыми из их дочерних организаций и аффилированных лиц. Они получили или получают в будущем обычные комиссионные для этих операций.

Кроме того, в процессе своей деятельности, Дилеры и их аффилированные лица могут сделать или провести широкий спектр инвестиций и активно торговать долговыми и долевыми ценными бумагами (или связанными с ними производными ценными бумагами) и финансовыми инструментами (в том числе банковскими кредитами) для собственных счетов и для счетов своих клиентов. Такие инвестиции и операции с ценными бумагами могут включать в себя ценные бумаги или инструменты Компании, KMG Finance или любой из их дочерних компаний и аффилированных лиц. Некоторые из Дилеров и их аффилированных лиц имеют кредитные отношения с Компанией, KMG Finance, и некоторые их дочерние компании и аффилированные лица в этом отношении регулярно хеджируют свои кредитные риски к этим лицам в соответствии с их обычной политикой управления рисками. Как правило, такие дилеры и их аффилированные лица хеджируют такие риски путем заключения сделок, которые заключают в себе либо покупку кредитных дефолтных свопов, либо создание коротких позиций в ценных бумагах, выпущенных Компанией, KMG Finance и некоторыми их дочерними компаниями или аффилированными лицами, в том числе, возможно, Облигаций, выпущенных в рамках Программы. Любые такие короткие позиции могут негативно повлиять на будущие продажные цены Облигаций. Дилеры и их аффилированные лица также вправе давать рекомендации по инвестициям, публиковать или выражать независимые результаты исследований в отношении таких ценных бумаг или финансовых инструментов, и может проводить, или рекомендовать клиентам приобретение длинных или коротких позиций в таких ценных бумагах и инструментах.

Соединенные Штаты Америки

Облигации и Гарантия не были и не будут зарегистрированы согласно Закону о ценных бумагах и не могут быть предложены или проданы на территории Соединенных Штатов Америки или гражданам США, или от имени или в пользу граждан США, кроме как в рамках определенных сделок, не требующих регистрации по Закону о ценных бумагах. Термины, используемые в настоящем пункте, имеют значения, присвоенные им в Положении S согласно Закону о ценных бумагах.

Каждый Дилер согласился, и каждый последующий Дилер, назначенный по Программе, будет обязан согласиться, что он не будет предлагать, продавать или передавать какие-либо Облигации, (а) в качестве части их распределения в любое время или (б) 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:

- 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;
- 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
- 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

Облигации, 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, описанных в настоящем Базовом проспекте, расположенный в Нидерландах, будет считаться предоставившим свои заверения, признание и согласие с тем, что такое лицо является квалифицированным инвестором (*gekwalficeerde 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

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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

A13.5.1(i)

1. Допуск Облигаций в Официальный список будет выражаться в виде соотношения от их номинальной стоимости (за вычетом начисленного вознаграждения). Ожидается, что каждый Транш Облигаций, допускаемых в Официальный список и к торгам на Регулируемом рынке, будут допускаться отдельно по мере выпуска, лишь при условии выпуска Глобальной облигации, представляющей Облигации данного Транша. Включение в список Программы в отношении Облигаций, которые будут выпущены в рамках Программы в отношении Облигаций, которые будут выпущены в рамках Программы в течение 12-месячного периода с даты выпуска настоящего Базового проспекта, ожидается 10 апреля 2017 или приблизительно в эту дату.
2. 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 «долговые ценные бумаги», категорию сектора «долговых ценных бумаг юридических лиц из квази-государственного сектора» 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 НБРК. A13.4.2(i)
3. 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. A13.4.12
4. 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.
5. 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.
6. После 31 декабря 2016 года не происходило никаких существенных неблагоприятных изменений в перспективах, финансовом и коммерческом положении Компании и ее консолидированных дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний. С 31 декабря 2016 года не происходило никаких существенных неблагоприятных изменений в перспективах, финансовом и коммерческом положении KMG Finance. A9.7.1
A9.11.6
A9.2.1
7. 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, завершившийся 31 декабря 2016 г. и 31 декабря 2015 г., была аудирована ТОО Ernst & Young, которое издало отчет об этом без оговорок. Юридический адрес ТОО Ernst & Young: Казахстан, Алматы 050060, пр-т Аль-фараби 77/7, «Есентай Тауэр». A9.11.3.1
A9.11.4.1
A9.13.7.2
8. 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: A6.4.1
A9.14
 - Учредительные документы Компании и KMG Finance;
 - Годовой отчет и отчетность Компании на финансовые года, заканчивающиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг., включая, в каждом случае, аудиторский отчет на такие счета;
 - Наиболее последний общедоступный годовой отчет и отчетность Компании, подготовленные в соответствии с МСФО (публикуемые на ежегодной основе); A6.4.1
 - Агентское соглашение;

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- Договор доверительного управления (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

«**Закон о недропользовании 2010 года**» означает Закон №291-IV «О недрах и недропользовании», который был принят 24 июня 2010 года (с поправками), заменяет Старый Закона «О недрах» и закон «О нефти», и служит в настоящее время базой регулирования прав недропользования в Казахстане.

«**Финансовая отчетность за 2015 год**» означает консолидированную финансовую отчетность Компании за год, завершившийся 31 декабря 2015 года;

«**Финансовая отчетность за 2016 год**» означает консолидированную финансовую отчетность Компании за год, завершившийся 31 декабря 2016 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»;

«**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, который принадлежит и управляется АГП;

«**Атырауский НПЗ**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Атырау в Западном Казахстане, оператором которого являются Товарищество с ограниченной ответственностью «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;

«**CITIC**» означает компанию «СИТИК Ресурсез Холдинг Лимитед» (CITIC Resources Holding Limited);

«**CNODC**» означает компанию «Чайна Нэшнл Ойл энд Газ Эксплорейшн энд Девелопмент Корпорейшн» (China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation);

«**CNPC**» означает China National Petroleum Corporation;

«**CNPC E&D**» означает компанию «CNPC Эксплорейшн энд Девелопмент Корпорейшн Лтд.» (CPNC Exploration and Development Company Ltd), контролируемую CNPC;

«**Компания**» означает, в зависимости от контекста, самого Гаранта или Гаранта совместно с его дочерними организациями и совместными предприятиями, или Гаранта совместно с его дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями;

«**Запасы Компании категорий А+В+С1**» означает совместно Запасы категорий А+В+С1 сырой нефти и газа Компании и ее дочерних организаций, и пропорциональную долю Компании и дочерних организаций Компании в Запасах категорий А+В+С1 сырой нефти и газа их соответствующих совместных предприятий, за исключением CCEL (см. раздел «Предоставление финансовой информации, информации по запасам и иной информации - Предоставление определенной информации, связанной с дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями»).

«**Объем добычи Компании**» означает совместно объем добычи сырой нефти и газа Компании и ее дочерних организаций и пропорциональную долю Компании и ее дочерних организаций в объеме добытой сырой нефти и газа их соответствующих совместных предприятий, за исключением CCEL;

«**Компетентный Орган**» означает центральный государственный исполнительный орган, уполномоченный Правительством действовать от имени Государства с целью осуществления прав, относящихся к оформлению и исполнению контрактов на недропользование в нефтегазовой и горнодобывающей промышленности, кроме контрактов по разведке и добыче повсеместно залегающих минералов (контракты на разведку и добычу которых заключаются с местными исполнительными органами), исторически ими занималось МЭМР (для нефти, газа и полезных ископаемых), и начиная с 12 марта 2010 года, для нефти и газа - МНГ, и Министерство Промышленности и Новых Технологий («МПНТ») для твердых минералов и некоторых видов подземных вод; а после реорганизации МНГ и в МПНТ в августе 2014 года эти вопросы перешли в ведение Министерства энергетики и МИР, соответственно. Также, в настоящее время МИР является Компетентным органом по контрактам на недропользование на разведку и добычу промышленных и технических вод, добываемых в объеме 2 000 куб. метров или более в день, для их нагнетания в образования в соответствии с соответствующими технологическими схемами добычи;

«**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;

«**EIA**» 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;

«**ПБР**» означает проект расширения будущего поколения (будущего роста) ТШО;

«**Закон о газе**» означает Закон «О газе и газоснабжении» (№ 532-IV) от 9 января 2012 г.;

«**Государство**» или «**Правительство**» означает государство или правительство Казахстана;

«**Гарант**» означает, если применяется, АО «НК «КазМунайГаз»;

«**ИЦА**» означает АО «Интергаз Центральная Азия»;

«**МСФО**» означает Международные стандарты финансовой отчетности, принятые Международным советом по стандартам бухгалтерского учета;

«**МВФ**» означает Международный валютный фонд;

«**Кредитная линия ING**» означает соглашение о синдицированном кредите на 1 миллиард долларов США, заключенное между KMG Finance и некоторыми международными банками, в том числе ING Bank N.V., выступающим в качестве агента;

«**Эмитент**» означает KMG Finance или, как указано в Окончательных условиях, АО «НК «КазМунайГаз»;

Закон «Об АО» означает Закон «Об акционерных обществах» (№ 415) от 13 мая 2003 года, с периодически вносимыми изменениями и дополнениями;

«**Казахойл**» означает ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл»;

«**Казахойл Актобе**» означает ТОО «Казахойл Актобе»;

«**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 Товарищество с ограниченной ответственностью «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз» (или ТОО «МНК «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;

«**КМГ**» означает акционерное общество «Национальная Компания «КазМунайГаз» или АО «НК «КазМунайГаз»;

«**РД КМГ**» означает акционерное общество АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» или АО РД Казмунайгаз;

«**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»;

«**KZT**» или «**тенге**» означает официальную валюту Казахстана;

«**LIBOR**» означает ставку продавца на лондонском межбанковском рынке депозитов;

«**СГ**» означает сжиженный газ;

«**МЭМР**» означает Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, которое было Компетентным органом до того, как его функции были переданы МНГ и МПНТ;

«**МОСВР**» означает Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан;

«**MIBV**» 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 МИНТ, и, соответственно, полномочным органом в секторе разработки недр, также имеет ряд основных функций, связанных с работами в нефтегазовой отрасли; отвечает за такие вопросы, как, среди прочего, предоставление геологической информации и регулирование ее использования (экспорт), выдача геологических и горных отводов, регистрация запасов и занесение их в государственный баланс, проведение экспертизы договоров недропользования и проектной документации, предназначенной для проведения операций по недропользованию согласно закону, и предоставление разрешений на использование воды;

«**Министерство энергетики**» означает Министерство энергетики Республики Казахстан, центральный исполнительный орган Государства, который в настоящий момент является Компетентным органом в нефтегазовой отрасли;

«МПНТ» означает Министерство промышленности и новых технологий Республики Казахстан, которое являлось Компетентным органом и правопреемником контролирующих полномочий МЭМР до 6 августа 2014 года, когда его функции были переданы МИР;

«ММГ» означает АО «МангистауМунайГаз»;

«МНГ» означает Министерство Нефти и Газа Казахстана, центральный Государственный исполнительный орган, который являлся Компетентным органом в нефтегазовой отрасли до 6 августа 2014 года, когда его функции были переданы Министерству энергетики;

«Mubadala» означает «Mubadala Development Company (Нефтегазовый участок N, Казахстан) GmbH»;

«МунайГас» означает АО «СП «Северо-западная трубопроводная компания «МунайГас»»;

«Комитет по естественным монополиям» означает Комитет Республики Казахстан по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и прав потребителей при Министерстве Национальной Экономики Республики Казахстан;

«НБРК» означает Национальный банк Республики Казахстан;

«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 «Dotal EP Kazakhstan»;

«КСКП» означает Консорциум Северокаспийского проекта;

«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;

Старый «Закон «О недрах» означает Закон № 2828 «О недрах и недропользовании», с изменениями и дополнениями, принятый 27 января 1996 года (с поправками), замененный затем Закона «О недрах» 2010 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 Товарищество с ограниченной ответственностью «Павлодарский нефтеперерабатывающий завод», нефтеперерабатывающий завод в г. Павлодар (Казахстан);

«Закон о нефти» означает Закон № 2350 «О нефти» от 28 июня 1995 года с изменениями и дополнениями, который был заменен Законом «О недрах» 2010 года;

«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 «MacГро 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 «Самрук-Казына»;

«**SEC**» означает Комиссию Соединенных Штатов Америки по ценным бумагам и биржам;

«**Закон о ценных бумагах**» означает Закон Соединенных Штатов Америки о ценных бумагах от 1933 года, с изменениями и дополнениями;

«**Сервисное соглашение**» означает соглашение, ежегодно заключаемое между Компанией и РД КМГ;

«**Шымкентский НПЗ**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Шымкенте (Казахстан), оператором которого является Товарищество с ограниченной ответственностью «PetroKazakhstan Oil Products»;

«**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 28 января 2016 года (с поправками);

«**Южная трубопроводная сеть**» означает трубопроводную сеть, проходящую по южному региону Казахстана от узбекско-казахстанской границы до г. Алматы в Казахстане и управляемая ИЦА;

Закон «О Фонде Национального благосостояния» означает Закон №550=IV «О Фонде национального благосостояния» от 1 февраля 2012 года (с поправками).

«**Государство**» означает Казахстан;

«**Закон о государственных закупках**» означает Закон №434-V «О государственных закупках» от 4 декабря 2015 года (с поправками);

«**Преимущественное право государства**» означает преимущественное право государства на приобретение прав недропользования в проектах недропользования в Казахстане и акций (долей участия) в компаниях недропользователей или контролируемых ими юридических лицах;

«**Комитет по статистике**» означает Комитет по статистике Казахстана.

«**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) или СРП (в зависимости от обстоятельств);

«**ТШО**» означает ТОО «СП «Тенгизшевройл»;

«**Тенге**» означает валюту Республики Казахстан;

«**Закон о «Магистральном трубопроводе»**» означает Закон Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе» (№ 20-V) от 22 июня 2012 года (с поправками);

«**Трубопровод УАС**» означает трубопровод Узень-Атырау-Самара, владельцем и оператором которого является КТО;

«**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»;

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

«**Западная трубопроводная сеть**» означает трубопроводную сеть в Западном Казахстане, обслуживающую находящиеся в эксплуатации месторождения природного газа в Центральной Азии, оператором которой является ИЦА; и

«**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.
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 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 количества более тяжелых углеводородов; частично жидкий при атмосферном давлении.

Банк качества

Договоренность, согласно которой нефтяные компании, поставляющие в трубопроводную систему сырую нефть более низкого качества (тяжелую и высокосернистую) платят за пользование трубопроводом больше, чем поставляющие сырую нефть более высокого качества. (Равным образом, поставщики сырой нефти более низкого качества могут) напрямую предоставлять компенсацию поставщикам сырой нефти более высокого качества за ухудшение качества сырой нефти из-за смешивания).

Коллектор

Пористая и проницаемая подземная толща, содержащая природное скопление извлекаемого природного газа и (или) нефти, ограниченная непроницаемой породой или слоями водонаполненной породы.

Сейсмическая съемка

Метод, при помощи которого создается изображение земных недр посредством генерации ударных волн и анализа их отражения от породных пластов. Такая съемка может выполняться в двухмерной или трехмерной форме.

Вакуумная перегонка

Перегонка при пониженном давлении (меньше атмосферного), понижающем температуру кипения перегоняемой жидкости. Эта техника при относительно низких температурах предотвращает крекинг или расщепление исходного нефтепродукта.

Обводненность

Доля воды, добываемой вместе с сырой нефтью из извлекаемых жидкостей коллектора, обычно выражаемая в процентах.

Капитальный ремонт

Операция по техническому обслуживанию или ремонту на скважине после начала ее эксплуатации. Обычно выполняется для поддержания или увеличения производительности скважины.

ГОЛОВНОЙ ОФИС КОМПАНИИ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз»

ул. Кабанбай Батыра, 19

г. Астана 010000

Казахстан

A9.2.1

A9.4.1.1

A9.4.1.4

ГОЛОВНОЙ ОФИС KMG FINANCE

«КазМунайГаз Файненс Саб Би.Ви.»

Стравинскилаан 807

(WTC Dower A, 8-й этаж)

1077 XX Амстердам

Нидерланды

СООРГАНИЗАТОРЫ И ДИЛЕРЫ

Citigroup Global Markets Limited

5 The North Colonnade Citigroup Centre

Canada Square, Canary Wharf

Лондон E14 5LB

Великобритания

АО «Halyk Finance»

Республика Казахстан, A05A1B9,

Алматы, пр. Абая, 109B

Лондонский филиал Deutsche Bank

AG

Winchester House

2 King Edward

1 Great Winchester Street

Лондон EC2N 2DB

Великобритания

АО «Skybridge Invest»

Казахстан, 050059,

г. Алматы, пр. Аль-Фараби, 5

Бизнес Центр "Нурлы Тау", блок 1А, 2

этаж, офис 201

Лондонский филиал UBS AG

5 Broadgate

Лондон EC2M 2QS

Великобритания

**ОСНОВНОЙ ПЛАТЕЖНЫЙ АГЕНТ,
ТРАНСФЕРТНЫЙ АГЕНТ И
РАСЧЕТНЫЙ АГЕНТ**

**ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ
УПРАВЛЯЮЩИЙ**

A13.4.4(ii)

A13.5.2

«Ситибанк Н.А.» Лондон

Ситигруп Центр

Канада Сквер

Лондон E14 5LB

Великобритания

«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

A13.7.1

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

*Дилеров по праву США и доверительного
управляющего по праву Англии:*

ТОО «Линлейтс»

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

Дилеров по праву Казахстана:

ТОО «Кинстеллар»

Казахстан, 050000, Алматы, ул. Курмангазы 61а, 5-й
этаж, Бизнес-Центр «Курмангазы»

Дилеров по праву Англии:

ТОО «Линлейтс»

Россия, 115054, Москва,
Павелецкая площадь, 212

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

A13.7.1

Компании:

ТОО Эрнст энд Янг

Есентай Тауэр, 77/7, Пр-т Аль-Фараби
Алматы 050060
Казахстан