



Закладывая ОСНОВЫ будущего РАЗВИТИЯ

Об этом отчете

Цель настоящего годового отчета заключается в информировании читателя обо всех существенных событиях, которые влияют на нашу деятельность. Компания ставит своей целью помочь нашим инвесторам и прочим заинтересованным сторонам понять, каким образом Компания сформировала свою стратегию, как она управляет своими активами, достигает необходимых финансовых показателей, обеспечивает устойчивую деятельность в долгосрочной перспективе и работает над созданием стоимости, которую она стремится генерировать для акционеров и всех сторон, заинтересованных в ее деятельности. В настоящем отчете представлены ответы на вопросы о деятельности Компании, перечисленные ниже.

- Чем занимается Компания, ее дочерние общества, совместные предприятия и ассоциированные компании?
- Каковы обстоятельства осуществления ее деятельности?
- Каким образом структура корпоративного управления Компании обеспечивает сохранение ее способности генерировать стоимость для заинтересованных сторон в кратко-, средне- и долгосрочной перспективе?
- Какова бизнес-модель Компании?
- Каковы основные риски и возможности, влияющие на способность Компании генерировать стоимость для заинтересованных сторон в кратко-, средне- и долгосрочной перспективе, и как осуществляется управление ими?
- В чем заключаются будущие цели и задачи Компании, и каким образом она намеревается достигать и реализовывать их?
- Насколько успешно Компания выполнила поставленные цели и задачи за отчетный период, и каким образом это отразилось на ее стоимости для заинтересованных сторон?
- Каковы основные вызовы и неопределенности, с которыми Компании, вероятно, придется столкнуться в ходе реализации ее стратегии, и каковы потенциальные последствия для её бизнес-модели и будущих показателей?
- Каким образом Компания определяет, какие параметры необходимо включить в настоящий отчет, и каким образом выполняется количественная или качественная оценка таких параметров?

Стратегический отчет

- 01 Ключевые события в 2016 году
- 02 Основные показатели года
- 04 О бизнесе
- 06 Котировки акций
- 07 О Казахстане
- 09 О нефтегазовой отрасли Казахстана
- 11 Миссия, стратегия и ценности
- 12 Бизнес-модель
- 14 Где мы представлены
- 16 Обращение Председателя Совета директоров
- 18 Обращение Генерального директора
- 22 Достижение прогресса
- 24 Поддержание прибыльности
- 26 Максимизация доходов
- 28 Обращение Независимых директоров
- 30 Ключевые события года
- 32 Ключевые финансовые и операционные показатели
- 33 Обзор рынка
- 37 Обзор операционной деятельности
- 47 Обзор капитальных вложений
- 49 Обзор финансовой деятельности
- 57 Налогообложение
- 59 Обзор деятельности совместных предприятий и ассоциированной компании
- 65 Ликвидность и ресурсы капитала
- 66 Факторы риска
- 74 Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды
- 82 Социальная ответственность
- 88 Деловая этика

Отчет по корпоративному управлению

- 91 Совет директоров
- 94 Биографии членов Совета директоров
- 96 Кодекс корпоративного управления
- 98 Заявление об ответственности Директоров
- 100 Комитеты
- 104 Информация по налогообложению в Великобритании

Финансовая отчетность

- 107 Заключение независимого аудитора
- 111 Консолидированная финансовая отчетность
- 115 Примечания к консолидированной финансовой отчетности

Приложения

- 144 Информация для акционеров
- 145 Контактные данные
- 146 Справочная информация

Ключевые события в 2016 году

Февраль Компания объявила результаты геологоразведочных работ на северо-восточном крыле месторождения С. Нуржанов, блоках Лиман и Аккудук.

Март Совет директоров принял решение не рекомендовать выплату дивиденда держателям простых акций вследствие резкого снижения цен на нефть с конца 2014 года.

Апрель Компания перешла на схему самостоятельного процессинга нефти для поставок на внутренний рынок. В рамках новой схемы РД КМГ поставляет нефть напрямую на АНПЗ и ПНХЗ для переработки в нефтепродукты с их последующей реализацией.

Июль Компания получила платеж в размере 44 млрд тенге (130 млн долларов США¹) от АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг» за сырую нефть, поставленную РД КМГ на внутренний рынок в 2015 году.

Август Независимые акционеры проголосовали против внесения изменений и дополнений в Договор о взаимоотношениях и Устав Компании.

Август В первом полугодии чистая прибыль составила 17,2 млрд тенге (50 млн долларов США); для сравнения, за тот же период 2015 года чистая прибыль составила 2,9 млрд тенге (16 млн долларов США). Чистые денежные средства² на 30 июня 2016 года составляли 1 065 млрд тенге (3,1 млрд долларов США), на 85 млн долларов США больше чистых денежных средств на конец первого квартала 2016 года.

Август Верховный суд Республики Казахстан постановил уменьшить сумму налоговых претензий за 2006–2008 годы на 5,4 млрд тенге.

Сентябрь ОМГ получило положительное решение по своей заявке на временное снижение ставки налога на добычу полезных ископаемых («НДПИ») для месторождений Узень и Карамандыбас.

Сентябрь Игорь Гончаров избран Председателем Совета директоров Компании.

Октябрь Принято положительное решение о возмещении НДС в размере 24,5 млрд тенге (74 млн долларов США) по результатам проведенной Компанией работы при поддержке НК КМГ, Министерства энергетики и Министерства финансов Республики Казахстан.

Ноябрь Получены положительные результаты испытаний на разведочно-оценочной скважине на месторождении Рожковское, расположенном на Федоровском блоке.

Ноябрь Чистая прибыль за первые девять месяцев 2016 года составила 76 млрд тенге (220 млн долларов США), денежные потоки от операционной деятельности составили 108 млрд тенге (314 млн долларов США). Чистые денежные средства на 30 сентября 2016 года составили 1 145 млрд тенге (3,4 млрд долларов США), что на 81 млрд тенге (270 млн долларов США) больше суммы чистых денежных средств на 30 июня 2016 года.

Декабрь Совет директоров утвердил бюджет на 2017 год и бизнес-план на 2017–2021 годы.

¹ Суммы пересчитаны в доллары США по курсу 337,39 тенге / доллар США исключительно для удобства пользования.

² Денежные средства, эквиваленты денежных средств и прочие финансовые активы за вычетом заимствований.

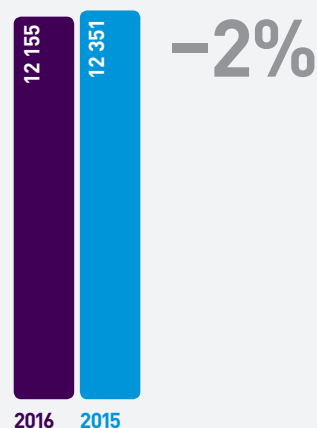
Повышение эффективности в непростое время

В 2016 году Компании удалось сохранить прибыльность и вернуться к генерированию положительных денежных потоков.

Основные операционные показатели

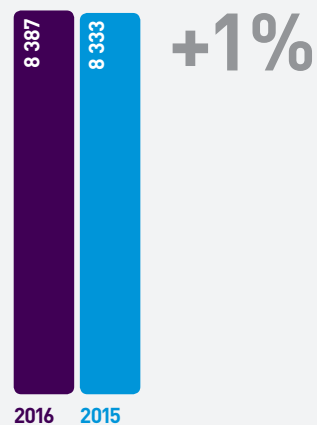
Объем добычи*

ТЫС. ТОНН



Объем добычи ОМГ и ЭМГ

ТЫС. ТОНН



*Включая пропорциональную долю предприятий, учитываемых методом долевого участия, а также CCEL.

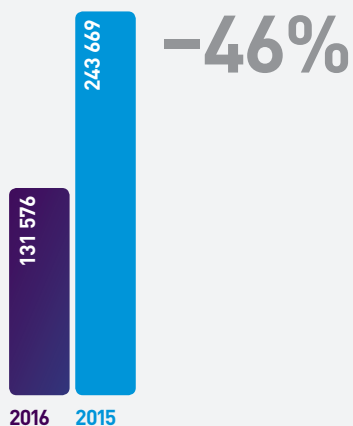
**EBITDA рассчитывается путем прибавления доходов от участия в предприятиях, учитываемых методом долевого участия, финансовых доходов и неденежных расходов по износу и амортизации к операционной прибыли Компании.

***Операционная рентабельность не включает доход от результатов предприятий, учитываемых долевым методом, расходы по подоходному налогу, финансовые доходы и затраты, доходы и расходы от курсовой разницы, расходы по обесценению и прочие неоперационные расходы.

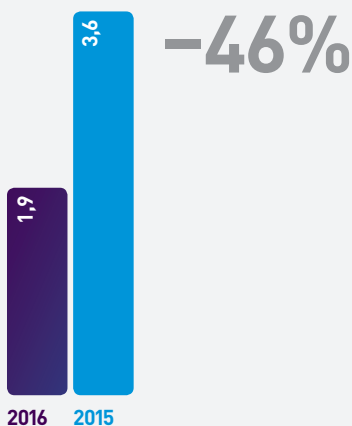
“ Компания успешно выполнила ряд важных задач и добилась положительных результатов. ”

Основные финансовые показатели

Чистая прибыль
млн тенге



Базовая и разводнённая прибыль на одну акцию
тыс. тенге



EBITDA**
млн тенге



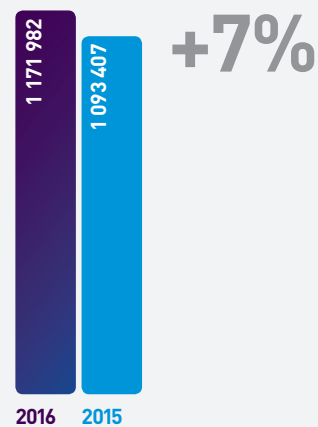
Операционная рентабельность***
%



Денежные потоки от операционной деятельности до корректировок оборотного капитала
млн тенге



Чистая денежная позиция на конец периода
млн тенге



О бизнесе

Нефтедобыча в Казахстане ведется с 1911 года. После обретения страной независимости от СССР в 1991 году в целях консолидации ее нефтегазовых активов и управления ими была создана государственная корпорация «Казакстаннефтегаз».

В 1990-е годы частные нефтяные компании стали играть все более заметную роль в развитии и модернизации нефтегазовой отрасли Казахстана. В конечном итоге активы, оставшиеся под контролем государства, были объединены в 2002 году во вновь сформированную Национальную Компанию «КазМунайГаз» («НК КМГ»).

Основание Компании, последующее IPO и дальнейшие события

В 2004 году занимающиеся в основном разведкой и добычей дочерние общества НК КМГ, АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз», были объединены во вновь сформированную компанию АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ», «Компания»).

АО «Озенмунайгаз» владеет правами на разведку и добычу на месторождениях Узень и Карамандыбас. АО «Эмбамунайгаз» владеет правами на разведку и добычу на следующих активах: Балгимбаев (Жайыкмунайгаз); Западная Прорва (Жылыоймунайгаз); Жоламанов и Кондыбай (Кайнармунайгаз); Байшонас и Доссор (Доссормунайгаз).

В сентябре 2006 года РД КМГ провела первичное публичное размещение акций (IPO) на Казахстанской фондовой бирже одновременно с размещением глобальных депозитарных расписок (ГДР) на Лондонской фондовой бирже (ЛФБ). С тех пор Компания разрабатывает принадлежащие ей разведочные и добывающие активы в Казахстане и приобрела ряд активов дочерних и зависимых обществ, а также создала несколько совместных предприятий в нефтегазовой отрасли Казахстана.

Миссия, стратегия, ценности и цели

Миссия Компании заключается в эффективной добыче углеводородов в целях максимизации акционерной стоимости при одновременном обеспечении долгосрочных социально-экономических выгод для тех регионов, в которых работают предприятия Компании. Дополнительная информация о стратегии и ценностях Компании приведена на странице 11.

Взаимоотношения с материнской компанией, дочерними и зависимыми обществами

НК КМГ сохраняет за собой мажоритарную долю, равную 57,9%³ акций, и имеет мажоритарное присутствие в Совете директоров Компании. В то же время, интересы миноритарных акционеров защищены благодаря наличию трех Независимых неисполнительных директоров. Подход Компании к корпоративному управлению является компетентным и прозрачным. Права миноритарных акционеров защищаются Договором о взаимоотношениях и соблюдением международных стандартов корпоративного управления.

90% акций НК КМГ принадлежит АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына», 10% – Национальному банку Республики Казахстан.

Дополнительную информацию о структуре Компании можно найти на странице 11.

Развитие инфраструктуры

Ключевая цель Компании заключается в повышении уровней эффективности, автоматизации и более активном использовании современных технологий. Наиболее важными нововведениями 2016 года стали реализация проекта «Интеллектуальное месторождение» на разрабатываемом ЭМГ месторождении Уз и начало реализации в ОМГ проекта Блок 3 совместно с ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз» («НИИ ТДБ»).

³ В % от совокупного количества выпущенных простых и привилегированных акций.

Основные лицензии на разведку и добычу

Наименование	Доля владения	Основная деятельность	Метод консолидации
АО «Озенмунайгаз» («ОМГ»)	100%	Добыча сырой нефти	Полная консолидация
АО «Эмбамунайгаз» («ЭМГ»)	100%	Добыча сырой нефти	Полная консолидация
ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод» («КазГПЗ»)	100%	Добыча и переработка газа	Полная консолидация
ТОО «СП «Казгермунай» («КГМ»)	50%	Добыча сырой нефти	Метод долевого участия
«ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»)	33%	Добыча сырой нефти	Метод долевого участия
«CITIC Canada Energy Limited» («CCEL»)	50%	Добыча сырой нефти	Финансовый актив
ТОО «Урал Ойл энд Газ» («УОГ»)	50%	Нефтегазовая разведка	Метод долевого участия
«KS EP Investments BV» («КС»)	51%	Нефтегазовая разведка	Метод долевого участия

Социальные программы

Компания делает все для поддержки и развития своих работников, а также тесно сотрудничает с населением в местах осуществления деятельности. В течение года Компания проводит ряд мероприятий, направленных на решение этих задач. В 2016 году такие мероприятия включали в себя:

- проведенный в июле первый в истории Компании День дублера – мероприятие в рамках реализации молодежной политики, целью которого являлось привлечение молодых специалистов к будущей руководящей работе;
- старт проекта «Школа внутренних тренеров», направленного на совершенствование обучения и развития в масштабах Компании;
- конкурс профессионального мастерства на звание «Үздік маман», целью которого является повышение мотивации труда среди рабочих профессий, выявление, обобщение и распространение передового опыта работы;
- создание арт-пространства в головном офисе Компании в Астане, целью которого является поощрение развития местных художественных талантов;
- оказание финансовой помощи специализированной школе-интернату в Кызылординской области.

Дополнительная информация о социальных проектах Компании представлена на страницах 83 – 87.

Стратегия

Со времени листинга на Лондонской и Казахстанской фондовых биржах в 2006 году деятельность РД КМГ ведется в соответствии со стратегией, одобренной ее акционерами.

После успешного достижения среднесрочных целей 2006–2009 годах в 2010 году была утверждена Стратегия – 2020. Стратегия Компании на действующих месторождениях заключается в проведении мероприятий по поддержанию уровня добычи, работе по оптимизации затрат, повышению эффективности бизнес- и технологических процессов, интенсификации добычи и повышению коэффициента извлечения нефти. Все эти меры направлены на оптимизацию производственных и операционных процессов.

РД КМГ нацелена на максимальную реализацию своего потенциала. В основе дальнейшего развития Компании будут лежать интересы ее акционеров. Компания продолжит руководствоваться сложившейся практикой разработки месторождений и общепринятыми тенденциями развития рынка, что подразумевает поиск возможностей для увеличения запасов в рамках реализации стратегии.

Планы на будущее

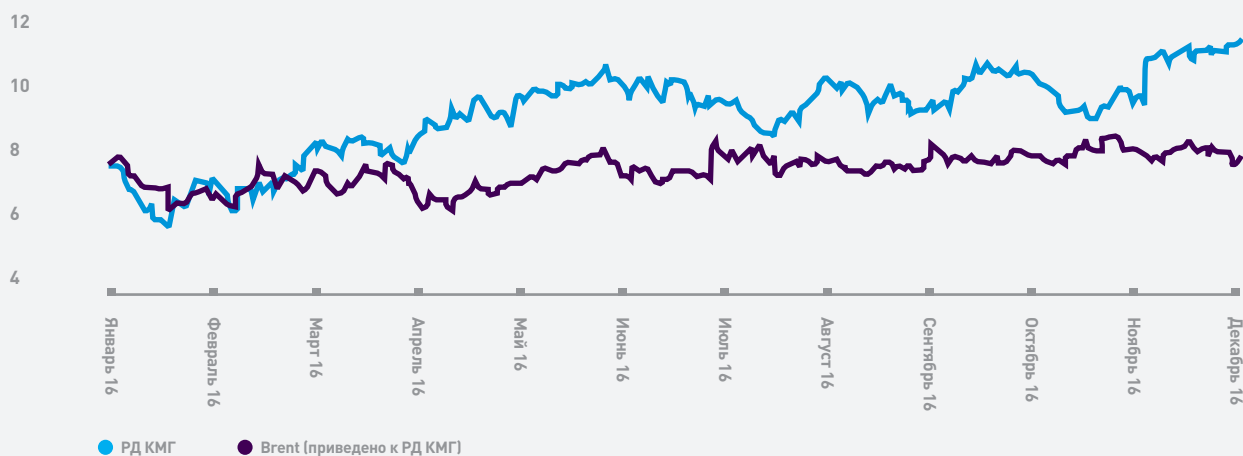
Ключевые задачи Компании на 2017–2018 годы:

- поддержание стабильного уровня добычи на существующих месторождениях;
- повышение коэффициента извлечения нефти на существующих месторождениях;
- восполнение запасов за счет доразведки на существующих месторождениях и геологоразведки на территориях, прилегающих к данным месторождениям;
- повышение эффективности использования трудовых и материальных ресурсов;
- тиражирование проекта «Интеллектуальное месторождение» на основных месторождениях в группе компаний РД КМГ;
- удержание капитальных и операционных расходов на существующих уровнях;
- обеспечение долгосрочных социально-экономических выгод в регионах присутствия Компании;
- оптимизация управленческих процедур;
- прозрачность и соблюдение стандартов корпоративного управления;
- регулярное проведение мероприятий по обучению и развитию персонала;
- расширение портфеля геологоразведочных активов.

Котировки акций

На Лондонской фондовой бирже в 2016 году максимальная цена за одну ГДР РД КМГ составила 8,32 доллара США, а минимальная – 6,05 долларов США. Средняя цена за одну ГДР в 2016 году составила 7,31 доллара США.

Динамика цен ГДР и Brent



Источник: Bloomberg.

На Казахстанской фондовой бирже в 2016 году максимальная цена за одну простую акцию РД КМГ составила 16 579 тенге, а минимальная – 12 400 тенге. Средняя цена одной простой акции в 2016 году – 14 882 тенге. В 2016 году максимальная цена привилегированной акции РД КМГ была 9 600 тенге, а минимальная – 5 501 тенге. Средняя цена одной привилегированной акции составила 7 200 тенге.

17 июня 2016 года РД КМГ объявила, что ей было получено требование от мажоритарного акционера, АО НК «КазМунайГаз» («НК КМГ»), о созыве Внеочередного собрания акционеров («ВОСА») в соответствии с пунктом 10.6 Устава Компании, которое состоялось 3 августа 2016 года. На нем независимые акционеры проголосовали «против» решений 1 и 2 касательно внесения изменений в Договор о взаимоотношениях и Устав Компании. Поскольку независимые акционеры не одобрили оба решения, Предложение о покупке не вступило в силу, а предлагаемые изменения в Договор о взаимоотношениях и Устав не были внесены на условиях, изложенных в Цирюляре НК КМГ.

По итогам 2016 года Совет директоров рекомендовал размер дивиденда на одну простую и привилегированную акцию РД КМГ, выплачиваемого по итогам 2016 года. В случае принятия Годовым общим собранием акционеров

(«ГОСА») соответствующего решения, размер дивиденда на одну простую и привилегированную акцию составит 289 тенге (включая налоги, удерживаемые в соответствии с законодательством Республики Казахстан). Сумма дивиденда составит 19,8 млрд тенге⁴ (63 млн долларов США⁵), или 15% консолидированной чистой прибыли Компании за 2016 год.

По состоянию на конец 2016 года аналитическое покрытие акций РД КМГ осуществляли десять аналитиков инвестиционных банков. Средняя целевая цена на конец 2016 года составила 10 долларов за ГДР, с рекомендациями «покупать» акции Компании – 60% и «держат» – 40%.

Аналитики в своих отчетах неоднократно отмечали положительное влияние перехода на новую схему процессинга нефти, что было подтверждено финансовыми результатами по итогам 2016 года.

⁴Рассчитано на основе количества простых и привилегированных акций в обращении по состоянию на 11 апреля 2017 года.

⁵Переведено по официальному курсу Национального Банка Республики Казахстан по состоянию на 11 апреля 2017 года.

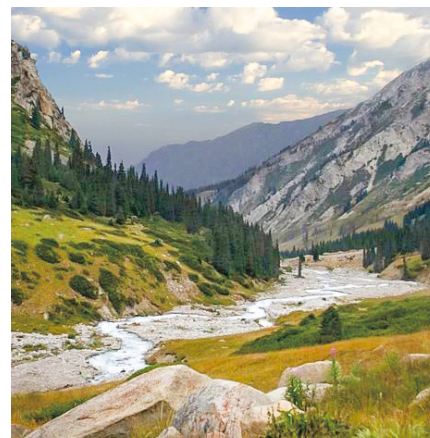
О Казахстане

Казахстан – огромная страна, расположенная в Средней Азии и занимающая площадь, примерно равную площади Западной Европы. Это девятая по величине страна мира. Она обладает обширными запасами полезных ископаемых и значительным потенциалом экономического роста.

1,8%

доказанных
мировых запасов
нефти

- Население – приблизительно 17,9 млн человек (на 1 января 2017 года)
- Столица – Астана (приблизительная численность населения – 1,0 млн человек)
- Крупнейший город – Алматы (приблизительная численность населения – 1,7 млн человек)
- Этнический состав населения страны – один из самых многонациональных в мире
- Соотношение городского и сельского населения – приблизительно 53% к 47%
- ВВП на душу населения – 10 510 долларов США (в 2015 году)
- Запасы нефти и газа – около 1,8% мировых запасов
- Девятая страна в мире по площади
- В стране находятся пять памятников мирового наследия ЮНЕСКО
- Стабильный экономический рост и политическая стабильность со времени обретения независимости в 1991 году
- Основатель и участник ЕАЭС
- Объем иностранных инвестиций за 10 лет до 2015 года превысил 200 млрд долларов США



17,9
млн
население
Казахстана

В Казахстане находятся пять объектов мирового наследия ЮНЕСКО – мелкосопочник Сарыарка с равнинами и озерами, одно из лучших в мире мест для наблюдений за птицами; Тамгалы – место, где было обнаружено 5 000 древних петроглифов; участок Шелкового пути протяженностью 5 000 км, простирающийся от Чанъаня/Лояна, главной столицы Китая во времена династий Хань и Тан, до географической местности Жетысу (Семиречье) в Средней Азии; Западный Тянь-Шань – один из крупнейших горных хребтов мира, имеющий мировое значение как регион происхождения ряда культивируемых плодовых культур, место произрастания различных лесов и уникальных растительных сообществ, а также мавзолеев Ходжи Ахмеда Ясави.

В 1920 году страна вошла в состав СССР в статусе автономной республики и стала полноценной союзной республикой в 1940 году. В 1991 году Казахстан объявил о своей независимости от Советского Союза и присоединился к Содружеству Независимых Государств (СНГ).

За период с 1991 года страна провела ряд структурных реформ, позволивших в значительной степени развить ее экономику. В сочетании с политической и социальной стабильностью, а также прочными внешними связями, это обеспечило стабильный и быстрый экономический рост. В 2000 году Казахстан первым из бывших советских республик полностью погасил свой долг перед Международным валютным фондом. В период с 2005 по 2015 годы объемы прямых иностранных инвестиций в страну превысили 200 млрд долларов США.



В начале 2015 года был создан Евразийский экономический союз (ЕАЭС). Его основателями стали Казахстан, Россия и Беларусь, вскоре к ним присоединились Армения и Кыргызстан. ЕАЭС – это сугубо экономическое объединение, участники которого предпочитают сохранять свою политическую независимость и суверенитет.

Одной из главных задач, стоящих перед страной в настоящее время, является развитие рынка капитала с широким набором финансовых инструментов, удовлетворяющих потребности компаний, расположенных в Казахстане, ЕАЭС и других близлежащих странах, в доступе к рынкам капитала. Такой финансовый хаб планируется создать в Астане.

5

объектов мирового
наследия ЮНЕСКО

Источники: Комитет по статистике
Министерства национальной экономики
Республики Казахстан, веб-сайты Всемирного
банка, ВТО, ЮНЕСКО, Статистический обзор ВР.

О нефтегазовой отрасли Казахстана

Казахстан – страна, обладающая богатейшими природными ресурсами. В частности, казахстанские запасы нефти составляют около 1,8% доказанных мировых запасов.

Более 90% запасов нефти сосредоточены на 15 крупнейших нефтяных месторождениях. Сюда входят:

- Тенгиз
- Кашаган
- Карачаганак
- Узень
- Жетыбай
- Жанажол
- Каламкас
- Кенкияк
- Каражанбас
- Кумколь
- Северные Бузачи
- Алибекмола
- Центральная и Восточная Прорва
- Кенбай
- Королевское

Нефтегазоносные районы занимают примерно 62% территории страны. В настоящее время существует 172 нефтяных месторождения, более 80 из которых находятся в разработке.

Добыча

- В 2016 году совокупная добыча нефти и конденсата составила 78 млн тонн (в 2015 году – 79,5 млн тонн).
- Согласно прогнозам Министерства энергетики Республики Казахстан добыча нефти и конденсата в 2017 году составит 81 млн тонн, а к 2020 году постепенно вырастет до 88 млн тонн.



Факторы, способствующие росту добычи

Ожидается, что основными источниками роста в среднесрочной перспективе станут реализуемые в стране крупные нефтегазовые проекты: месторождение Тенгиз, где проводимые работы по расширению, как ожидается, позволят с 2023 года увеличить добычу с текущих 27 млн тонн до 39 млн тонн в год, и месторождение Кашаган, введенное в эксплуатацию в октябре 2016 года.

Тенгиз

Месторождение Тенгиз – одно из крупнейших в мире. Его освоением занимается консорциум TengizChevroil (TCO). Лицензионный участок включает месторождения Тенгиз и Королевское. Извлекаемые запасы нефти на месторождениях Тенгиз и Королевское оцениваются в диапазоне от 750 млн до 1,1 млрд тонн. Совокупные разведанные запасы разбуренных и неразбуренных участков оцениваются на уровне 3,1 млрд тонн или 26 млрд баррелей нефти.

Кашаган

Кашаган – это гигантское шельфовое нефтегазовое месторождение, залегающее в северной части Каспийского моря. Геологические запасы оцениваются в 4,8 млрд тонн сырой нефти. Совокупные запасы сырой нефти составляют 38 млрд баррелей, из которых около 10 млрд баррелей являются извлекаемыми. Кашаган также располагает значительными запасами природного газа – более 1 трлн кубометров.

Добыча на Кашагане началась в сентябре 2013 года, но месяцем позже была приостановлена по причине утечки газа из одного из основных трубопроводов. В конечном итоге добыча на месторождении была возобновлена в октябре 2016 года. В 2016 году добыча на Кашагане составила почти 1 млн тонн нефти. Ожидаемые в 2017 году объемы добычи на Кашагане составляют около 9 млн тонн нефти и 5,6 млрд кубометров газа.

Переработка и транспортировка

Совокупные объемы переработки сырой нефти в Казахстане в 2016 году незначительно уменьшились (на 0,5% по сравнению с 2015 годом) и составили 14,5 млн тонн.

Согласно плану Министерства энергетики Республики Казахстан объем переработки сырой нефти составит 14,5 млн тонн и в 2017 году. В настоящее время Казахстан импортирует некоторые светлые нефтепродукты для удовлетворения внутреннего спроса. Однако после завершения текущей реконструкции и модернизации трех казахстанских нефтеперерабатывающих заводов совокупная мощность нефтепереработки увеличится до 17,5 млн тонн сырой нефти в год после 2019 года, и таким образом внутренний спрос на светлые нефтепродукты будет полностью удовлетворен.

Объемы транспортировки сырой нефти в Казахстане составили 84,6 млн тонн, что сопоставимо с объемами 2015 года. Объемы транспортировки на экспорт составили 62,2 млн тонн сырой нефти и газового конденсата, также немного превысив показатели 2015 года (на уровне 102% от объемов 2015 года). Из этих объемов 40,8 млн тонн сырой нефти были экспортированы по трубопроводу Каспийского Трубопроводного Консорциума («КТК») в Новороссийск. 14,4 млн тонн были транспортированы на север по трубопроводу Атырау-Самара. 3,1 млн тонн были направлены на восток, в Китай, по трубопроводу Атасу-Алашанькоу.

Кроме того, 2,2 млн тонн сырой нефти было отгружено из порта Актау, 0,8 млн тонн газового конденсата были направлены на Оренбургский НПЗ и 0,8 млн тонн было отгружено железнодорожным транспортом.

В рамках расширения мощности КТК, связывающего месторождение Тенгиз с российским черноморским портом в Новороссийске, в перспективе объемы прокачки нефти могут достигнуть 67 млн тонн в год. Пропускная способность трубопровода КТК в 2016 году составила 57,5 млн тонн сырой нефти, в том числе 39,4 млн тонн из Казахстана. В 2017 году планируется завершить проект расширения и вывести пропускную способность трубопроводной системы на проектную мощность.

Статистика по газу

В 2016 году объем экспорта газа увеличился на 7,9% до 13,7 млрд куб. м. Объем международного транзита газа через территорию страны составил 75,8 млрд куб. м или 87% от объемов, транспортированных в 2015 году.

Договор об обмене объемами газа между Казахстаном и Россией предусматривает замещение карачаганакского газа, исторически поставляемого в Оренбург, импортом среднеазиатского и российского газа, поставляемого на юг Казахстана и в Костанайскую область, соответственно.

78**МЛН ТОНН****совокупная добыча
нефти и конденсата
в 2016 году**

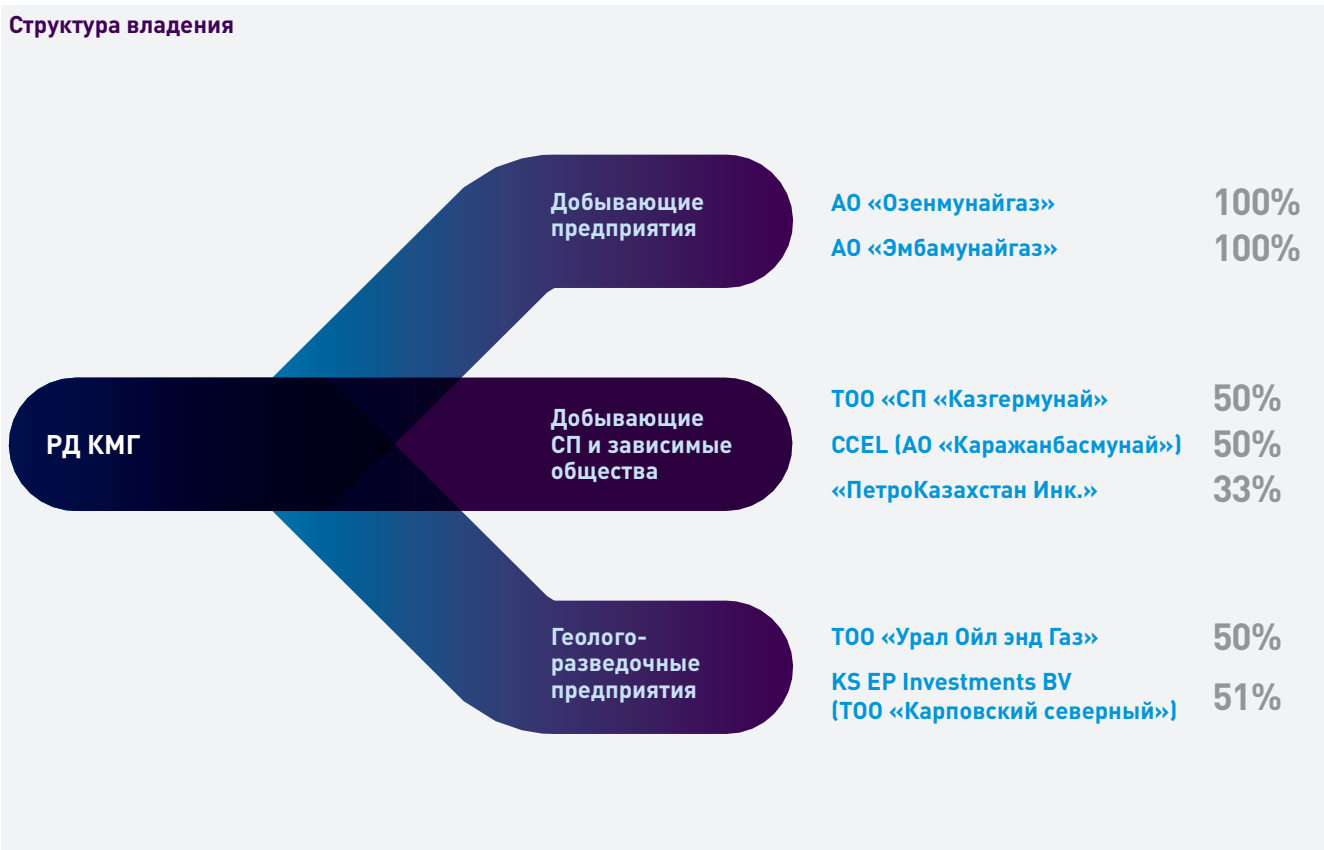
Миссия, стратегия и ценности

Миссия Компании заключается в эффективной эксплуатации углеводородов в целях максимизации акционерной стоимости при одновременном обеспечении долгосрочных социально-экономических выгод для тех регионов, в которых работают предприятия Компании.

Ценности

- Компания стремится создавать безопасные условия труда для своих работников и соблюдать высочайшие стандарты охраны окружающей среды и охраны здоровья людей при осуществлении своей деятельности.
- Компания стремится обеспечивать развитие человеческого капитала, организуя получение необходимого дополнительного обучения сотрудниками, а также создавая благоприятную рабочую среду.
- Компания стремится соблюдать высочайшие стандарты корпоративного управления.
- Компания стремится проявлять всестороннюю ответственность при ведении бизнеса.

Структура владения



Бизнес-модель

В основе бизнес-модели нашей Компании лежат четыре основные отличительные особенности, которые также являются ключом к достижению ее целей.



Основные отличительные особенности

Высокие стандарты операционной деятельности

Компания стремится придерживаться высоких операционных стандартов во всех направлениях своей деятельности. С этой целью Компания сотрудничает со своими бизнес-партнерами, повышая уровень использования автоматизации и технологий, придавая первостепенное значение управлению издержками, совершенствуя свои бизнес-процессы и оптимизируя структуру своих активов.

Знание региона и местные связи

Компания является крупнейшей геологоразведочной и добывающей компанией в Средней Азии с государственным участием. Она пользуется преимущественным доступом к материковым запасам нефти и газа на территории Казахстана. НК КМГ, основной акционер Компании, может заключать договора на пользование недрами в границах нелицензированных блоков по результатам прямых переговоров с правительством, без необходимости прохождения конкурсных процедур. Соответственно, РД КМГ может пользоваться преимуществами такого положения в силу наличия взаимных экономических интересов.

Корпоративное управление

Компания стремится вводить в действие процедуры корпоративного управления, соответствующие международным стандартам и в полной мере обеспечивающие защиту интересов миноритарных акционеров.

Корпоративная ответственность

Компания признает, что успех ее бизнеса в долгосрочной перспективе зависит от ее ответственного отношения к своей деятельности. Компания:

- приняла на себя обязательства по работе с местным населением и его поддержке;
- предоставляет своим работникам возможности для обучения и развития;
- принимает меры к созданию благоприятной, здоровой и безопасной рабочей среды;
- охраняет окружающую среду;
- обеспечивает соответствие своей деятельности высочайшим стандартам деловой этики.



Четыре направления деятельности

Добыча

Ключевые добывающие активы РД КМГ образованы двумя основными подразделениями: АО «Озенмунайгаз» («ОМГ») и АО «Эмбамунайгаз» («ЭМГ»). Компания считает своим приоритетом достижение оптимальных уровней добычи экономически эффективным способом за счет более активного использования инноваций и технологий, а также освоения новых методов добычи.

Реализация нефтепродуктов

В апреле 2016 года РД КМГ перешла на схему независимого процессинга сырой нефти для поставок на внутренний рынок. В рамках этой схемы Компания реализует нефтепродукты после переработки сырой нефти.

Геологоразведка

Компания считает, что в Казахстане существует значительный потенциал ведения геологоразведки как на шельфе, так и на суше. Компания планирует продолжить геологоразведочные работы на существующих участках нефтедобычи и геологоразведочных блоках, а также осуществлять бурение более глубоких разведочных скважин на перспективные подсолевые горизонты. Компания также намеревается пополнять свой портфель геологоразведочных активов, пользуясь преимущественным правом НК КМГ на проведение прямых переговоров с правительством по приобретению новых лицензий на геологоразведку.

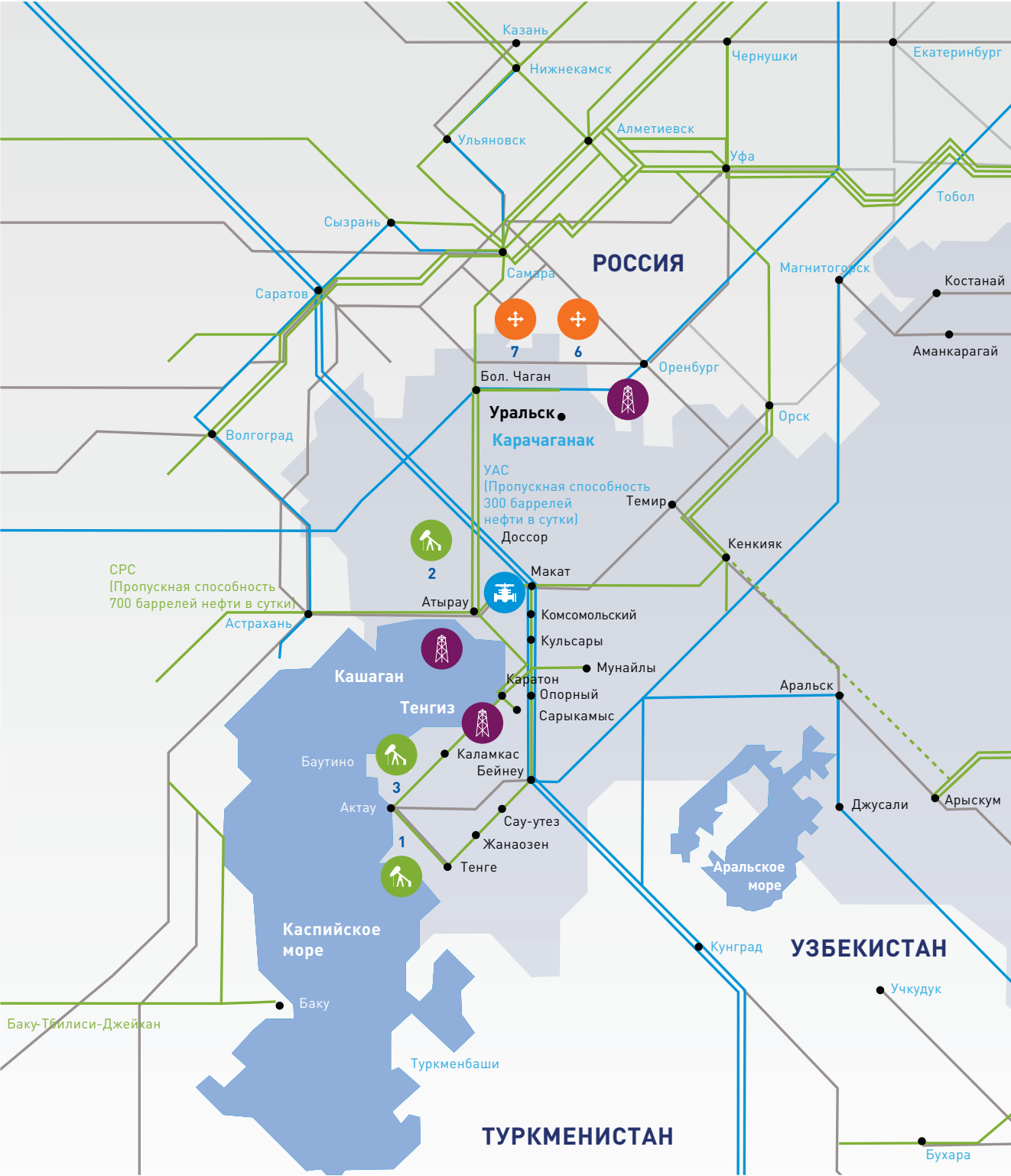
Оценка и освоение

Техническая служба Компании отвечает за оценку новых площадей для определения перспективности последующего выполнения геологоразведочных работ, а также за наличие у Компании возможностей пополнения ее портфеля геологоразведочных и добывающих активов. Служба выявляет наилучшие возможности и определяет приоритетность доступных вариантов ведения геологоразведки. После анализа результатов выполнения первоначальной программы геологоразведки служба разрабатывает комплекс работ по оценке для подтверждения и уточнения масштаба обнаруженных запасов, а также установления перспектив их промышленной разработки.

Главные задачи

- Восполнение и расширение сырьевой базы Компании и поддержание уровня добычи
- Обеспечение рентабельности активов
- Развитие новых компетенций в бизнесе
- Поддержание ценностей Компании

Где мы представлены



- Производственные активы РД КМГ

Нефтеперерабатывающий завод

Газопровод

Нефтепровод

Разведочные активы РД КМГ

Нефтяное месторождение

Железная дорога
- 1 АО «Озенмунайгаз»

2 АО «Эмбамунайгаз»

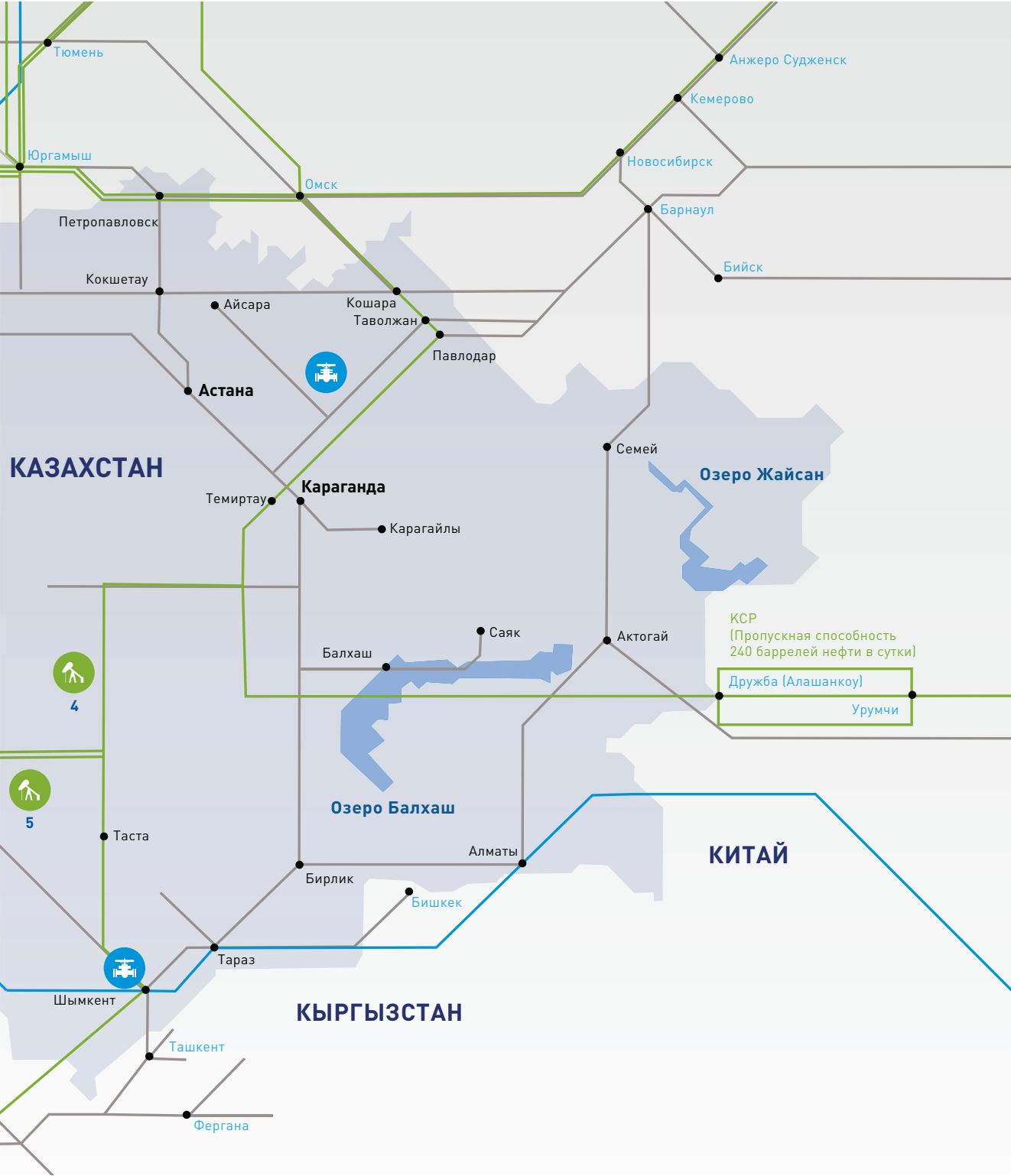
3 АО «Каражанбасмунай»

4 ТОО «СП «Казгермунай»

5 «ПетроКазахстан Инк.»

6 ТОО «Урал Ойл энд Газ» (Федоровский блок)

7 ТОО «Карповский Северный» (Карповский и Северный блок)



Обращение Председателя Совета директоров



Уважаемые акционеры,

Я рад сообщить вам, что усилия работников и руководства Компании в 2016 году были плодотворны, несмотря на внешние вызовы, с которыми пришлось столкнуться международной нефтегазодобывающей промышленности. Мы успешно выполнили ряд важных задач, стоявших перед нами, и добились положительных производственных и финансовых результатов. Мы также продолжили работу по достижению стратегических целей Компании.

Стратегическая цель – органический рост за счет повышения эффективности нефтедобычи

Одним из приоритетных направлений стратегии РД КМГ является обеспечение органического роста за счет увеличения нефтеотдачи на действующих месторождениях и проведения геологоразведочных работ на имеющихся активах. Совет директоров уделяет этому вопросу особое внимание и предпринимает всесторонние действия для скорейшего достижения существенных положительных результатов. Таким образом, в начале 2017 года Совет директоров поручил руководству Компании подготовить предложения по актуализации стратегии РД КМГ с учетом этой задачи и иных вызовов, стоящих перед Компанией, включая текущую специфику и ценовую конъюнктуру нефтегазового рынка.

Совет директоров прилагает все усилия для повышения акционерной стоимости РД КМГ. Одним из путей достижения этой цели является повышение эффективности нефтедобычи на имеющихся активах. Помимо поддержания стабильного уровня добычи, Компания провела серьезные мероприятия по повышению уровня знаний, расширению использования технологий и повышению эффективности геолого-технических мероприятий. Выполнена большая работа в рамках проекта «Блок 3» в ОМГ совместно с

НИИ «Технологии добычи и бурения «КазМунайГаз». Дальнейшая реализация и тиражирование этого проекта позволит выявить потенциал каждой скважины и повысить нефтеотдачу. Мы также сможем снизить количество обводненных скважин, сократить стоимость бурения и увеличить межремонтный период. Это, в свою очередь, позволит нам усилить контроль над операционными расходами и приведет к повышению эффективности.

Улучшение бизнес-среды РД КМГ

Как вы помните, в 2016 году Совет директоров РД КМГ был вынужден впервые утвердить годовой бюджет с отрицательным денежным потоком. Перед нами стояли цели достичь как минимум нейтрального уровня рентабельности Компании, разработать принципы более эффективного оперативного управления и оптимизировать бизнес-модель.

Ранее деятельность Компании была сосредоточена исключительно на геологоразведке и добыче нефти и газа. После продолжительных переговоров и консультаций с НК КМГ и Советом директоров, РД КМГ перешла на схему независимого процессинга с последующей реализацией нефтепродуктов в Республике Казахстан и на экспорт. Таким образом, Компания успешно совмещает свои обязательства перед Правительством



“ Мы уверены в том, что при успешной реализации мер, предпринимаемых сегодня, РД КМГ сможет не только пережить период кризиса с минимальными потерями, но и заложить прочную основу для дальнейшего развития, что приведет к росту акционерной стоимости. ”

по поставкам на внутренний рынок с получением дополнительных доходов, которые зависят исключительно от конъюнктуры рынка.

За счет всесторонней поддержки НК КМГ в рамках взаимодействия Компании с государственными органами, в 2016 году произошла существенная либерализация цен на нефтепродукты, реализуемые в Республике Казахстан. В частности, были снижены ЭТП на мазут, сняты верхние пределы цен на дизтопливо и бензин АИ 92/93. В настоящее время цены на нефтепродукты, за исключением бензина АИ-80, не регулируются государством, а устанавливаются посредством рыночного ценообразования.

На сегодняшний день, по итогам совместной работы НК КМГ и Совета директоров Компания без посредников распоряжается произведенными нефтепродуктами и реализует их по рыночным ценам. НК КМГ не планирует вносить изменения в данную схему. В 2016 году объемы поставок на внутренний рынок выросли примерно до 40%. Существует вероятность, что после завершения модернизации трех казахстанских НПЗ объемы поставок на внутренний рынок продолжат расти. Вместе с тем, слаженная и плодотворная работа Компании, Совета директоров и НК КМГ в части либерализации

внутреннего рынка позволит частично нивелировать отрицательное влияние этого прироста на выручку РД КМГ по сравнению с предыдущим годом, так как нетбэк от реализации на внутреннем рынке приблизился к нетбэку от реализации на экспорт.

Также благодаря содействию НК КМГ в течение 2016 года был решен ряд налоговых вопросов, в частности получение льготы по НДС для месторождения ОМГ и разрешение вопроса по возмещению НДС, что способствовало укреплению финансовой позиции РД КМГ.

Очевидно, что для Компании было важно вновь начать генерировать положительные денежные потоки и достичь операционной рентабельности. Эти результаты позволили Компании заложить фундамент на 2017 год с уверенностью в бизнесе и подходе к его управлению. При этом Советом директоров было принято решение не выплачивать дивиденды по итогам 2015 года. В ходе обсуждения этого вопроса было решено, что дивиденды должны выплачиваться при наличии операционной доходности, которая, в свою очередь, будет обеспечена реальными улучшениями в деятельности Компании, ростом ее эффективности.

Хочу отметить, что поставленные перед Компанией задачи были достигнуты в условиях сохранения и поддержания социальной стабильности в регионах нашей деятельности при полном взаимодействии с коллективом группы компаний РД КМГ.

Мы уверены в том, что при успешной реализации мер, предпринимаемых сегодня, РД КМГ сможет не только пережить период кризиса с минимальными потерями, но и заложить прочную основу для дальнейшего развития, что приведет к росту акционерной стоимости.

От лица Совета директоров РД КМГ искренне благодарю всех работников и руководство за слаженную и плодотворную работу, направленную на всестороннее обеспечение интересов Компании. Ваш профессионализм и результативность являются залогом наших сегодняшних и будущих успехов!

Игорь Гончаров
Старший вице-президент по
добыче нефти и газа
АО НК «КазМунайГаз»
Председатель Совета
директоров РД КМГ

Обращение Генерального директора



12 155

тыс. тонн
нефти добыто в
2016 году

Помимо сложных условий на мировом рынке нефти, на нашу деятельность значительно повлиял ряд таких факторов, как девальвация тенге, увеличение объемов поставок нефти на внутренний рынок и рост тарифов монополистов.

С учетом данных факторов основными задачами Компании в 2016 году являлись поддержание уровня добычи, повышение производственной эффективности и сохранение финансовой устойчивости в условиях всесторонней концентрации на обеспечении социальной стабильности и развития в регионах нашей деятельности.

Благодаря совместной работе всех сотрудников группы РД КМГ мы реализовали поставленные задачи, добились увеличения операционной прибыли и положительного денежного потока. В 2016 году мы добыли 12 155 тыс. тонн нефти, а чистые денежные средства Компании увеличились приблизительно на 300 млн долларов США и составили на конец года 3,5 млрд долларов США.

При этом важно отметить, что вышеуказанные результаты были достигнуты в довольно сложных как внешних, так и внутренних условиях, и не последнюю роль в их достижении сыграло эффективное взаимодействие Компании с НК КМГ и государственными органами.

Добыча и эффективность

В 2016 году ОМГ добыло 5 555 тыс. тонн, продемонстрировав рост на 1% по сравнению с 2015 годом. Объем добычи ЗМГ составил 2 832 тыс. тонн, увеличившись на 0,3% по сравнению с 2015 годом. Этот поступательный рост добычи на наших двух основных производственных активах позволил нивелировать снижение объемов добычи на совместных предприятиях. Доля РД КМГ от добычи ССЕЛ, КГМ и ПКИ в 2016 году составила 3 768 тыс. тонн, что представляет собой годовое снижение на 6%, вызванное, в основном, естественным снижением добычи нефти из активов ПКИ. Таким образом, консолидированный объем добычи нефти Компании в 2016 году показал незначительное снижение на 2%, составив 12 154 тыс. тонн.

Для РД КМГ 2016 год был непростым, но вместе с тем и поворотным. Мы сумели эффективно отреагировать на вызовы, с которыми столкнулся международный нефтегазовый сектор, и завершили период с положительными результатами, которые позволяют испытывать уверенность в отношении наших будущих успехов.



Вместе с тем, ключевым достижением РД КМГ в предыдущий период стало сохранение социальной стабильности сотрудников Компании. В 2016 году перед нами стояла ключевая задача – не ухудшить социальные условия наших работников, не увеличивая при этом расходы. Здесь хотелось бы отметить положительную работу ЭМГ по заключению нового Коллективного договора впервые сроком на 5 лет. Согласно новому коллективному договору, затраты на него в целом не были увеличены. То есть дополнительные расходы по этому направлению Компания нести не будет.

Компания эффективно управляла капитальными затратами согласно утвержденному плану. Была продолжена работа по оптимизации расходов, реализованы меры по сокращению объемов и стоимости эксплуатационного бурения в ОМГ. Компания также получила 15% дисконт от подрядчика буровых услуг.

Данная экономия позволила частично компенсировать дополнительные затраты, связанные со строительством установки очистки газа для группы месторождений Прорва и дополнительным разведочным бурением в ЭМГ. Таким образом, капитальные затраты в 2016 году составили 115 млрд тенге (337 млн долларов США), увеличившись примерно на 17%. В среднесрочной перспективе, в 2018 – 2021 годах, мы нацелены удерживать ежегодные капитальные затраты в среднем на уровне приблизительно 100 млрд тенге.

2016 год был непростым, но трудности мотивировали нас развивать проекты, направленные на оптимизацию производственных затрат и экономию средств. Компания проводит работу по реализации программы трансформации бизнеса путем внедрения передовых практик и технологий управления для повышения эффективности деятельности.

Одним из проектов данной программы является концепция «Интеллектуального месторождения», которая была успешно протестирована на предприятиях АО «ЭмбаМунайгаз». Планируется распространение данного проекта на другие месторождения группы компаний АО «РД «КазМунайГаз».

Также в 2016 году был инициирован Проект «Блок 3 месторождения Узень», сформирован и утвержден бюджет проекта, заключены соответствующие соглашения с заинтересованными сторонами. Реализуемый в тесном взаимодействии с НИИ ТДБ, данный проект нацелен на увеличение добычи и снижение удельных эксплуатационных затрат в результате повышения эффективности разработки месторождения.

Изменение бизнес-модели

Ответом Компании на внешние вызовы явилась оптимизация ее бизнес-модели. В апреле 2016 года мы перешли на схему независимого процессинга нефти, что позволило смягчить отрицательное влияние низких цен. В условиях увеличения объемов поставок нефти на внутренний рынок, это также позволило РД КМГ исключить негативные последствия, связанные с непрозрачным ценообразованием предыдущей схемы. В период с апреля по декабрь 2016 года чистый доход от реализации нефтепродуктов (за вычетом всех расходов на переработку и маркетинг) составил 42 366 тенге за тонну на АНПЗ и 51 743 тенге за тонну на ПНХЗ, что выше себестоимости добычи и цен поставок на внутренний рынок в 2015 году.

С учетом ожидаемого завершения программы модернизации АНПЗ и ПНХЗ и улучшения корзины нефтепродуктов, а также принимая во внимание поступательное дерегулирование цен на внутреннем рынке в целом, мы ожидаем, что новая схема процессинга положительно повлияет на выручку и прибыль Компании в 2017 году. Вместе с тем, данная сфера бизнеса является новой для РД КМГ и положительные результаты нашей деятельности могут быть существенно улучшены за счет дальнейшей работы – повышения эффективности схемы поставок на внутренний рынок, исключения вспомогательных агентов, создания более тесных связей с международными трейдерами и т.д.

“ Ответом Компании на внешние вызовы явилась оптимизация ее бизнес-модели. В апреле 2016 года мы перешли на схему независимого процессинга нефти, что позволило смягчить отрицательное влияние низких цен. ”



Решение налоговых вопросов

Решение ряда налоговых вопросов способствовало улучшению наших финансовых результатов.

В течение 2016 года были решены критические вопросы по налогам, которые не могли быть урегулированы в течение нескольких последних лет, в том числе: возврат части НДС на сумму 24,5 млрд тенге за 2012 год. При этом РД КМГ намерена продолжить работу по возмещению оставшейся суммы.

Кроме того, в судах различных инстанций РД КМГ удалось добиться положительных результатов по налоговым проверкам за 2006 – 2008 и 2009 - 2012 годы.

Ставка НДС в 2016 году для месторождений ОМГ была снижена до 9,0% (по сравнению с 13,0% в 2015 году) согласно постановлению Правительства Республики Казахстан, при условии, что месторождения ОМГ будут учитывать потери за год по налоговому учету. По оценкам Компании, эффект от снижения ставки НДС в 2016 году составил 15 млрд тенге.

Перспективы развития и прогноз на 2017 год

В 2017 году мы продолжим работу по поддержанию стабильного уровня добычи, улучшению производственной эффективности, сохранению финансовой устойчивости и обеспечению социальной стабильности и развития в регионах нашей деятельности.

Согласно ожиданиям, в 2017 году объем добычи ОМГ составит порядка 5,8 млн тонн, а объем добычи ЭМГ – 2,8 млн тонн при увеличении общего объема на 3% от уровня 2016 года.

Доля РД КМГ в планируемой добыче КГМ, ССЕЛ и ПКИ в 2017 году, как ожидается, составит 3,5 млн тонн, что на 6% меньше объема добычи в 2016 году. Это обусловлено, главным образом, ожидаемым естественным снижением добычи нефти у компаний КГМ и ПКИ.

Компания также уделяет значительное внимание вопросам восполнения ресурсной базы. В 2017 году мы планируем продолжить доразведку на разрабатываемых месторождениях в Атырауской, Мангистауской и Западно-Казахстанской областях, развивать геологоразведочные работы на Федоровском блоке с целью расширения промышленной перспективности уже открытого газоконденсатного месторождения Рожковское, а также продолжить работы на разведочном блоке Карповский Северный.

В рамках развития геологоразведки по активам РД КМГ в среднесрочной перспективе мы рассматриваем несколько вариантов, включая доразведку на разрабатываемых месторождениях, приобретение новых активов, выход на новые геологоразведочные проекты путем прямых переговоров с Министерством энергетики Республики Казахстан.

В настоящее время ведутся переговоры с Министерством энергетики Республики Казахстан по оформлению контрактов на проведение геологоразведочных работ на трех разведочных блоках, прилегающих к разрабатываемым месторождениям ЭМГ. При этом, основными объектами изучения по новым площадям будут глубокие подсолевые отложения на глубинах залегания 5 500 - 7 500 м, а объектами разведки – карбонатные и терригенные отложения девона и, возможно, ордовика.

Увеличение прибыли и положительного денежного потока Компании также планируется обеспечить за счет совместной работы с государственными органами и НК КМГ по вопросам прозрачности формирования квот на внутренний рынок для всех недропользователей и оптимизации налоговой нагрузки добывающих активов. В рамках налогового вопроса мы продолжим работу по возврату остатка НДС за 2012-2015 годы, и по предоставлению льготы по НДС для ОМГ на весь период действия контрактов.

Вышеуказанные задачи наравне с работой по обеспечению выполнения плановых объемов добычи без существенного увеличения капитальных вложений и операционных расходов, а также работой по восполнению сырьевой базы в основных добывающих активах будут целевыми для получения положительных производственных и финансовых результатов в 2017 году.

В заключение я бы хотел поблагодарить всех наших работников за их неоценимый вклад в деятельность Компании в столь сложный период для всех предприятий в данном секторе. Мы с нетерпением ждем реализации наших многочисленных возможностей для развития бизнеса со всеми заинтересованными сторонами в 2017 году.

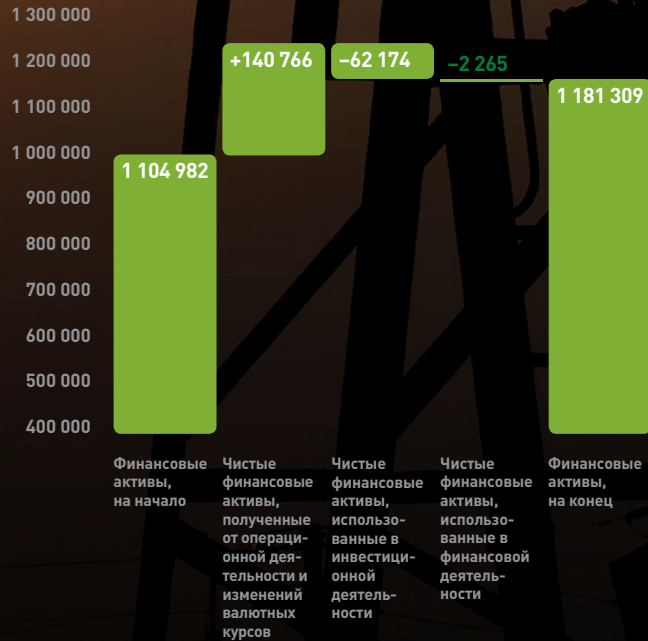
Курмангазы Исканиев
Генеральный директор
(Председатель Правления)

Денежные средства и их эквиваленты и финансовые активы выросли до 1 181 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года по сравнению с 1 105 млрд тенге на начало года или с 3,2 млрд долларов США до 3,5 млрд долларов США.

Достижение прогресса

Ответом Компании на ряд внешних вызовов стала оптимизация ее бизнес-модели.

Движение финансовых активов за 2016 год
млн тенге



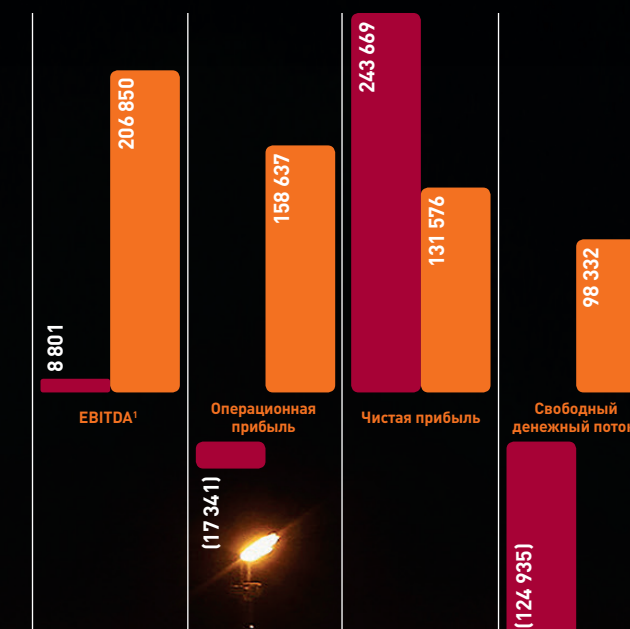
Поддержание прибыльности и
возвращение к генерированию
положительных денежных потоков.

Поддержание прибыльности

В 2016 году РД КМГ реализовала поставленные задачи и добилась увеличения операционной прибыли, а также начала генерировать положительные денежные потоки со второго квартала 2016 года.

Поддержание рентабельности и возвращение к
положительному денежному потоку в 2016 году
млн тенге

● 2015 ● 2016



¹ EBITDA включает доход от СП и финансовый доход.

² Свободный денежный поток рассчитывается как денежные потоки от операционной деятельности – Капвложения + Дивиденды, полученные от СП + Проценты полученные + приоритетный платеж от КБМ.

С апреля 2016 года
Компания перешла на
схему самостоятельного
процессинга нефти.

Основной целью данного проекта
являлась максимизация доходов в
условиях существующих цен на нефть.

Чистый доход от реализации
нефтепродуктов покрывает затраты
на производство.

Чистый доход от продажи нефтепродуктов
тенге за тонну



Максимизация ДОХОДОВ

Обращение Независимых директоров

С августа 2016 года взаимодействие между РД КМГ и АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» («НК КМГ»)) улучшилось, о чем свидетельствует достигнутый прогресс по таким вопросам, как возмещение НДС и схема реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Уважаемые акционеры,

2016 год стал еще одним непростым годом для Независимых неисполнительных директоров («ННД») РД КМГ, которые прилагали все усилия для соблюдения стандартов корпоративного управления и представления интересов миноритарных акционеров на уровне Совета директоров.

С августа 2016 года взаимодействие между РД КМГ и АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» («НК КМГ»)) улучшилось, о чем свидетельствует достигнутый прогресс по таким вопросам, как возмещение НДС и схема реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Н ниже перечислены области корпоративного управления, которым ННД уделяли основное внимание в 2016 году.

Договор о взаимоотношениях

В течение года ННД уделяли значительное количество времени рассмотрению выдвинутых НК КМГ предложений по внесению изменений в условия Договора о взаимоотношениях, заключенного между РД КМГ и НК КМГ во время проведения IPO РД КМГ в 2006 году («Предложения»).

Если бы Предложения НК КМГ были приняты, это ослабило бы механизмы защиты миноритарных акционеров и усилило бы контроль НК КМГ над РД КМГ. Кроме того, Предложения ограничили бы действие обязательств в сфере корпоративного управления и иных обязательств, принятых НК КМГ во время проведения IPO РД КМГ.

НК КМГ опубликовала Предложения 17 июня 2016 года, и ННД представили свой ответ на Предложения в тот же день. 3 августа 2016 года было проведено ВОСА с повесткой дня, предложенной НК КМГ, в целях предоставления независимым акционерам возможности проголосовать по Предложениям. На ВОСА 75,7% проголосовавших независимых акционеров отклонили Предложения.

Тот факт, что Предложения были отклонены, не отразился неблагоприятным образом на последующем взаимодействии РД КМГ и НК КМГ в сфере дальнейшей реализации инициатив, направленных на повышение эффективности и результативности РД КМГ.

Предложение о выкупе

НК КМГ направило Предложение о выкупе независимым акционерам, намеревающимся полностью или частично продать свои доли в КМГ РД («Предложение о выкупе»). Предложение о выкупе должно было вступить в силу при условии утверждения Предложений на ВОСА. Изначально в Предложении о выкупе была установлена цена в размере 7,88 долларов США за ГДР. Предполагалось, что она будет отражать исключительно стоимость денежных активов РД КМГ, и, соответственно, нефтегазовым активам РД КМГ стоимость не присваивалась. 14 июля цена Предложения о выкупе была изменена на 9 долларов США за ГДР. ННД, при консультационной поддержке NM Rothschild & Sons Limited и HSBC Bank plc, сочли, что пересмотренная цена Предложения о выкупе не была ни справедливой, ни обоснованной с точки зрения независимых акционеров РД КМГ.

Поскольку ВОСА отклонило Предложения, Предложение о выкупе не вступило в силу. 11 апреля (последняя дата, предшествующая моменту написания настоящего письма) цена закрытия ГДР РД КМГ была на уровне 10,25 долларов США за ГДР, т. е. приблизительно на 14% выше цены в пересмотренном Предложении о выкупе НК КМГ.

Стратегия

ННД считают, что со времени проведения ВОСА в августе 2016 года отношения между РД КМГ и НК КМГ улучшились по сравнению с ситуацией, существовавшей в течение 2015 года и вплоть до ВОСА. В частности, НК КМГ помогла РД КМГ с ее заявкой на возмещение НДС, в результате чего РД КМГ получила частичное возмещение НДС на сумму 24,6 млрд тенге (71 млн долларов США) в октябре 2016 года.

В то же время РД КМГ по-прежнему не в состоянии проводить собственную стратегию инвестирования денежных средств в приобретение активов на территории Республики Казахстан или выполнять значительную программу геологоразведочных работ. Указанные направления, вместе с повышением эффективности добычи, являются критически важными элементами создания стоимости для РД КМГ и ее акционеров. ННД считают, что с учетом проблем с ликвидностью, с которыми сталкивается НК КМГ, для нее крайне необходимо иметь возможность консолидировать в составляемой ею финансовой отчетности денежные средства РД КМГ. Таким образом, хотя разговоры о возможной продаже активов НК КМГ в пользу РД КМГ и имели место, никакого прогресса в этой сфере достигнуто не было. Соответственно, денежные средства РД КМГ продолжают накапливаться и остаются доступными для консолидации в финансовой отчетности НК КМГ. Устойчивое в финансовом отношении положение НК КМГ будет в интересах РД КМГ, поскольку в этом случае возникает возможность инвестирования денежных средств РД КМГ.

Поставки нефти на внутренний рынок

Что касается поставок на внутренний рынок, переход от продажи нефти к схеме ее самостоятельного процессинга, начиная с апреля 2016 года, стал благоприятным изменением для миноритарных акционеров. Чистая выручка, полученная от продажи нефтепродуктов за девять месяцев, закончившихся 31 декабря, составила 42 366 тенге за тонну в Атырау и 51 743 тенге за тонну в Павлодаре. В то же время, отраженные в отчете данные о выходе

нефтепродуктов говорят о значительных потерях, и ННД продолжают изучать причины таких потерь при переработке. Ответственность за модернизацию участвующих в схеме НПЗ несет НК КМГ, и ННД надеются на то, что программа модернизации, завершение которой прогнозируется в 2017 году на АНПЗ и ПНХЗ, принесет ожидаемое повышение эффективности нефтепереработки.

ННД привлекли аудиторскую фирму Ernst & Young для выполнения согласованных ННД процедур оценки обоснованности цен реализации сырой нефти, предписанных РД КМГ для продажи в адрес АО «КазМунайГаз - переработка и маркетинг» («КМГ ПМ») в первом квартале 2016 года. Результаты проведения этих процедур помогли ННД согласовать условия договора с КМГ ПМ в отношении первого квартала 2016 года.

По согласованию с НК КМГ Компания в 2017 году будет осуществлять маркетинговую деятельность, ранее выполнявшуюся КМГ ПМ.

В течение 2016 года Правительство Республики Казахстан увеличило квоту РД КМГ на поставки нефти на казахстанские НПЗ до приблизительно 40% совокупной добычи. Процесс установления Правительством квот на поставку сырья казахстанским НПЗ непрозрачен, и эта непрозрачность продолжает беспокоить ННД.

Дивиденды и сумма денежных средств

В 2016 году руководство РД КМГ рекомендовал Совету директоров (СД) утвердить выплату дивиденда по простым акциям РД КМГ за 2015 финансовый год. ННД предложили выплатить более высокий дивиденд, чем было рекомендовано, а также специальный дивиденд. Несмотря на стабильное финансовое положение РД КМГ, НК КМГ воспользовалась своим контролем над СД, чтобы не выплачивать дивиденды по простым акциям Компании.

12 апреля 2017 года Совет директоров РД КМГ объявил о своем решении выплатить дивиденд в размере 289 тенге за акцию (0,15 долларов США за ГДР, конвертировано по среднему обменному курсу 311,37) за 2016 год.

В течение 2016 года руководство Компании добилось хороших операционных результатов и сообщило о прибыли после налогообложения в размере 132 млрд тенге (приблизительно 385 млн долларов США, конвертировано по среднему обменному курсу 341,8 в 2016 году). Компания получила свободный денежный поток в размере 98,3 млрд тенге (около 288 млн долларов США). По состоянию на 31 декабря 2016 года сумма чистых денежных средств Компании составила 3,5 млрд долларов США по сравнению с 3,2 млрд долларов США на начало года.

ННД считают, что выплата дивидендов в размере 1 155 тенге за акцию (0,62 долларов США за ГДР) была бы более подходящей, принимая во внимание: сильные операционные результаты Компании; достижение прибыли после налогообложения; получение положительного свободного денежного потока; сильное финансовое положение Компании и сравнительную рыночную дивидендную доходность в нефтегазовом секторе. Общая сумма выплаты такого дивиденда (249 млн долларов США) составляет 64,7% прибыли Компании после налогообложения и 86,5% свободного денежного потока, что подразумевает дивидендную доходность на уровне 6,2%. Сумма чистых денежных средств после выплаты предложенного дивиденда гипотетически составила бы 3,27 млрд долларов США по состоянию на конец финансового года.

Как отмечалось в разделе «Стратегия» настоящего письма, 2016 год стал еще одним годом, в течение которого РД КМГ не приобрела значительных нефтегазовых активов и не осуществляла крупных инвестиций в программу геологоразведочных работ. На этом фоне ННД еще раз рекомендовали (четвертый год подряд) Совету директоров выплатить специальный дивиденд в целях распределения избыточных денежных средств среди акционеров. Однако НК КМГ воспользовалась своим контролем над Советом директоров, чтобы отклонить рекомендации ННД по выплате дивидендов. ННД считают, что голосование представителей НК КМГ в Совете директоров за сохранение большой суммы чистых денежных средств на балансе Компании обеспечивает интересы НК КМГ, но противоречит интересам Компании или акционеров в целом.

ННД

После десяти лет безупречной службы на посту ННД Эдди Уолш не будет выдвигать свою кандидатуру на переизбрание в состав СД на предстоящем ГОСА. Остальные ННД хотели бы официально выразить ему благодарность за значительный вклад и пожелать ему и его семье всего наилучшего.

В соответствии с положениями Договора о взаимоотношениях Комитет по назначениям приступил к поиску ННД на его замену. По результатам проведенного конкурса Комитет назначил профессиональную консалтинговую фирму по подбору персонала для оказания содействия, и после серии собеседований Комитет определил кандидата с соответствующим опытом работ в нефтегазовой отрасли, который будет предложен в качестве ННД на предстоящем ГОСА.

Вознаграждение ННД не рассматривалось в течение 6 лет и в феврале 2017 года было создано ВОСА для утверждения пересмотренного размера выплаты вознаграждений. По результатам голосования на ВОСА 71,3% проголосовавших миноритарных акционеров утвердили пересмотренное вознаграждение, и ННД хотели бы поблагодарить их за поддержку. Однако решение не было принято НК КМГ.

Заключение

В 2017 году ННД продолжают работу по соблюдению стандартов корпоративного управления и защите интересов миноритарных акционеров РД КМГ. Конструктивные в последнее время отношения с НК КМГ демонстрируют, что при должном взаимодействии и правильных ориентирах можно добиться значительного прогресса в дальнейшем повышении показателей и обеспечить основы для будущего роста.

Филип Дэйер

Независимый неисполнительный директор

Аластэр Фергюсон

Независимый неисполнительный директор

Эдвард Уолш

Независимый неисполнительный директор

Ключевые события года

1-й квартал

- Компания объявила результаты геологоразведочных работ на структуре северо-восточного крыла С. Нуржанов, блоках Лиман и Аккудук. Перспективные ресурсы новой залежи на северо-восточном крыле месторождения С. Нуржанов предварительно оцениваются на уровне 3,9 млн тонн извлекаемого углеводородного сырья.
- Независимая консалтинговая фирма DeGolyer and MacNaughton («D&M») провела оценку запасов жидких углеводородов по состоянию на 31 декабря 2015 года. Согласно отчету D&M, доказанные и вероятные запасы (2P) жидких углеводородов без учета долей Компании в ТОО «СП «Казгермунай» («КГМ»), ССЕЛ («Каражанбасмунай») и «ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ») составили 152 млн тонн (1 115 млн баррелей), что на 15% больше, чем по оценке на конец 2014 года. Доказанные запасы (1P) жидких углеводородов составили 99 млн тонн (723 млн баррелей), а доказанные, вероятные и возможные запасы (3P) – 204 млн тонн (1 491 млн баррелей).
- За первые три месяца 2016 года совокупный объем добычи РД КМГ составил 3 043 тыс. тонн сырой нефти (247 тыс. баррелей в сутки) с учетом долей Компании в КГМ, ССЕЛ и ПКИ, то есть остался практически на таком же уровне, что и аналогичном периоде 2015 года.
- Выручка за первые три месяца 2016 года составила 121 млрд тенге (341 млн долларов США), чистая прибыль – 0,9 млрд тенге (3 млн долларов США), сумма чистых денежных средств на 31 марта 2016 года – 1 051 млрд тенге (3,1 млрд долларов США), капитальные вложения – 28 млрд тенге (80 млн долларов США).

2-й квартал

- Избран новый состав Совета директоров РД КМГ со сроком полномочий один год до 25 мая 2017 года включительно. По решению внеочередного собрания акционеров в состав Совета директоров РД КМГ от АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» вместо Жангаулова Ержана Арыстанбековича вошел Густав Луис Юджин Ван Меербеке.
- В апреле 2016 года Компания перешла на схему самостоятельного процессинга нефти для поставок на внутренний рынок. В соответствии с новой схемой, РД КМГ поставляет нефть на АНПЗ и ПНХЗ для переработки с последующей реализацией полученных нефтепродуктов через АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг» («КМГ ПМ») в соответствии с заключенным договором поручительства.
- Годовым общим собранием акционеров принято решение не выплачивать дивиденды по простым акциям по итогам 2015 года. В соответствии с Уставом РД КМГ было решено выплатить годовой минимальный гарантированный дивиденд в размере 25 тенге (включая налоги, удерживаемые в соответствии с законодательством Казахстана) на одну привилегированную акцию. Сумма выплат составила около 52 млн тенге (153 тыс. долларов США).
- В течение первого полугодия 2016 года консолидированная добыча с учетом долей в КГМ, ССЕЛ и ПКИ составила 6 078 тыс. тонн сырой нефти (246 тыс. баррелей в сутки), что на 0,7% меньше, чем в аналогичном периоде 2015 года. Реализация нефтепродуктов во втором квартале 2016 года в соответствии со схемой самостоятельного процессинга нефти составила 761,2 тыс. тонн.
- Выручка Компании за первые шесть месяцев 2016 года составила 313 млрд тенге (907 млн долларов США), что на 30% выше, чем в аналогичном периоде 2015 года. Чистая прибыль первых шести месяцев 2016 года составила 17,2 млрд тенге (50 млн долларов США), в то время как показатель за тот же период 2015 года составил 2,9 млрд тенге (16 млн долларов США). Сумма чистых денежных средств на 30 июня 2016 года составила 1 065 млрд тенге (3,1 млрд долларов США), что на 85 млн долларов США больше суммы чистых денежных средств по состоянию на конец первого квартала 2016 года.

3-й квартал

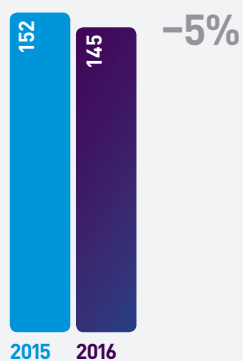
- РД КМГ получила от КМГ ПМ платеж в размере 44 млрд тенге (130 млн долларов США) за поставки сырой нефти, произведенные на внутренний рынок в 2015 году.
- Компания провела ВОСА по требованию мажоритарного акционера НК КМГ. Независимые акционеры проголосовали «против» внесения изменений и дополнений в Договор о взаимоотношениях и Устав Компании. Соответственно, Предложение о выкупе не вступило в силу.
- Согласно постановления Верховного суда Республики Казахстан сумма претензий по налоговым проверкам за 2006-2008 годы была снижена на 5,4 млрд тенге с 12,2 млрд тенге.
- Была удовлетворена заявка ОМГ о временном снижении ставки налога на добычу полезных ископаемых («НДПИ») в отношении месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области. Пониженная ставка НДПИ была установлена на уровне 9,0% на весь 2016 год (по сравнению с 13,0% в 2015 году), при условии, что в 2016 году по месторождениям Узень и Карамандыбас в налоговом учете будет отражен убыток.
- Кристофер С. Хопкинсон подал заявление об отставке с должности Председателя СД Компании по семейным обстоятельствам. Новым Председателем был избран Игорь Гончаров, который является членом СД РД КМГ с ноября 2015 года и занимает должность Старшего вице-президента по добыче нефти и газа НК КМГ.
- РД КМГ с учетом принадлежащих ей долей в КГМ, ССЕЛ и ПКИ добыла 9 134 тыс. тонн сырой нефти (246 тыс. баррелей в сутки) за девять месяцев 2016 года, на 1% меньше, чем за тот же период 2015 года. В апреле-сентябре 2016 года РД КМГ реализовала 1 519 тыс. тонн нефтепродуктов в соответствии со схемой самостоятельного процессинга нефти.
- Выручка за первые девять месяцев 2016 года составила 515 млрд тенге (1 496 млн долларов США), что на 47% выше, чем за аналогичный период 2015 года. Чистая прибыль за первые девять месяцев 2016 года составила 76 млрд тенге (220 млн долларов США), чистые денежные потоки от операционной деятельности – 108 млрд тенге (314 млн долларов США). Сумма чистых денежных средств на 30 сентября 2016 года составила 1 145 млрд тенге (3,4 млрд долларов США).

4-й квартал

- Принято положительное решение по заявке Компании на возмещение налога на добавленную стоимость («НДС»). Сумма подтвержденного к возмещению НДС составила 24,5 млрд тенге (74 млн долларов США).
- Компания объявила о положительных результатах испытаний разведочно-оценочной скважины на Рожковском месторождении, расположенном в пределах Федоровского блока.
- По решению ВОСА Абденов Серик Сакбалдиевич, Вице-президент по управлению человеческими ресурсами НК КМГ, был избран новым членом СД РД КМГ вместо Кристофера Хопкинсона, чьи полномочия в качестве члена СД были досрочно прекращены.
- СД Компании утвердил бюджет на 2017 год и бизнес-план на 2017-2021 годы. Бюджет на 2017 год составлен, исходя из прогноза цены на нефть марки Brent в размере 45 долларов США за баррель и курса 360 тенге за доллар США. Общий планируемый объем добычи в 2017 году в ОМГ и ЭМГ составляет 8,7 млн тонн (175 тыс. баррелей в сутки), что соответствует увеличению на 3% относительно уровня добычи 2016 года благодаря комплексу мероприятий на существующем фонде скважин, а также дополнительным геолого-техническим мероприятиям.
- В 2016 году РД КМГ с учетом принадлежащих ей долей в КГМ, ССЕЛ и ПКИ добыла 12 155 тыс. тонн нефти (245 тыс. баррелей в сутки), что на 2% меньше, чем в 2015 году. Реализация нефтепродуктов в апреле-декабре 2016 года в соответствии со схемой самостоятельного процессинга нефти составила 2 324 тыс. тонн.
- Выручка за 2016 год увеличилась на 37% относительно предыдущего года и составила 727 млрд тенге (2 128 млн долларов США). Чистая прибыль 2016 года составила 132 млрд тенге (385 млн долларов США), чистые денежные потоки от операционной деятельности – 159 млрд тенге (466 млн долларов США). Сумма чистых денежных средств на 31 декабря 2016 года составила 1 172 млрд тенге (3,5 млрд долларов США), что на 79 млрд тенге (295 млн долларов США) или 7% выше суммы чистых денежных средств по состоянию на 31 декабря 2015 года.

Ключевые финансовые и операционные показатели

Запасы категории 2P
млн тонн*



Добыча нефти
млн тонн/год**



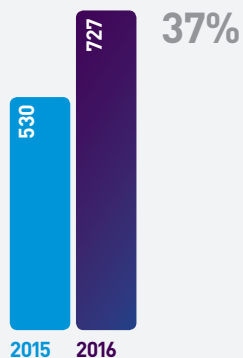
Объем реализации
млн тонн/год**



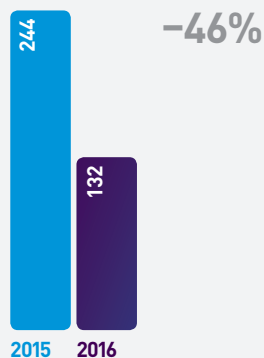
Экспорт
млн тонн/год**



Выручка
млрд тенге*



Чистая прибыль
млрд тенге*



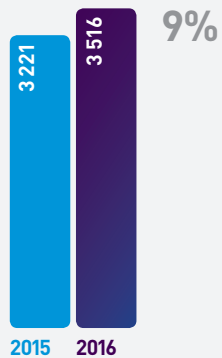
Капитальные вложения
млрд тенге*



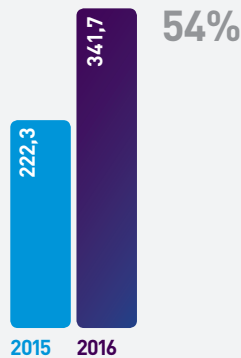
Чистые денежные средства
млрд тенге***



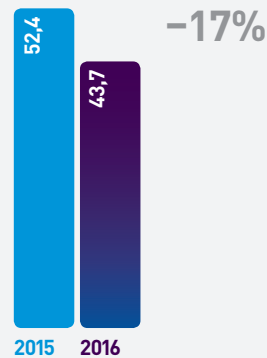
Чистые денежные средства
млн долларов США ***



Средний обменный курс
тенге/доллар США



Средняя цена Brent
долларов США/бнс



*Без учета долей в КГМ, ССЕЛ и ПКИ.

**С учетом долей в КГМ, ССЕЛ и ПКИ.

***Денежные средства, эквиваленты денежных средств и прочие финансовые активы за вычетом заимствований.

Обзор рынка

К основным макроэкономическим факторам, влияющим на финансовое положение Компании, относятся: динамика цен на нефть, темпы инфляции, колебания валютных курсов, в частности, обменного курса тенге к доллару США.

	2016	2015	Изменение
Средняя цена Brent (DTD)	43,73	52,39	-17%
Уровень инфляции – Казахстан (%)	8,5%	13,6%	-38%
Средний обменный курс (тенге за 1 доллар США)	341,76	222,25	54%
Обменный курс на отчетную дату (тенге за 1 доллар США)	333,29	339,47	-2%

С 20 августа 2015 года Правительством Республики Казахстан и НБК было принято решение о переходе к режиму свободно плавающего обменного курса тенге.

Реализация нефти и нефтепродуктов в Республике Казахстан

Добыча нефти и конденсата в Казахстане в 2016 году составила 78 млн тонн нефти (98,2% по сравнению с 2015 годом и 103,4% по сравнению с планом на 2016 год). В 2017 году уровень добычи составит примерно 81 млн тонн нефти в соответствии с планом, утвержденным Министерством энергетики Республики Казахстан.

Объем экспорта нефти и конденсата из Казахстана в 2016 году составил 62,2 млн тонн (102% по сравнению с планом 2015 года) или около 80% от общего уровня добычи. Экспорт казахстанской нефти производится через трубопроводы КТК и Атырау-Самара в страны Европы, на терминалы Черного и Балтийского моря, а также через трубопровод Казахстан-Китай.

Объем переработки нефти по республике в 2016 году составил 14,5 млн тонн (99,5% по сравнению с 2015 годом и 102,3% по сравнению с планом 2016 года). На Атырауском нефтеперерабатывающем заводе («АНПЗ») было переработано 4,7 млн тонн нефти, на Павлодарском нефтехимическом заводе («ПНХЗ») – 4,6 млн тонн нефти, а на Шымкентском нефтеперерабатывающем заводе («ПКОП») – 4,5 млн тонн нефти. В 2017 году в соответствии с планом переработки нефти и производства нефтепродуктов, утвержденным Министерством энергетики Республики Казахстан, планируется переработать около 14,5 млн тонн нефти.

В 2016 году около 30% от общего объема потребления бензина марки АИ-92 на внутреннем рынке было импортировано из России. По информации Министерства энергетики Республики Казахстан, по результатам завершения модернизации вышеуказанных нефтеперерабатывающих заводов (завершение модернизации АНПЗ и ПНХЗ ожидается в 2017 году, а ПКОП – в 2018 году), совокупная мощность нефтепереработки увеличится до 17,5 млн тонн сырой нефти в год, а производство светлых нефтепродуктов увеличится на 3,3 млн тонн в год. Таким образом, завершение модернизации позволит к 2019 году полностью удовлетворить внутренний спрос Республики Казахстан на светлые нефтепродукты за счет собственных ресурсов.

Реализация нефти и нефтепродуктов РД КМГ

В соответствии со статьей 18 Закона РК «О недрах и недропользовании» от 24 июня 2010 года в компетенцию уполномоченного органа в области нефти и газа, Министерства энергетики Республики Казахстан, входит определение количества нефти для переработки и транспортировки на территории Республики Казахстан и за ее пределами в объемах, необходимых для покрытия, в случае такой необходимости, потребностей внутреннего рынка в горюче-смазочных материалах. Таким образом, РД КМГ обязана в первоочередном порядке осуществлять транспортировку нефти в направлении АНПЗ и ПНХЗ в целях насыщения нефтью внутреннего рынка Республики Казахстан. Транспортировку нефти на экспорт можно производить после выполнения обязательств по поставкам нефти на внутренний рынок.

До апреля 2016 года Компания поставляла часть добытой нефти АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг» («КМГ ПМ»). Для оптимизации бизнес-процессов в условиях сложившейся конъюнктуры рынка и увеличения свободного денежного потока Компании на внутреннем рынке, РД КМГ перешла на самостоятельную схему процессинга нефти, начиная с апреля 2016 года.

Компания начала перерабатывать сырую нефть на АНПЗ и ПНХЗ, и самостоятельно продавать нефтепродукты через КМГ ПМ, выступающего в качестве агента по продажам. С 1 января 2017 года Компания прекратила пользоваться услугами КМГ ПМ в качестве своего агента по продажам и начала продавать нефтепродукты самостоятельно.

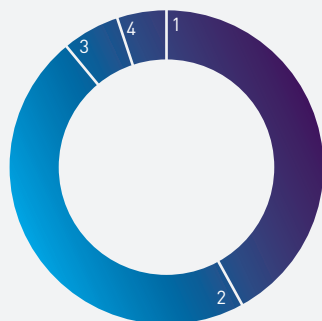
В первом квартале 2016 года, до перехода на схему самостоятельного процессинга нефти поставки на внутренний рынок составили 830 тыс. тонн. В течение оставшейся части 2016 года на внутренний рынок было поставлено 2 629 тыс. тонн сырой нефти для последующей переработки. В апреле-декабре 2016 года в соответствии со схемой процессинга нефти было произведено 2 436 тыс. тонн нефтепродуктов, на реализацию направлено 2 324 тыс. тонн. В апреле-декабре 2016 года около 20% светлых нефтепродуктов, поставленных из казахстанских НПЗ на внутренний рынок, были произведены из ресурсов ОМГ и ЭМГ.

Производство нефтепродуктов за апрель-декабрь 2016 года — АНПЗ

тыс. тонн

Всего
1 999

1	Светлые	42%
2	Темные	47%
3	Потери	6%
4	Прочие	5%

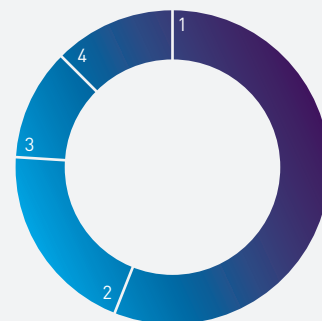


Производство нефтепродуктов за апрель-декабрь 2016 года — ПНХЗ

тыс. тонн

Всего
617

1	Светлые	56%
2	Темные	20%
3	Потери	11%
4	Прочие	13%



Компания реализует светлые нефтепродукты, которые производятся на АНПЗ, преимущественно на внутреннем рынке. Темные и прочие нефтепродукты, такие как мазут и вакуумный газойль, ориентированы на экспорт. Все светлые и темные нефтепродукты, производимые на ПНХЗ, реализуются Компанией на внутреннем рынке.

Основными факторами, влияющими на ценообразование нефтепродуктов, поставляемых на внутренний рынок, являются: затраты на переработку и транспортировку, налоговая нагрузка, различные пошлины, стоимость добычи нефти, а также макроэкономические и законодательные факторы Республики Казахстан.

При реализации светлых нефтепродуктов на внутреннем рынке, РД КМГ использует данные обзора Argus Рынок Каспия, содержащего котировки основных сортов нефтепродуктов стран Каспия и Центральной Азии, которые являются индикаторами цен на нефтепродукты на внутреннем рынке.

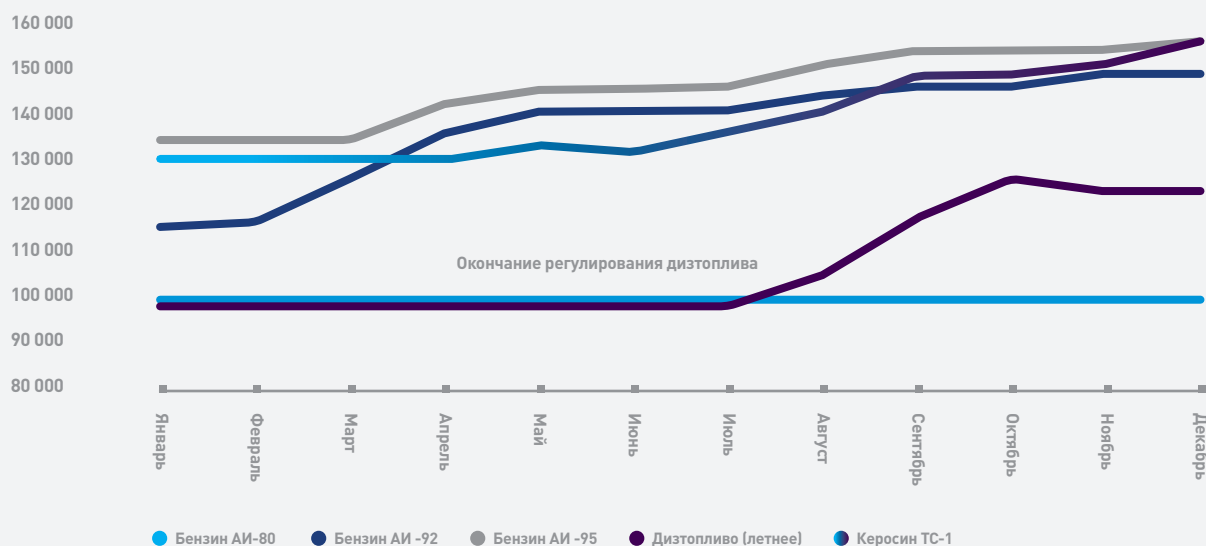
Цены на светлые нефтепродукты, такие как бензин марки АИ-92 и дизельное топливо, формируются на рыночных условиях. На сегодня государством регулируются только цены на бензин марки АИ - 80, согласно внесенным поправкам от 29 июля 2016 года в приказ Министерства энергетики Республики Казахстан от 8 декабря 2014 года №183 «Об утверждении перечня нефтепродуктов, на которые устанавливается государственное регулирование». Предельная розничная цена бензина марки АИ-80 в Казахстане установлена на уровне 89 тенге за литр.

В сентябре 2015 года правительство Казахстана отказалось регулировать цены на АИ-92-93 в целях исключения дефицита бензина этой марки. В августе 2016 году цены на дизельное топливо также были дерегулированы. С момента дерегулирования среднемесячная цена дизельного топлива на рынке выросла ориентировочно на 30% к концу 2016 года. Среднемесячные цены на светлые нефтепродукты, такие как бензин марки АИ-92, АИ-95 и керосин ТС-1, показали положительную динамику роста в 2016 году согласно данным Argus Рынок Каспия.

Высокая доля импорта бензина и дизельного топлива из России оказывает значительное влияние на ценообразование на казахстанском рынке нефтепродуктов. В графике ниже представлена динамика изменения среднемесячных цен на светлые нефтепродукты (на условиях FCA) в 2016 году, которые реализуются Компанией на внутреннем рынке, начиная с апреля 2016 года в соответствии с самостоятельной схемой процессинга.

Динамика цен на светлые нефтепродукты в 2016 году

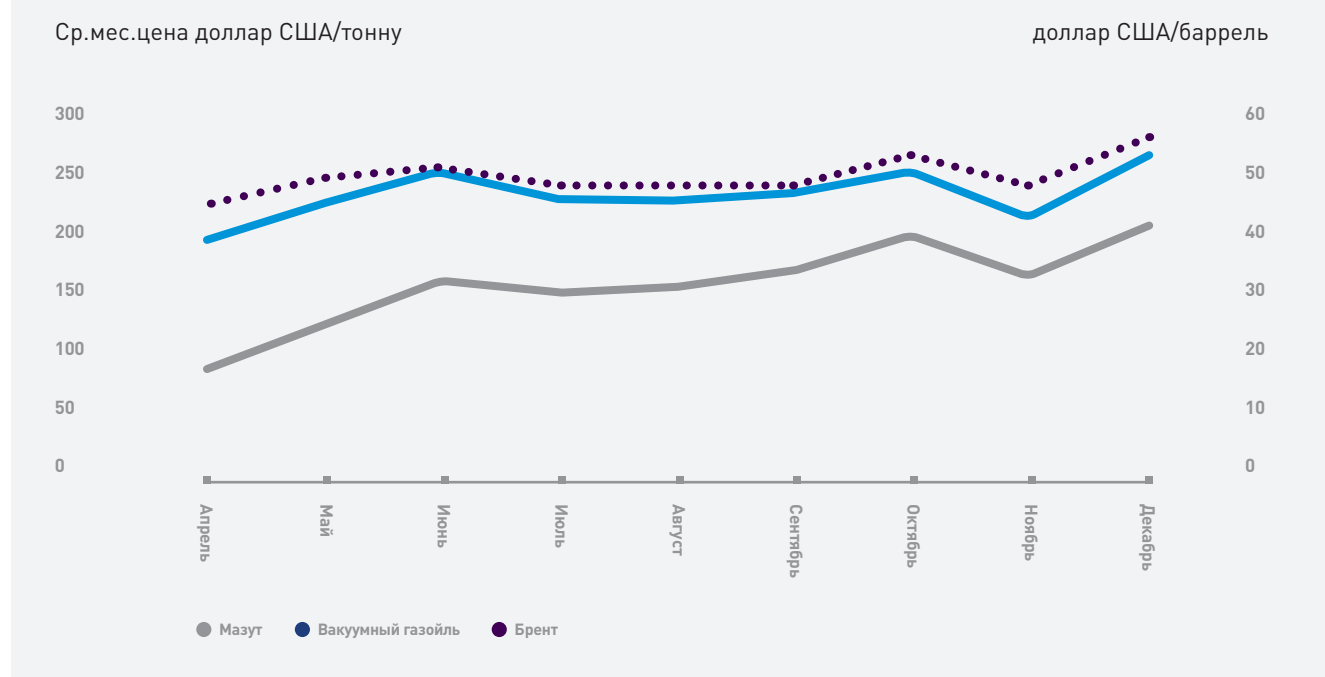
Ср.мес.цена тенге за тонну



В части экспортируемых нефтепродуктов с АНПЗ, РД КМГ использует ценовые котировки, сложившиеся на бирже и публикуемые информационным агентством Platts, с учетом дифференциала. Такими нефтепродуктами являются мазут и вакуумный газойль.

На графике ниже указаны среднемесячные цены на экспортируемые с АНПЗ нефтепродукты, демонстрируя позитивную динамику роста в апреле-декабре 2016 года и положительную корреляцию с ценой нефти марки Brent.

Динамика цен экспортируемых нефтепродуктов



Источники: Комитет по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, Министерство энергетики Республики Казахстан, Argus Рынок Каспия, данные Platts.

Обзор операционной деятельности

Добыча нефти

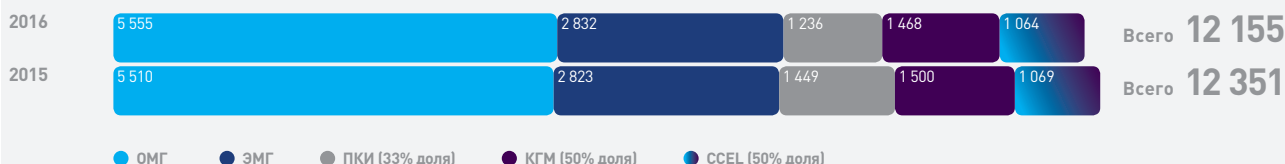
Важной составляющей дальнейшего развития Компании является повышение эффективности добычи на зрелых месторождениях. Для выполнения этой задачи на производственных объектах РД КМГ на постоянной основе осуществляется контроль

производственных процессов с целью их оптимизации, соблюдение политики энергосбережения, а также ведется поиск способов повышения коэффициента извлечения нефти.

В 2016 году РД КМГ с учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай» («КГМ»), АО «Каражанбасмунай» («ССЕЛ») и «ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ») добыла 12 155 тыс. тонн нефти (245 тыс. баррелей в сутки), на 2% меньше, чем в 2015 году.

Объем добычи за период

тыс. тонн



Среднесуточная добыча

тыс. бнс



Добыча ОМГ и ЭМГ

АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) добыло 5 555 тыс. тонн (112 тыс. баррелей в сутки), что на 1% больше по сравнению с 2015 годом. За период 2012 – 2016 годов ОМГ продемонстрировала поступательный рост добычи, на 605 тыс. тонн за четыре года или приблизительно на 150 тыс. тонн в среднем за год.

АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) добыло 2 832 тыс. тонн (57 тыс. баррелей в сутки), на 0,3 % больше, чем в 2015 году. Добыча ЭМГ находится на стабильном уровне.

В результате общий объем добычи ОМГ и ЭМГ составил 8 387 тыс. тонн (169 тыс. баррелей в сутки), что на 1% больше по сравнению с 2015 годом.

В 2016 году на основных активах ОМГ и ЭМГ были пробурены 245 эксплуатационных добывающих и нагнетательных скважин, что на 13% меньше по сравнению с 2015 годом.

Добыча нефти от ввода новых скважин в ОМГ в 2016 году составила 485 тыс. тонн по сравнению с 523 тыс. тонн в 2015 году в результате уменьшения количества ввода новых скважин по сравнению с 2015 годом. В отчетном периоде в ОМГ был осуществлен капитальный ремонт 949 скважин, что обеспечило 403 тыс. тонн дополнительной добычи; капитальный ремонт 921 скважины в 2015 году обеспечил 433 тыс. тонн дополнительной добычи.

Фонд скважин на 31 декабря 2016*	Вводных скважин 2016*	Вводных скважин 2015*		КРС 2016	КРС 2015	ПРС 2016	ПРС 2015
Кол-во скважин				Кол-во капитальных ремонтов скважин		Кол-во подземных ремонтов скважин	
5 141	169	229	ОМГ	949	921	13 512	14 335
2 652	47	54	ЭМГ	246	248	3 398	3 541
1 309	19	84	ПКИ (100%)**	150	195	623	831
245	23	33	КГМ (100%)**	62	56	114	101
3 657	51	112	ССЕЛ (100%)**	59	20	3 794	3 370

* Эксплуатационные скважины, включая нагнетательные скважины.

** 100% от количества операций в СП и ассоциированной компании.

Добыча нефти от ввода новых скважин в ЭМГ в 2016 году составила 78 тыс. тонн по сравнению с 66 тыс. тонн нефти в 2015 году. Капитальный ремонт 246 скважин в 2016 году обеспечил 122 тыс. тонн дополнительной добычи; капитальный ремонт 248 скважин в 2015 году обеспечил 97 тыс. тонн дополнительной добычи. Суммарно в ОМГ и ЭМГ в 2016 году был осуществлен капитальный ремонт 1 195 скважин по сравнению с 1 169 скважинами в 2015 году. Операции по подземному ремонту были проведены на 16 910 скважинах.

Основные показатели деятельности АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) и АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) на конец 2016 года

	ОМГ	ЭМГ	РДКМГ
Количество месторождений	2	41	43
Количество добывающих скважин	3 916	2 215	6 131
Количество нагнетательных скважин	1 226	437	1 663
Среднесуточный дебит на 1 скважину, по нефти, тонн в сутки	4,5	3,8	4,2
Запасы нефти категории 2Р, млн баррелей	681	284	965
Лифтинг затраты, доллар США за баррель	9,9	7,8	9,3
Лифтинг затраты, тенге за тонну	25 087	19 786	23 297
Добыча нефти за 2016 г., тыс. тонн в сутки	15,2	7,7	22,9
Добыча нефти за 2016 г., тыс. бнс	112	57	169

Планируемый объем добычи в 2017 году в ОМГ составляет 5,8 млн тонн (117 тыс. баррелей в сутки), а в ЭМГ – 2,8 млн тонн (57 тыс. баррелей в сутки). Общий планируемый объем добычи ОМГ и ЭМГ в 2017 году составляет 8,7 млн тонн (175 тыс. баррелей в сутки),

что на 3% больше добычи в 2016 году за счет комплексных мероприятий по работе с переходящим фондом скважин и дополнительных геолого-технических мероприятий.

Добыча КГМ, ССЕЛ и ПКИ

Доля РД КМГ в добыче компаний КГМ, ССЕЛ и ПКИ в 2016 году составила 3 768 тыс. тонн (76 тыс. баррелей в сутки), на 6% меньше, чем в 2015 году, главным образом в связи с естественным снижением уровня добычи нефти в ПКИ.

Доля РД КМГ в планируемом объеме добычи нефти компаний КГМ, ССЕЛ и ПКИ в 2017 году составляет 3,5 млн тонн (72 тыс. баррелей в сутки), на 6% меньше добычи в 2016 году, главным образом в связи с ожидаемым естественным снижением уровня добычи нефти в ПКИ и КГМ.

Основные показатели деятельности ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), «ССЕЛ», «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) за 2016 год

	КГМ	ССЕЛ	ПКИ
Количество месторождений	3	1	12
Количество добывающих скважин	215	2 755	850
Количество нагнетательных скважин	30	809	361
Запасы нефти категории 2Р, млн баррелей	67	154	45
Лифтинг затраты, доллар США/баррель	2,0	16,0	3,7
Добыча нефти за 2016 год, тыс.бнс	31	19	26

Проект «Блок 3» в ОМГ

В 2016 году АО «ОМГ» совместно с ТОО «НИИ технологий добычи и бурения «КазМунайГаз» («НИИ ТДБ») инициировало проект «Блок 3» в целях определения мер повышения эффективности для увеличения добычи на месторождениях ОМГ.

Данный проект нацелен на: определение мер по повышению эффективности для увеличения добычи нефти на месторождении Узень; снижение удельных эксплуатационных затрат по добыче нефти за тонну в результате повышения эффективности разработки на «Блоке 3» месторождения Узень, в том числе путем применения экономически эффективных и обоснованных техник и технологий; совершенствование процессов управления; мониторинг и контроль за разработкой месторождения в режиме реального времени («Интеллектуальное месторождение»), и внедрение проверенных практик и методов управления проектом, примененных в процессе разработки «Блока 3» месторождения Узень, на других месторождениях углеводородов.

Кроме того, в течение 2016 года в ОМГ было улучшено качество и комплаенс тендерной документации (технической спецификации), что привело к существенной экономии при закупках, благодаря усилению конкурентной среды среди потенциальных поставщиков.

Проект «Интеллектуальное месторождение» в ЭМГ

АО «РД «КазМунайГаз» одним из первых реализовал в Казахстане концепцию «Интеллектуальное месторождение» («ИМ»), в результате которой управление процессами добычи углеводородов из месторождения Узай АО «Эмбаунайгаз» (ЭМГ) осуществляется на базе инновационной системы.

Внедрение концепции «Интеллектуального месторождения» в ЭМГ – один из пилотных проектов, направленных на повышение эффективности расходов и производительности труда. Основной задачей проекта является интеграция различных моделей и систем, которая позволит объединить все важные объекты добычи, усилив тем самым производственный потенциал Компании, быстро идентифицировать

область потерь нефти, увеличить качество выявления их причин и контролировать производственное оборудование, повысить эффективность работы добывающего и нагнетательного фонда, а также сократить операционные расходы по эксплуатации оборудования.

После внедрения проекта параметры скважин месторождения Узай в онлайн-режиме удаленно транслируются в диспетчерскую НГДУ. Параллельно вся информация поступает в Центр визуализации производственных процессов в ЭМГ, где она также анализируется и на ее основе осуществляется долгосрочное планирование. Таким образом, в систему удаленного мониторинга и управления объектами нефтедобычи вовлечены специалисты всех ветвей управления.

Внедрение проекта позволило оптимизировать затраты на потребляемые энергоресурсы и, в частности, сократить потребление электроэнергии в 2016 году на 33%, повысить коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин и соответственно сократить количество подземных ремонтов. По сравнению с периодом до внедрения проекта, упорядочен учет добываемой нефти по каждой скважине.

Для детальной оценки эффективности от внедрения проекта требуется более длительный период, однако проект уже сейчас показал свою эффективность. Концепцию «Интеллектуальных месторождений» планируется тиражировать на другие месторождения РД КМГ, такие как Узень, Каражанбас, С. Нуржанов, Актобе, Досмухамбетовское и Западная Прорва.

Поставки на экспорт и внутренний рынок

ОМГ и ЭМГ поставляют добываемую нефть на экспорт по двум основным маршрутам: через трубопроводы Каспийского Трубопроводного Консорциума («КТК») и Узень-Атырау-Самара («УАС»). В целях обеспечения обязательств по поставкам на внутренний рынок ОМГ и ЭМГ также поставляют добываемую нефть на внутренний рынок.

Реализация ОМГ и ЭМГ в 2016 году составила 8 405 тыс. тонн сырой нефти (165 тыс. баррелей в сутки), в том числе 4 946 тыс. тонн (97 тыс. баррелей в сутки) сырой нефти на экспорт, что составляет 59% от общего объема реализации, и 3 459 тыс. тонн (68 тыс. баррелей в сутки) сырой нефти на внутренний рынок. Кроме того, 4 тыс. тонн нефтепродуктов реализовано на внутреннем рынке.

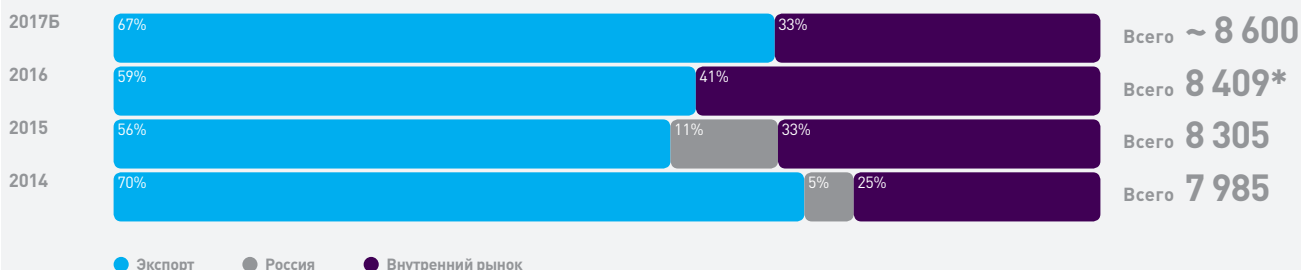
Из 3 459 тыс. тонн (68 тыс. баррелей в сутки) сырой нефти, поставленных ОМГ и ЭМГ на внутренний рынок, 2 578 тыс. тонн (51 тыс. баррелей в сутки) были поставлены на Атырауский нефтеперерабатывающий завод («АНПЗ») и 881 тыс. тонн (17 тыс. баррелей в сутки) на Павлодарский нефтехимический завод («ПНХЗ»).

В первом квартале 2016 года, до перехода на схему самостоятельного процессинга нефти, поставки на внутренний рынок составили 830 тыс. тонн нефти. В апреле-декабре 2016 года на внутренний рынок было поставлено 2 629 тыс. тонн нефти для последующей переработки. Реализация нефтепродуктов в апреле-декабре 2016 года в соответствии со схемой самостоятельного процессинга нефти составила 2 324 тыс. тонн.

Доля поставок на внутренний рынок из ресурсов ОМГ и ЭМГ выросла до 41% в 2016 году по сравнению с 33% в 2015 году. Планируется, что ОМГ и ЭМГ в 2017 году поставят примерно 33% от общего объема продаж или 2,9 млн тонн нефти (57 тыс. баррелей в сутки) напрямую на АНПЗ и на ПНХЗ для последующей переработки и реализации нефтепродуктов в соответствии со схемой самостоятельного процессинга нефти, действующей с апреля 2016 года. Из 2,9 млн тонн нефти, поставляемой на внутренний рынок, на АНПЗ будет поставлено 1,9 млн тонн (38 тыс. баррелей в сутки), а на ПНХЗ – 1,0 млн тонн (20 тыс. баррелей в сутки).

Объемы реализации

тыс. тонн



*Включает в себя 830 тыс. тонн нефти, поставленных на внутренний рынок в 1-ом квартале 2016 года. Начиная с апреля 2016 года, РД КМГ поставляет нефть напрямую на АНПЗ и ПНХЗ для переработки в нефтепродукты.

Доля РД КМГ от объемов продаж компаний КГМ, ССЕЛ и ПКИ составила 3 676 тыс. тонн нефти (75 тыс. баррелей в сутки), включая продажи на экспорт в объеме 1 832 тыс. тонн нефти (36 тыс. баррелей в сутки), что составляет 50% от общего объема. Реализация на внутренний рынок составила 1 844 тыс. тонн (39 тыс. баррелей в сутки).

Доля РД КМГ в планируемом объеме поставок сырой нефти на внутренний рынок компаниями КГМ, ССЕЛ и ПКИ в 2017 году составит 1,6 млн тонн (33 тыс. баррелей в сутки) или примерно 45% от их общего объема продаж. Прогнозируется, что в 2018-2021 гг. доля поставок на внутренний рынок компаниями КГМ, ССЕЛ и ПКИ сохранится на уровне, не превышающем 50% от их общего объема продаж.

Ожидается, что средняя цена реализации нефти на внутреннем рынке в 2017 году составит 31 188 тенге за тонну (11,25 доллара США за баррель) для КГМ, 49 837 тенге за тонну (17,86 доллара США за баррель) для ПКИ и 26 786 тенге за тонну (11,14 доллара США за баррель) для ССЕЛ.

Процессинг нефти

До апреля 2016 года Компания поставляла часть добытой сырой нефти в пользу АО «КазМунайгаз – переработка и маркетинг» («КМГ ПМ») для выполнения обязательства по поставкам на внутренний рынок. С апреля 2016 года РД КМГ перешла на схему самостоятельного процессинга нефти для внутренних поставок.

В соответствии с новой схемой РД КМГ поставляет нефть на АНПЗ и ПНХЗ для переработки с последующей реализацией полученных нефтепродуктов через КМГ ПМ, выступающего в качестве агента по продажам. С 1 января 2017 года Компания прекратила пользоваться услугами КМГ ПМ в качестве своего агента по продажам и начала продавать нефтепродукты самостоятельно.

Цены и корзина нефтепродуктов в апреле – декабре 2016 года

Нефтепродукт	АНПЗ		ПНХЗ	
	Выход %	Цена тыс. тенге/тонну	Выход %	Цена тыс. тенге/тонну
Бензин АИ-80	1%	86,9	4%	86,9
Бензин АИ-92	9%	125,3	18%	128,4
Бензин АИ-95	2%	131,8	2%	132,0
Дизель	31%	93,6	32%	98,7
Авиатопливо	1%	125,5	0%	н/д
Итого светлые нефтепродукты	43%	101,3	56%	108,4
Вакуумный газойль	17%	76,6	2%	35,7
Мазут, экспорт	30%	47,9	14%	24,4
Битум	0%	н/д	4%	42,4
Итого темные нефтепродукты	47%	58,2	20%	29,3
Сжиженный газ	1%	19,2	4%	17,7
Печное топливо	1%	69,7	0%	н/д
Сера	0%	10,2	1%	н/д
Прокаленный кокс	1%	54,6	0%	н/д
Сырой кокс	1%	22,2	4%	13,4
Другие	0%	185,1	4%	н/д
Итого другие нефтепродукты	5%	50,3	13%	17,4
Потери	6%	н/д	11%	н/д
Итого	100%	77,2	100%	83,4

Утвержденный бюджет и бизнес-план предполагают продолжение схемы процессинга нефти и последующей самостоятельной реализации нефтепродуктов аналогично схеме, действующей с апреля 2016 года.

Компания продолжает совместную работу с НК КМГ и Министерством энергетики по увеличению прозрачности механизмов определения объемов поставок на внутренний рынок для соблюдения баланса интересов заинтересованных сторон.

Чистая выручка от продажи нефтепродуктов (за вычетом всех расходов, связанных с процессингом и реализацией) в 2017 году ожидается в размере 43 800 тенге за тонну нефти на АНПЗ и 43 700 тенге за тонну нефти на ПНХЗ. Чистая выручка от продажи зависит от конъюнктуры рынка нефтепродуктов (кроме регулируемого государством бензина АИ-80) и корзины выхода нефтепродуктов на НПЗ. Согласно оперативным данным, чистая выручка от продажи нефтепродуктов в январе 2017 года составила 58 409 тенге за тонну нефти на АНПЗ и 55 733 тенге за тонну нефти на ПНХЗ.

Ожидается, что после планируемого завершения программы модернизации на АНПЗ и ПНХЗ в течение 2017 года доля производства светлых нефтепродуктов вырастет. При этом после завершения модернизации тарифы на переработку нефти предположительно увеличатся примерно на 25% на АНПЗ и на 10% на ПНХЗ. Для справки, в 2016 году тариф на переработку составляет 20 501 тенге за тонну на АНПЗ и 14 895 тенге за тонну на ПНХЗ.

Чистый доход от продажи нефтепродуктов в апреле – декабре 2016 года

тенге за тонну	АНПЗ				ПНХЗ			
	2 кв.	3 кв.	4 кв.	2–4 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	2–4 кв.
Выручка	67 281	72 187	79 939	72 791	68 916	72 258	77 962	74 465
Расходы:	(30 137)	(29 702)	(31 631)	(30 425)	(21 736)	(22 193)	(23 393)	(22 722)
—Процессинг	(20 423)	(20 296)	(20 713)	(20 464)	(15 606)	(15 493)	(16 266)	(15 940)
—Присадки	(126)	(267)	(552)	(302)	(622)	(1 168)	(1 034)	(953)
—Акцизы	(1 302)	(1 145)	(1 890)	(1 421)	(3 066)	(3 032)	(3 496)	(3 290)
—Экспортная пошлина	(5 601)	(5 244)	(5 745)	(5 516)	—	—	—	—
—Расходы по реализации и транспортировке	(435)	(491)	(628)	(512)	(422)	(412)	(597)	(514)
—Комиссионные выплаты КМГ ПМ	(2 250)	(2 258)	(2 103)	(2 209)	(2 018)	(2 088)	(2 004)	(2 024)
= Чистый доход	37 145	42 485	48 308	42 366	47 180	50 065	54 569	51 743

Запасы

Согласно оценке запасов жидких углеводородов, проведенной независимой компанией «ДеГольер энд МакНотон» («ДеГольер»), запасы жидких углеводородов по состоянию на 31 декабря 2016 года по категории «доказанные и вероятные» (2P) без учета долей РД КМГ в компаниях «Казгермунай», CCEC («Каражанбасмунай») и «ПетроКазахстан Инк.» составили 145 млн тонн (1 061 млн баррелей).

С учетом нефти, добытой в течение 2016 года, восполнение запасов составило 0,7 млн тонн (8 млн баррелей). Коэффициент восполнения запасов (отношение прироста запасов к добыче за год) составил 8%.

Запасы жидких углеводородов по состоянию на 31 декабря 2016 года по категории «доказанные» (1P) составили 93 млн тонн (684 млн баррелей), а по категории «доказанные, вероятные и возможные» (3P) – 196 млн тонн (1 433 млн баррелей).

Запасы жидких углеводородов по состоянию на 31 декабря 2016 года

	млн тонн			млн баррелей		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Запасы на 31.12.2015 ⁶	99	152	204	723	1 115	1 491
Добыча	8,4	8,4	8,4	62	62	62
Восполнение	2,5	0,7	0,1	22	8	3
Запасы на 31.12.2016	93	145	196	684	1 061	1 433
Текущая стоимость при 10%, млн долл. США				3 053	3 560	4 011

Оценка запасов совместных предприятий проводится отдельно независимыми аудиторами по запасам⁷. Доля РД КМГ в общих запасах жидких углеводородов по категории 2P компаний КГМ (50%), CCEC (50%) и ПКИ (33%) по состоянию на конец 2016 года составляет 37 млн тонн (266 млн баррелей).

Таким образом, общие запасы жидких углеводородов с учетом долей РД КМГ в компаниях КГМ, CCEC и ПКИ по категории «доказанные и вероятные» (2P) по состоянию на 31 декабря 2016 года составили 182 млн тонн (1 327 млн баррелей).

Консолидированные запасы 2P по состоянию на 31 декабря 2016 года	млн тонн	млн баррелей
РД КМГ	145	1 061
КГМ 50%, CCEC 50%, ПКИ 33%	37	266
Консолидированные запасы	182	1 327

⁶Оценка запасов по состоянию на 31 декабря 2015 года проводила компания «ДеГольер энд МакНотон».

⁷Оценка запасов по состоянию на 31 декабря 2016 года. КГМ производилась Нефтегазконсалт Казахстан, ПКИ – McDaniel and Associates, CCEC – Miller&Lents.

Геологоразведка

РД КМГ ведет программу геологоразведочных работ на разведочных площадях в Атырауской, Мангистауской и Западно-Казахстанской областях.

В феврале 2016 года было объявлено о результатах геологоразведочных работ на структуре северо-восточного крыла С. Нуржанов, блоке Лиман и месторождении Аккудук в Атырауской области. Проведенные там работы в перспективе приведут к расширению потенциала и увеличению нефтедобычи на уже разрабатываемых месторождениях.

В 2016 году Компания начала геологоразведочные работы и в Мангистауской области. На территории, прилегающей к месторождениям Узень и Карамандыбас, которые разрабатываются с начала 60-ых годов прошлого столетия, проведены широкомасштабные 3Д-сейсморазведочные работы с целью изучения потенциала доюрских отложений глубиной залегания свыше 6 км, наличие перспективности которых прогнозировалось по результатам ранее проведенных геологоразведочных работ.

Продолжены геологоразведочные работы и на совместных с венгерским и китайским партнерами (MOL и FIOC) активах РД КМГ, расположенных в Западно-Казахстанской области. В текущем году будут продолжены геологоразведочные работы на Федоровском блоке с целью расширения промышленной перспективности уже открытого газоконденсатного месторождения Рожковское.

В ноябре 2016 года РД КМГ объявила результаты доразведки месторождения Рожковское в пределах Федоровского блока. При испытании нижнего пласта турнейского горизонта в разведочной скважине У-25, пробуренной в 2016 году, в интервале 4 418–4 430 метров получены притоки газа и конденсата на 11 мм штуцере со средними дебитами 111 тыс. куб.м/сутки и 245 куб.м/сутки соответственно. Из основного пласта турнейского горизонта в интервале

4 374–4 396 метров получены притоки газа и конденсата на 9,5 мм штуцере со средними дебитами 192 тыс. куб.м./сутки и 233 куб.м./сутки. Учитывая, что испытанный пласт гипсометрически ниже текущего известного газоводяного контакта, условно принятого по результатам ранее пробуренных разведочных скважин, ожидается увеличение запасов углеводородов не только за счет доразведки, но и за счет уточнения площади текущих запасов категории С1.

Кроме того, проводятся работы с Министерством энергетики Республики Казахстан по оформлению контрактов на проведение геологоразведочных работ на трех разведочных блоках, прилегающих к разрабатываемым месторождениям ЭМГ. При этом, основными объектами изучения по новым площадям будут глубокие подсолевые отложения на глубинах залегания 5 500–7 500 метров. Объектами разведки будут карбонатные и терригенные отложения девона и возможно ордовика.

В настоящее время Компания не останавливается на указанных выше проектах и активно ведет работы по изучению геологических и геофизических материалов нефтегазовых месторождений на стадии оценки и пробной эксплуатации с целью их приобретения по результатам собственной и независимой оценки их промышленной перспективности.

На карте ниже указаны разведочные проекты Компании по состоянию на 31 декабря 2016 года.



В таблице ниже показана геологоразведочная деятельность Компании и ее предприятий, учитываемых методом долевого участия, в 2016 году:

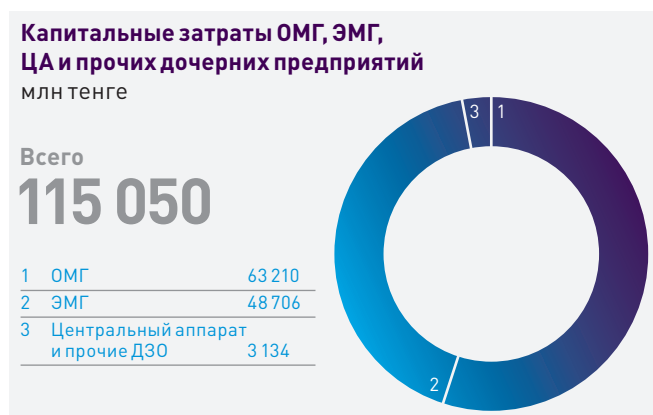
Блок (доля владения)	Дата приобретения	Участок	Скважина	Период бурения	Глубина	Статус работ по состоянию на отчетную дату
Лиман (100%)	19.01.2006	Новобогат Юго-Восточный	ПР-4	08.04.2016–21.08.2016	2 262м.	Заключен договор на бурение скважин ПР-4, ПР-5, ПР-7, ПР-8 (проектная глубина скважин 2 500м.). Завершено бурение скважины ПР-4, ПР-5 и ПР-7. Скважины ПР-4 и ПР-7 в испытании. Идут подготовительные работы для испытания скважины ПР-5.
			ПР-5	01.04.2016–29.09.2016	2 500м.	
			ПР-7	20.09.2016–27.01.2017	2 290м	
Темир (100%)	18.07.2011					Завершен возврат контрактной территории государству.
Жаркамыс Восточный (100%)	30.06.2011	Тускум				Завершен возврат контрактной территории государству.
Узень-Карамандыбас (100%)	18.07.2011	Юго-западная часть разведочного блока				От Министерства энергетики Республики Казахстан получено продление периода разведки по контракту до 2018 года. Проводятся полевые сейсморазведочные работы 3Д-МОГТ в объеме 550 кв.км.
Тайсойган (100%)	29.01.2004	Уаз	У-22	15.04.2016–11.05.2016	651м.	Заключен договор на бурение скважин У-22 (проектная глубина 850м.) и У-24 (проектная глубина 1 265м.). Завершено бурение скважины У-22, скважина в консервации. Завершено испытание скважины У-24, скважина в консервации.
			У-24	20.05.2016–22.06.2016	825м.	
						Полевые сейсморазведочные работы 2Д-МОГТ (методика общей глубинной точки) на блоке Тайсойган завершены. Завершена обработка данных 2Д-МОГТ на блоке Тайсойган.
Р-9 (100%)	10.06.2007					Компания осуществляет возврат контрактной территории государству.
Каратон-Саркамыс (100%)	18.07.2011	Северо-восточное крыло месторождения С.Нуржанов	НСВ-1	25.12.2014–20.07.2015	3 818м.	Завершены работы по обработке и интерпретации данных 3Д-сейсморазведки куба Бирлестик. От Министерства энергетики Республики Казахстан получено продление периода разведки по контракту до июля 2018 года. Завершено бурение скважины глубиной 3 818м. Скважина в консервации.

Блок (доля владения)	Дата приобретения	Участок	Скважина	Период бурения	Глубина	Статус работ по состоянию на отчетную дату
Карповский Северный (KS - 51%)	18.10.2011	Орловская центральная	СК-2	01.07.2013–18.08.2015	5 755м.	Проводится испытание 4-х интервалов скважины.
Федоровский (UOG - 50%)	11.03.2011	Рожковский Павловская, Январцевская	У-25	10.09.2015–01.08.2016	5 211,3м.	Завершено бурение и испытание скважины У-25. Проведены геофизические исследования. Скважина в консервации. Завершены работы по обработке и интерпретации данных 3Д-сейсморазведки по блоку.
Дошан-Жамансу (24,75% через ПКИ)	22.12.2009	Южный Дошан, Юго-Восточный Дошан, Жамансу	Дошан-48	08.07.2016–30.07.2016	1 527м.	Завершено бурение разведочных скважин Дошан-48, Дошан-64, Юго-Восточный Дошан-50, 51; скважины с притоком.
			Дошан-64	09.11.2016–27.11.2016	850м.	
			Юго-Вост.Дошан-50	26.11.2016–16.12.2016	1 550м.	
			Юго-Вост.Дошан-51	22.10.2016–16.11.2016	1 500м.	
Караганда (ПКИ-33%)	22.12.2009	Карабулак, Бухарсай	Северный Карабулак-3	14.07.2016–31.07.2016	1 475м.	Завершено бурение разведочных скважин Северный Карабулак-3, Карабулак-19 и Карабулак-31. Северный Карабулак-3 – сухая. Карабулак-19 и Карабулак-31 – с притоком.
			Карабулак-19	24.05.2016–12.06.2016	1 350м.	
			Карабулак-31	26.09.2016–18.10.2016	1 377м.	
Караванчи (ПКИ-33%)	22.12.2009	Караванчи	Караванчи-28	06.07.2016–27.07.2016	1 875м.	Завершено бурение разведочных скважин Караванчи-28, Караванчи-29, Караванчи-30 и Караванчи-32. Караванчи-28 – сухая, Караванчи-29, 30 – с притоком. Караванчи-32 – на испытании.
			Караванчи-29	10.09.2016–24.09.2016	1 100м.	
			Караванчи-30	28.10.2016–14.11.2016	1 100м.	
			Караванчи-32	17.12.2016–31.12.2016	1 120м.	
Западный Тузколь (ПКИ -33%)	22.12.2009	Западный Тузколь	Кетеказган-17	26.08.2016–16.09.2016	1 943м.	Завершено бурение разведочных скважин Западный Тузколь-93, Западный Тузколь-96, Кетеказган-17, а также оценочных скважин Кетеказган-34 и Жанбыршы-7. Жанбыршы-7 – сухая. Западный Тузколь-96 – с притоком. Западный Тузколь-93 – водоносная, Кетеказган-34 – с притоком. Кетеказган-17 – с притоком.
			Кетеказган-34	02.08.2016–21.08.2016	1 504м.	
			Западный Тузколь-93	09.08.2016–26.08.2016	910м.	
			Западный Тузколь-96	24.11.2016–07.12.2016	1 191м.	
			Жанбыршы-7	29.09.2016–15.10.2016	802м.	

Обзор капитальных вложений⁸

Капитальные вложения⁹ в 2016 году составили 115 млрд тенге (337 млн долларов США), т. е. на 17% больше, чем в 2015 году, что соответствует плану.

Рост капитальных вложений в основном связан с увеличением затрат по проекту строительства установки комплексной подготовки газа (УКПГ) для Прорвинской группы месторождений в ЭМГ и увеличением капитальных вложений на поисково-разведочное бурение в ЭМГ, что было частично компенсировано уменьшением объемов и стоимости эксплуатационного бурения в ОМГ и полученной скидкой в размере 15% от поставщика услуг. В 2016 году было пробурено 245 скважин в ОМГ и ЭМГ по сравнению с 283 скважинами в 2015 году.



Строительство УКПГ предназначено для переработки попутного нефтяного газа Прорвинской группы месторождений в ЭМГ. Строительство УКПГ предназначено для выполнения обязательств ЭМГ в части утилизации газа согласно требованиям законодательства Республики Казахстан. Реализация данного проекта позволит исключить сжигание газа на факелах и обеспечить плановые объемы добычи нефти.

Капитальные вложения ОМГ, ЭМГ, ЦА и прочих дочерних организаций РД КМГ

Капитальные вложения ОМГ в 2016 году составили 63,2 млрд тенге, что на 5,3 млрд тенге меньше, чем в 2015 году. Уменьшение размера капитальных вложений, в основном, связано с сокращением затрат по эксплуатационному бурению в результате снижения объема бурения и скидки, полученной от поставщика услуг по бурению. Уменьшение было частично нивелировано большим, по сравнению с 2015 годом, объемом строительства и модернизацией объектов производственного назначения, а также увеличением объема закупок основных средств в течение отчетного периода.

Капитальные вложения ЭМГ за отчетный период составили 48,7 млрд тенге, что на 23,3 млрд тенге больше, чем в 2015 году. В основном это связано со строительством установки комплексной подготовки газа для Прорвинской группы месторождений, а также с увеличением поисково-разведочного бурения за отчетный период по сравнению с 2015 годом.

Капитальные вложения центрального аппарата и прочих дочерних организаций в 2016 году составили 3,1 млрд тенге, что на 1,4 млрд тенге меньше, чем в 2015 году. Это, в основном, объясняется сокращением объема поисково-разведочного бурения и закупок основных средств в 2016 год.

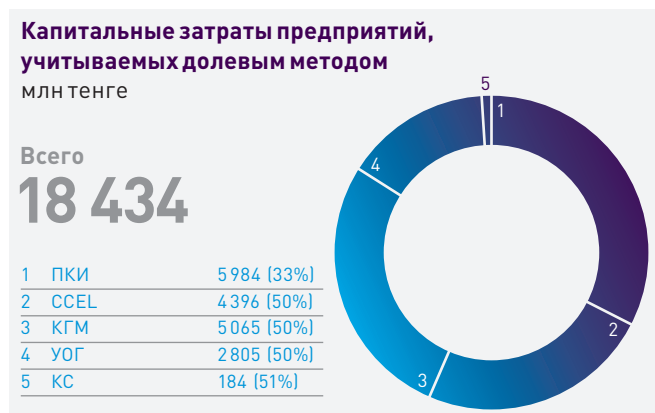
⁸ Суммы капитальных вложений, отраженные в данном разделе представляют собой фактические поступления основных средств (ОС) и нематериальных активов в течение отчетного периода. Суммы по приобретению основных средств и нематериальных активов, представленные в консолидированном отчете о движении денежных средств, представляют собой поступления, представленные в данном отчете, откорректированные на изменения в соответствующих счетах оборотного капитала, таких как авансы выданные и кредиторская задолженность за основные средства и нематериальные активы.

⁹ Начиная с 4-го квартала 2013 года капитальные вложения представлены как поступления основных средств и нематериальных активов. Ранее они были представлены как закупки основных средств и нематериальных активов в соответствии с отчетом о движении денежных средств.

Капитальные вложения предприятий, учитываемых долевым методом

За отчетный период в ПКИ были осуществлены капитальные вложения на сумму 18,1 млрд тенге (33% доля РД КМГ – 6,0 млрд тенге), что на 14,6 млрд тенге меньше чем в 2015 году.

В основном, это связано с сокращением объема бурения в отчетном периоде.



Капитальные вложения КГМ в 2016 году составили 10,1 млрд тенге (50% доля РД КМГ – 5,1 млрд тенге), что на 5,0 млрд тенге меньше, чем в 2015 году. Уменьшение капитальных вложений обусловлено сокращением в отчетном периоде объема строительства и модернизации объектов производственного назначения и эксплуатационного бурения, что было частично нивелировано увеличением объема закупок основных средств по сравнению с 2015 годом.

В 2016 году в ССЕЛ было осуществлено капитальных вложений на сумму 8,8 млрд тенге (50% доля РД КМГ – 4,4 млрд тенге), что на 1,8 млрд тенге меньше, чем в 2015 году. Это, в основном, обусловлено сокращением объема бурения и закупок основных средств.

Капитальные затраты УОГ в 2016 году составили 5,6 млрд тенге (50% доля РД КМГ – 2,8 млрд тенге), что на 1,4 млрд тенге больше, чем в 2015 году. Это, в основном, обусловлено увеличением объема поисково-разведочного бурения.

Капитальные затраты КС в 2016 году составили 0,4 млрд тенге (51% доля РД КМГ – 0,2 млрд тенге), что на 0,4 млрд тенге меньше, чем в 2015 году. Это связано с ожиданием получения внутреннего согласования для продолжения дальнейших работ на месторождении.

Капитальные вложения в 2017 году планируются в размере 133 млрд тенге (369 млн долларов США), что на 16% превышает размер капитальных вложений 2016 года. Увеличение капитальных вложений, в основном, связано с ростом закупок основных средств (преимущественно нефтепромыслового оборудования и спецтехники) и увеличением расходов на эксплуатационное и поисково-разведочное бурение, что было частично нивелировано сокращением затрат на строительство и модернизацию производственных объектов. Увеличение расходов на эксплуатационное бурение связано с ростом стоимости бурения на скважину из-за увеличения тарифов на бурение в ОМГ, частично компенсированного сокращением объемов бурения. Компания ожидает, что в 2017 году будет пробурена 191 скважина по сравнению с 245 скважинами в 2016 году.

Обзор финансовой деятельности

Данный раздел основан на аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании.

Суммы в долларах США приведены исключительно для удобства пользователей информации и конвертированы по среднему обменному курсу за соответствующий период для консолидированного отчета о совокупных доходах и консолидированного отчета о движении денежных средств, и по курсу на конец периода для консолидированного отчета о финансовом положении.

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
212 448	201 340	180 475	18%	Доходы	727 154	529 812	37%
(79 389)	(72 155)	(65 012)	22%	Производственные расходы	(274 753)	(225 049)	22%
(20 508)	(31 917)	(28 341)	-28%	Расходы по реализации и административные расходы	(115 022)	(118 601)	-3%
(29 628)	(36 493)	(49 917)	-41%	Налоги кроме подоходного налога	(145 431)	(181 501)	-20%
(2 484)	(51)	(229)	985%	Расходы на разведку	(2 535)	(1 892)	34%
(8 252)	(9 175)	(4 952)	67%	Износ, истощение и амортизация	(30 776)	(20 110)	53%
72 187	51 549	32 024	125%	Операционная прибыль / (убыток)	158 637	(17 341)	-100%
-	20 298	(46 753)	-100%	Восстановление / (обесценение) НДС к возмещению	13 362	(46 753)	-129%
(4 997)	(893)	(16 576)	-70%	Доля в результатах ассоциированной компании и СП	(12 600)	(20 062)	-37%
(1 518)	(250)	(3 689)	-59%	Убыток от выбытия ОС	(2 050)	(4 618)	-56%
4 872	6 914	9 540	-49%	Финансовые доходы / (расходы), нетто	24 195	11 095	118%
(5 608)	(8 733)	187 206	-103%	Курсовая разница, нетто	(12 892)	448 869	-103%
(9 083)	(10 411)	(55 856)	-84%	Расходы по подоходному налогу	(37 076)	(127 521)	-71%
55 853	58 474	105 896	-47%	Чистая прибыль	131 576	243 669	-46%

Уменьшение чистой прибыли Компании в 2016 году по сравнению с 2015 годом, в основном, связано с признанием расходов по курсовой разнице за 2016 год по сравнению с доходом по курсовой разнице за 2015 год в результате решения Правительства Республики Казахстан и НБК о переходе в 3 квартале 2015 года к режиму свободно плавающего обменного курса тенге. Данное уменьшение было частично нивелировано увеличением выручки от реализации нефти на экспорт в результате повышения среднего обменного курса тенге - доллар США в 2016 году по сравнению с 2015 годом, и увеличением объема реализации на экспорт, а также выручки от реализации нефтепродуктов в связи с переходом на схему самостоятельного процессинга нефти с апреля 2016 года, что было частично нивелировано снижением средних котировок Brent с 52,4 долларов США за баррель в 2015 году до 43,7 долларов США за баррель в 2016 году. Вместе с тем, чистая прибыль уменьшилась в 2016 году по сравнению с 2015 годом в связи с увеличением производственных расходов, а также увеличением износа, истощения и амортизации, что было частично нивелировано уменьшением доли в результатах ассоциированной компании и СП, расходов по подоходному налогу, расходов по реализации и административных расходов, расходов по налогам, кроме подоходного налога, а также увеличением финансового дохода.

Дополнительно, Компания начислила резерв по обесценению НДС за текущий и предыдущие периоды на сумму 11,2 млрд тенге, что было нивелировано возвратом НДС в сумме 24,5 млрд тенге, полученным Компанией в результате положительного решения по заявке Компании на возмещение НДС в размере 57,4 млрд тенге. Возврат НДС связан с накопившимся превышением за 2012–2015гг., в том числе с созданием АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз» в 2012 году. Компания намерена продолжить работу с заинтересованными сторонами для возмещения оставшейся суммы. Вместе с тем, в сентябре 2016 года АО «Озенмунайгаз», дочерняя организация Компании, получило одобрение на применение временно сниженной ставки НДС для месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области. Пониженная ставка НДС установлена в размере 9,0% на весь 2016 год (по сравнению с 13,0% в 2015 году) при условии, что в 2016 году месторождения Узень и Карамандыбас признают убыток по налоговому учету. Эффект от снижения ставки составляет 14,9 млрд тенге, которые были включены в полном объеме в финансовую отчетность Компании, так как руководство ожидает, что АО «Озенмунайгаз» в будущем будет претендовать на налогооблагаемый убыток при подаче финальной налоговой декларации за 2016 год.

Доходы

В таблице ниже приведены объемы продаж и цены реализации нефти:

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
Экспортные продажи нефти							
Трубопровод УАС							
80 803	76 507	66 583	21%	Реализация (млн тенге)	282 054	213 635	32%
719	719	779	-8%	Объем (тыс. тонн)	2 797	2 797	0%
112 382	106 408	85 472	31%	Средняя цена (тенге за тонну)	100 842	76 380	32%
46,39	43,12	39,35	18%	Средняя цена (доллар США за баррель*)	40,81	47,53	-14%
Трубопровод КТК							
58 529	62 182	53 759	9%	Реализация (млн тенге)	230 645	150 849	53%
483	561	565	-15%	Объем (тыс. тонн)	2 149	1 850	16%
121 178	110 841	95 149	27%	Средняя цена (тенге за тонну)	107 327	81 540	32%
50,02	44,91	43,80	14%	Средняя цена (доллар США за баррель*)	43,44	50,74	-14%
139 332	138 689	120 342	16%	Всего экспорт нефти (млн тенге)	512 699	364 484	41%
1 202	1 280	1 344	-11%	Всего экспорт нефти (тыс. тонн)	4 946	4 647	6%
Реализация нефти на внутренний рынок							
–	–	55 058	-100%	Реализация (млн тенге)	15 459	99 183	-84%
–	–	825	-100%	Объем (тыс. тонн)	830	2 680	-69%
–	–	66 737	-100%	Средняя цена (тенге за тонну)	18 625	37 009	-50%
–	–	30,72	-100%	Средняя цена (доллар США за баррель*)	7,54	23,03	-67%
Встречные поставки нефти в РФ							
–	–	–	0%	Реализация (млн тенге)	–	46 102	-100%
–	–	–	0%	Объем (тыс. тонн)	–	916	-100%
–	–	–	0%	Средняя цена (тенге за тонну)	–	50 330	-100%
–	–	–	0%	Средняя цена (доллар США за баррель*)	–	31,32	-100%
Итого реализация нефти							
139 332	138 689	175 400	-21%	Реализация (млн тенге)	528 158	509 769	4%
1 202	1 280	2 169	-45%	Объем (тыс. тонн)	5 776	8 243	-30%
115 917	108 351	80 867	43%	Средняя цена (тенге за тонну)	91 440	61 843	48%
47,85	43,90	37,23	29%	Средняя цена (доллар США за баррель*)	37,01	38,49	-4%
Реализация нефтепродуктов							
68 371	57 662	332	100%	Реализация (млн тенге)	181 409	1 393	100%
798	753	19	100%	Объем (тыс. тонн)	2 315	62	100%
85 678	76 576	17 474	390%	Средняя цена (тенге за тонну)	78 362	22 468	249%
255,70	224,34	58,16	340%	Средняя цена (доллар США за тонну)	229,29	101,09	127%
4 745	4 989	4 743	0%	Прочие доходы (млн тенге)	17 587	18 650	-6%
212 448	201 340	180 475	18%	Итого доходов (млн тенге)	727 154	529 812	37%

* В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

Компания поставляет добываемую нефть на экспорт по двум основным маршрутам: через трубопроводы Каспийского Трубопроводного Консорциума («КТК») и Узень-Атырау-Самара («УАС»), принадлежащий АО «КазТрансОйл» (в Республике Казахстан). Кроме того, в 2015 году Компания произвела встречные поставки сырой нефти в Российскую Федерацию в рамках межправительственного соглашения.

Относительная прибыльность вышеуказанных экспортных маршрутов зависит от качества нефти в трубопроводах, преобладающих цен на международном рынке и применяемых транспортных тарифов. Следует отметить, что объемы поставок нефти по трубопроводам согласовываются с Министерством энергетики Республики Казахстан, поэтому возможность поставок нефти Компании по тем или иным трубопроводам может быть ограничена.

В 2015 году Компания полностью выполнила обязательства по встречным поставкам нефти согласно межправительственному соглашению между Республикой Казахстан и Российской Федерацией и, в результате, в 2016 году поставки нефти в Российскую Федерацию не осуществлялись.

До апреля 2016 года Компания поставляла часть добытой сырой нефти АО «КазМунайгаз – переработка и маркетинг» («КМГ ПМ»), связанной стороне, для выполнения обязательства по поставкам на внутренний рынок. КМГ ПМ перерабатывал сырую нефть и реализовывал нефтепродукты. Начиная с апреля 2016 года, Компания прекратила продажу сырой нефти КМГ ПМ и начала перерабатывать сырую нефть на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе («АНПЗ») и Павлодарском нефтехимическом заводе («ПНХЗ») и самостоятельно продавать нефтепродукты через КМГ ПМ, выступающей в качестве агента по продажам.

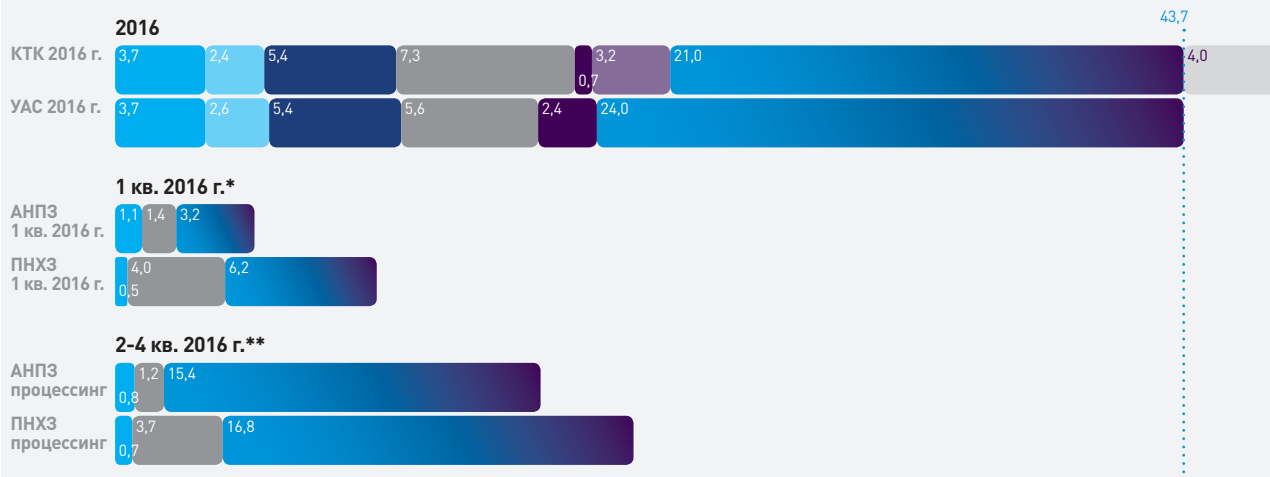
Отчет о чистых доходах от реализации нефтепродуктов (АНПЗ и ПНХЗ)

АНПЗ	ПНХЗ	АНПЗ	ПНХЗ	АНПЗ	ПНХЗ		АНПЗ	ПНХЗ
2 кв.	2 кв.	3 кв.	3 кв.	4 кв.	4 кв.		Апрель-Декабрь 2016г.	
(млн тенге, если не указано иное)							(млн тенге, если не указано иное)	
45 415	9 703	50 379	7 812	46 301	22 726	Доходы	142 095	40 241
(20 342)	(3 060)	(20 729)	(2 400)	(18 321)	(6 819)	Расходы, в том числе:	(59 392)	(12 279)
(13 786)	(2 197)	(14 164)	(1 675)	(11 997)	(4 742)	Переработка	(39 947)	(8 614)
(85)	(88)	(186)	(126)	(320)	(301)	Присадки	(591)	(515)
(879)	(432)	(799)	(327)	(1 095)	(1 019)	Акцизный налог	(2 773)	(1 778)
(3 781)	–	(3 660)	–	(3 327)	–	Экспортная таможенная пошлина	(10 768)	–
(293)	(59)	(343)	(46)	(364)	(173)	Расходы по реализации и транспортировке	(1 000)	(278)
(1 518)	(284)	(1 577)	(226)	(1,218)	(584)	Комиссия АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг»	(4 313)	(1 094)
25 073	6 643	29 650	5 412	27 980	15 907	Чистые доходы	82 703	27 962
635,3	125,9	661,4	96,6	544,2	260,2	Объем реализованных нефтепродуктов, в тысячах тонн	1 840,9	482,7
39,7	14,9	36,5	11,5	35,0	31,3	Потери при переработке, в тысячах тонн	111,2	57,7
675,0	140,8	697,9	108,1	579,2	291,5	Итого объем переработанной и реализованной сырой нефти, в тысячах тонн	1 952,1	540,4
37 145	47 180	42 485	50 065	48 308	54 569	Чистый доход на тонну сырой нефти, в тенге	42 366	51 743

На графике указана чистая цена реализованной нефти (нэтбэк анализ) за минусом расходов на транспортировку, рентного налога, налога на добычу полезных ископаемых, экспортной таможенной пошлины («ЭТП») и других расходов, в зависимости от маршрута поставок.

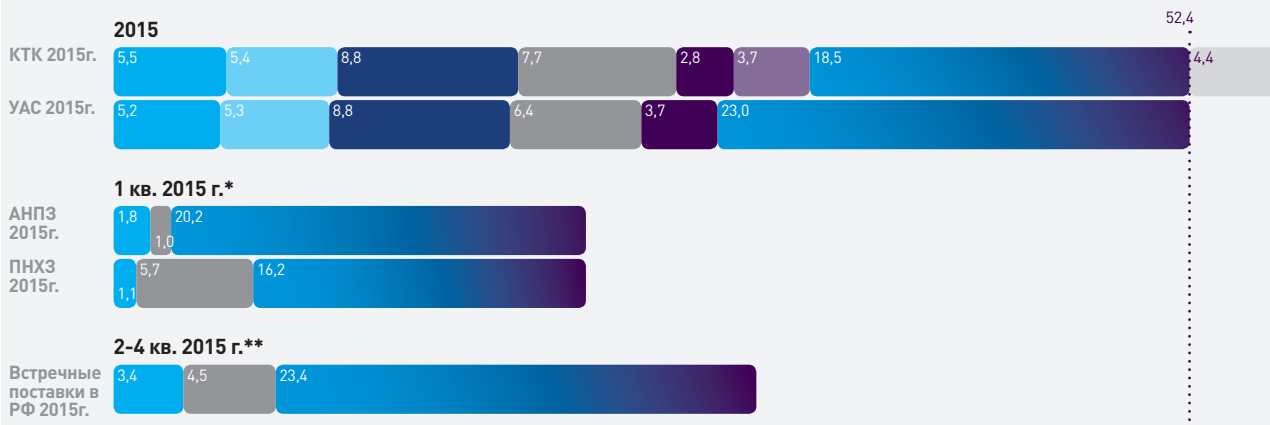
Нэтбэк анализ за 2016 год

доллар США за баррель*



Нэтбэк анализ за 2015 год

доллар США за баррель*



- НДПИ
- Рентный налог
- Экспортная таможенная пошлина
- Транспортировка
- Скидки
- Банк качества
- Нэтбэк
- Премия по баррелизации

- Средняя цена Brent за 2016г.
- Средняя цена Brent за 2015г.

*Пересчитано по фактическому коэффициенту баррелизации.

** Компания перешла на схему самостоятельного процессинга нефти с апреля 2016 года. В результате, во 2-4 кварталах 2016 года Компания поставляла сырую нефть ОМГ и ЭМГ на переработку в АНПЗ и ПНХЗ. Нэтбэки АНПЗ и ПНХЗ за 2-4 кварталы 2016 года рассчитаны на основе чистого дохода от реализации нефтепродуктов на тонну сырой нефти и отражены в Отчете о чистых доходах от реализации нефтепродуктов (АНПЗ и ПНХЗ).

Нэтбэк по экспорту в 2016 году увеличился в основном из-за уменьшения рентного налога, НДС и ЭТП, что было частично нивелировано снижением средних котировок Brent с 52,4 долларов США за баррель в 2015 году до 43,7 долларов США за баррель в 2016 году.

Нэтбэк внутреннего рынка уменьшился в 2016 году ввиду уменьшения средней цены реализации в тенге и увеличения среднего обменного курса тенге - доллар США.

До апреля 2016 года Компания производила поставку сырой нефти на внутренний рынок путем ее реализации КМГ ПМ, дочерней организации материнской компании. Цена поставок на внутренний рынок ранее определялась путем ежегодных переговоров с КМГ ПМ и материнской компанией. В 1 квартале 2016 года КМГ ПМ в одностороннем порядке установил цену поставок на внутренний рынок. 3 октября 2016 года Компания подписала соглашение по ценам на 1 квартал 2016 года на уровне, близком к тому, который был установлен в одностороннем порядке КМГ ПМ, и признала доход по реализованной сырой нефти за 1 квартал 2016 года согласно договорным ценам.

Производственные расходы

В таблице ниже представлены составляющие производственных расходов Компании в основном в результате деятельности ОМГ и ЭМГ:

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
44 328	37 734	40 017	11%	Вознаграждения работникам	152 422	153 928	-1%
16 725	15 853	554	100%	Расходы по переработке	48 548	1 109	100%
7 472	7 180	6 200	21%	Услуги по ремонту и обслуживанию	24 434	20 206	21%
5 424	5 113	4 647	17%	Электроэнергия	20 958	18 389	14%
6 862	4 052	4 601	49%	Материалы и запасы	20 003	18 357	9%
1 535	1 446	1 455	5%	Транспортные расходы	5 435	5 345	2%
1 722	(1 505)	3 159	-45%	Изменение остатков нефти	1 303	3 356	-61%
(3 463)	–	(346)	901%	Изменение в оценке обязательства по восстановлению окружающей среды	(3 463)	127	-100%
(3 790)	–	2 313	-264%	Движение по обязательствам по выбытию активов	(3 790)	(1 686)	125%
2 574	2 282	2 412	7%	Прочие расходы	8 903	5 918	50%
79 389	72 155	65 012	22%	Итого	274 753	225 049	22%

Производственные расходы увеличились в 2016 году по сравнению с 2015 годом на 49,1 млрд тенге или 22%. Основной причиной изменения является увеличение расходов на переработку, ремонт и обслуживание, и электроэнергию. Это увеличение было частично нивелировано изменением оценки обязательства по восстановлению окружающей среды и обязательств по выбытию активов, превышающих сумму капитализированного актива, а также изменением остатка нефти и уменьшением расходов на вознаграждение работников.

Расходы на переработку увеличились в 2016 году по сравнению с 2015 годом в результате решения Компании о переходе на схему самостоятельного процессинга нефти, начиная с апреля 2016 года. В результате, Компания реализовала 2 315 тыс. тонн нефтепродуктов в 2016 году по сравнению с 62 тыс. тонн в 2015 году.

Расходы на ремонт и обслуживание увеличились в 2016 году на 21% по сравнению с 2015 годом в основном за счет увеличения расходов на гидроразрыв пласта в связи с увеличением числа скважин, подверженных гидроразрыву, с 80 скважин в 2015 году до 105 в 2016 году.

Увеличение затрат на электроэнергию на 14% в 2016 году по сравнению с 2015 годом, в основном, связано с увеличением тарифов поставщиков электроэнергии в отчетном периоде.

Расходы на вознаграждение работников в 2016 году уменьшились на 1% по сравнению с 2015 годом, в основном, в результате уменьшения начисления актуарных обязательств на общую сумму 7,3 млрд тенге, что было частично нивелировано индексацией заработной платы производственного персонала на 7% с 1 января 2016 года в соответствии с условиями коллективного договора.

В 4 квартале 2016 года Компания изменила оценку резерва по экологическому обязательству, относящегося к определенным работам по восстановлению загрязненных земель и утилизации нефтяных отходов, и сторнировала резерв на сумму 3,5 млрд тенге в результате увеличения ставки, применяемой для дисконтирования активов и обязательств, с 7,93% до 10,0%.

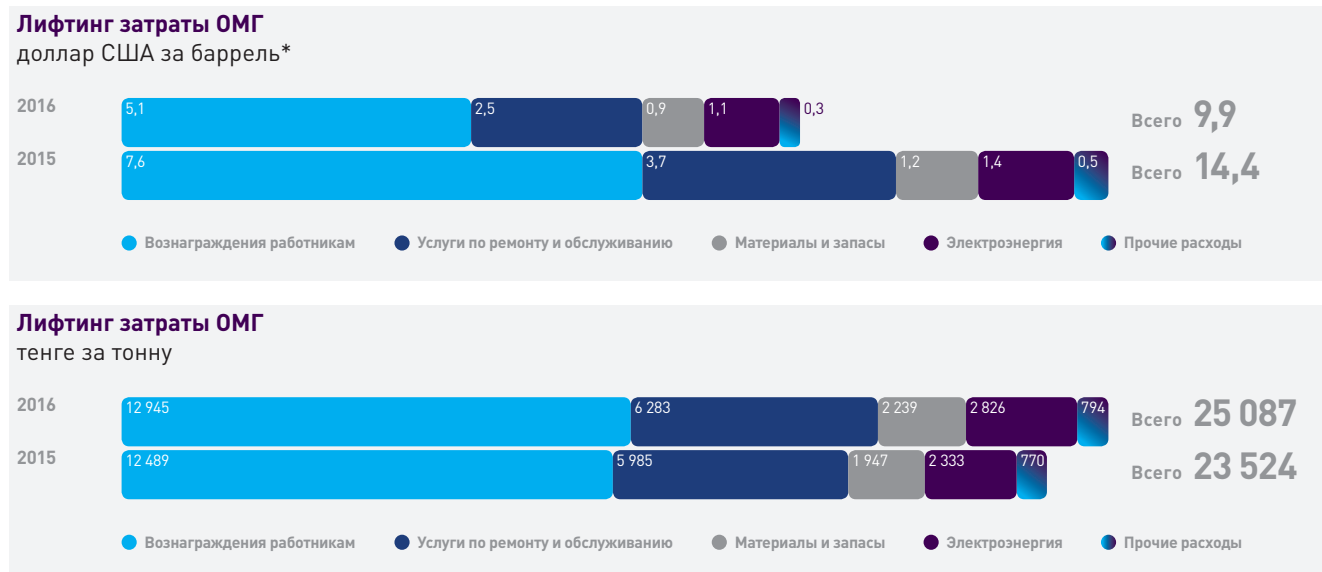
Уменьшение обязательств по выбытию активов, превышающее сумму капитализированного актива в 2016 году, в основном, связано с изменением оценки обязательств по выбытию активов в результате увеличения ставки, применяемой для дисконтирования активов и обязательств, с 7,93% до 10,0%.

Лифтинг затраты

Лифтинг затраты на баррель рассчитаны как производственные расходы ОМГ и ЭМГ, включающие в себя расходы на материалы, оплату труда производственного персонала, ремонт и обслуживание и прочие производственные затраты, за исключением расходов на износ, истощение и амортизацию, налогов, контрактных социальных обязательств, актуарных расходов, обязательных профессиональных пенсионных взносов и прочих расходов, не связанных напрямую с производственным процессом, разделенные на общий объем добычи.

Так как большая часть производственных расходов ОМГ и ЭМГ выражена в тенге, удельные лифтинг затраты (доллар США за баррель) уменьшились, в основном, из-за увеличения среднего обменного курса тенге - доллар США в результате решения, принятого Правительством Республики Казахстан и НБК о переходе к режиму свободно плавающего обменного курса тенге в 3 квартале 2015 года.

На следующих графиках указаны лифтинг затраты ОМГ и ЭМГ в долларах США за баррель* и тенге за тонну:

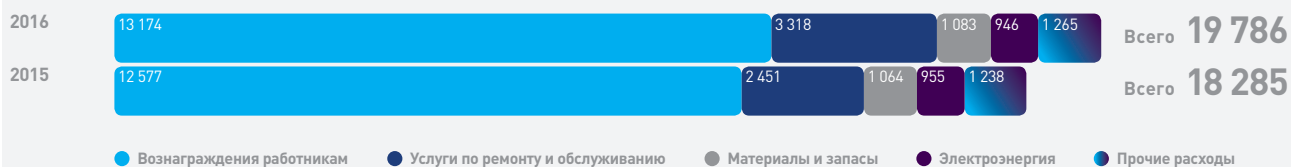


* В пересчете 7,36 баррелей за тонну нефти.

Лифтинг затраты ЭМГ доллар США за баррель*



Лифтинг затраты ЭМГ тенге за тонну



Лифтинг затраты ОМГ и ЭМГ доллар США за баррель*



Лифтинг затраты ОМГ и ЭМГ тенге за тонну



*в пересчете 7,36 баррелей за тонну нефти.

Расходы по реализации и административные расходы

В таблице ниже представлены составляющие расходов по реализации и административных расходов Компании, в основном, в результате деятельности ОМГ, ЭМГ и Центрального аппарата РД КМГ:

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
23 072	22 826	21 036	10%	Транспортные расходы	91 851	66 637	38%
6 352	3 960	5 623	13%	Вознаграждения работникам	18 331	19 364	-5%
1 802	1 803	–	100%	Комиссионное вознаграждение	5 407	–	100%
319	1 865	759	-58%	Консультационные и аудиторские услуги	3 238	1 889	71%
565	377	281	101%	Спонсорство	2 093	726	188%
311	494	423	-26%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1 212	1 026	18%
–	–	(3 338)	-100%	Управленческий гонорар	–	–	0%
(13 516)	(2 029)	2 392	-665%	(Сторнирование) / начисление штрафов и пени	(14 117)	24 737	-157%
1 603	2 621	1 165	38%	Прочие расходы	7 007	4 222	66%
20 508	31 917	28 341	-28%	Итого	115 022	118 601	-3%

Расходы по реализации и административные расходы в 2016 году составили 115,0 млрд тенге, что на 3% меньше, чем в 2015 году. Уменьшение, в основном, произошло из-за сторнирования начисленных расходов по штрафам и пеням, а также уменьшения расходов на вознаграждение работников, что было частично нивелировано увеличением транспортных расходов и комиссионного вознаграждения.

Рост транспортных расходов в 2016 году по сравнению с 2015 годом, в основном, связан с ростом расходов по направлению КТК в связи с увеличением среднего обменного курса тенге - доллар США, так как тариф КТК, в основном, выражен в долларах США, а также в связи с увеличением объема экспорта по направлению КТК. Также рост транспортных расходов по направлению внутреннего рынка увеличился в 2016 году по сравнению с 2015 годом в связи с увеличением объемов реализации на внутреннем рынке, а также с увеличением тарифов АО «КазТрансОйл» по направлениям внутреннего рынка на 10%.

Расходы на вознаграждение работников в 2016 году уменьшились на 5% по сравнению с 2015 годом в основном в результате уменьшения начисления актуарных обязательств на общую сумму 1,4 млрд тенге, что было частично нивелировано индексацией заработной платы административного персонала на 7% с 1 января 2016 года.

Комиссионное вознаграждение на сумму 5,4 млрд тенге, начисленное в 2016 году, представляет собой комиссию КМГ ПМ за реализацию нефтепродуктов Компании.

В 2016 году Компания сторнировала административный штраф на сумму 3,6 млрд тенге, а также пеню на сумму 1,7 млрд тенге, связанные с КПН и НСП и выставленные в результате положительного постановления суда по акту налоговой проверки за 2006-2008 гг. Кроме того, в 2016 году Компания сторнировала пеню на сумму 9,6 млрд тенге, связанную с провизиями, начисленными по КПН, НСП и НДС на основании решения Комитета государственных доходов о снижении налоговых начислений и пени по результатам комплексной налоговой проверки за 2009-2012 годы.

Налогообложение

Расходы по налогам, кроме подоходного налога

В таблице ниже представлены составляющие расходов по налогам, кроме подоходного налога Компании, в основном, в результате деятельности ОМГ и ЭМГ:

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
20 881	22 067	22 648	-8%	Экспортная таможенная пошлина	76 411	65 588	17%
(473)	7 394	16 114	-103%	НДПИ	39 188	67 160	-42%
4 753	3 768	8 453	-44%	Рентный налог	18 164	39 838	-54%
1 671	1 704	1 734	-4%	Налог на имущество	6 699	6 265	7%
2 796	1 560	968	189%	Прочие налоги	4 969	2 650	88%
29 628	36 493	49 917	-41%	Итого	145 431	181 501	-20%

Расходы по налогам, помимо подоходного налога, в 2016 году уменьшились по сравнению с 2015 годом на 36,1 млрд тенге или 20%, в основном, из-за уменьшения расходов по НДПИ и рентному налогу, что было частично нивелировано увеличением расходов по экспортной таможенной пошлине.

Уменьшение НДПИ в 2016 году по сравнению с 2015 годом, в основном, связано с применением пониженной ставки налога на добычу полезных ископаемых по АО «Озенмунайгаз» для месторождений Узень и Карамандыбас (Мангистауская область) в результате получения положительного решения Правительства Республики Казахстан по заявке на льготную ставку налога на добычу полезных ископаемых, а также в связи со снижением средних котировок Brent с 52,4 долларов США за баррель в 2015 году до 43,7 долларов США за баррель в 2016 году. Ставка НДПИ установлена на уровне 9,0% на весь 2016 год (по сравнению с 13,0% в 2015 году) при условии убыточности месторождений Узень и Карамандыбас по налоговому учету по итогам 2016 года. Кроме того, Компания сторнировала обязательства по НДПИ, относящиеся к 2012 году, на сумму 6,6 млрд тенге на основании решения Комитета государственных доходов о снижении налоговых начислений и пени по результатам комплексной налоговой проверки за 2009-2012 годы. Обязательства по НДПИ были сторнированы в результате применения ставок НДПИ за 2012 год по ОМГ и ЭМГ, соответствующих объему добычи каждой компании. Компания также сторнировала резерв по НДПИ на сумму 6,1 млрд тенге на основании решения Комитета государственных доходов о снижении налоговых начислений и пени по результатам комплексной налоговой проверки за 2009-2012 гг. Вышеуказанное было частично нивелировано увеличением добычи, а также среднего обменного курса тенге/доллар США.

Расходы по рентному налогу в 2016 году уменьшились по сравнению с 2015 годом в результате снижения налоговых обязательств Компании на сумму 11,7 млрд тенге вследствие снижения рентного налога согласно новым ставкам, примененным в 2012-2015 годы. В 2016 году в налоговое законодательство были внесены изменения в отношении методологии расчета рентного налога. На основании данных изменений и переписки с налоговыми органами Компания решила пересмотреть налоговые декларации за период 2012-2015 годы. Кроме того, расходы по рентному налогу уменьшились из-за падения средних котировок Brent, что повлияло на снижение налоговой ставки до 0% в 1 квартале 2016 года, но было частично нивелировано увеличением среднего обменного курса тенге – доллар США и объемов экспорта.

Расходы по ЭТП в 2016 году увеличились по сравнению с 2015 годом, в основном, в связи с увеличением объемов экспорта сырой нефти и экспорта нефтепродуктов в результате перехода Компании на схему самостоятельного процессинга нефти с апреля 2016 года, а также с увеличением среднего обменного курса тенге – доллар США, что было частично нивелировано уменьшением средней ставки ЭТП с 66 долларов США за тонну в 2015 году до 39 долларов США за тонну в 2016 году. Ставка ЭТП была снижена с 80 до 60 долларов США за тонну с 19-го марта 2015 года и с 60 до 40 долларов США за тонну с 1 января 2016 года. С 1 марта 2016 года была введена плавающая ставка ЭТП на нефть.

Расходы по подоходному налогу

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
64 936	68 885	161 752	-60%	Прибыль до налогообложения	168 652	371 190	-55%
69 933	69 778	181 828	-62%	Прибыль до налогообложения (с учетом корректировок*)	181 252	395 610	-54%
9 083	10 411	55 856	-84%	Расход по подоходному налогу	37 076	127 521	-71%
9 083	10 411	55 856	-84%	Подоходный налог (с учетом корректировок*)	35 374	127 521	-72%
14%	15%	35%	-60%	Эффективная ставка налога	22%	34%	-35%
13%	15%	31%	-58%	Эффективная ставка налога (с учетом корректировок*)	20%	32%	-38%

* Прибыль до налогообложения и расходы по подоходному налогу без учета результатов СП и ассоциированной компании, а также без учета расходов на обесценение и соответствующих сумм по прошлым периодам и экономии по отсроченному налогу.

Основной причиной уменьшения расходов по подоходному налогу в 2016 году по сравнению с 2015 годом является уменьшение налогооблагаемого дохода, в основном, в связи со снижением средних котировок Brent и признанием расходов по курсовой разнице в 2016 году по сравнению с доходом по курсовой разнице в 2015 году.

Обзор деятельности совместных предприятий и ассоциированной компании

Доходы и убытки Компании от участия в ассоциированной компании и совместных предприятиях отразились в аудированной консолидированной финансовой отчетности как представлено ниже:

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
[млн тенге, если не указано иное]					[млн тенге, если не указано иное]		
334	1 495	[5 296]	-106%	Доход/(убыток) от участия в КГМ	4 312	2 626	64%
[4 768]	[2 135]	[6 395]	-25%	Убыток от участия в ПКИ	[15 334]	[17 772]	-14%
[563]	[253]	[4 885]	-88%	Убыток от участия в УОГ	[1 578]	[4 916]	-68%
[4 997]	[893]	[16 576]	-70%	Итого убыток от участия в СП и ассоциированной компании	(12 600)	(20 062)	-37%

КГМ

КГМ осуществляет свою деятельность по добыче и сбыту углеводородного сырья на месторождениях Акшабулак, Нуралы и Аксай Южно-Тургайской впадины Кызылординской области. В апреле 2007 года Компания приобрела 50% долю в КГМ.

В 2016 году объем добычи КГМ составил 2 936 тыс. тонн (50% доля Компании – 1 468 тыс. тонн), что на 64 тыс. тонн или 2% ниже, чем в 2015 году.

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели КГМ (100%):

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
[тыс. долларов США, если не указано иное]					[тыс. долларов США, если не указано иное]		
128 059	144 164	112 082	14%	Доходы	455 391	628 154	-28%
[95 602]	[95 661]	[80 605]	19%	Операционные расходы	[339 728]	[398 697]	-15%
[386]	[4]	[237]	63%	Финансовые доходы/(расходы), нетто	[835]	[790]	6%
[1 130]	[720]	35 329	-103%	Курсовая разница, нетто	[6 459]	25 907	-125%
[22 560]	[32 830]	[114 608]	-80%	[Расходы]/экономия по подоходному налогу	[58 148]	[218 532]	-73%
8 381	14 949	[48 039]	-117%	Прибыль за период	50 221	36 042	39%
736	741	745	-1%	Добыча нефти (тыс. тонн)	2 936	3 000	-2%

Уменьшение доходов в 2016 году обусловлено уменьшением средних цен на экспорт и внутренний рынок, а также снижением объема реализации сырой нефти на внутренний рынок и экспорт по сравнению с 2015 годом.

Реализация нефти КГМ по маршрутам поставок представлена ниже:

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
[тыс. тонн]					[тыс. тонн]		
578	425	552	5%	Внутренний рынок	2 061	2 102	-2%
156	317	194	-20%	Экспорт через ККТ	867	880	-1%
734	742	746	-2%	Реализация нефти, итог	2 928	2 982	-2%

Уменьшение средних цен и объемов продаж на экспорт и внутренний рынок также привело к уменьшению операционных расходов, в частности, расходов на транспортировку (на 26,0 млн долларов США), экспортной таможенной пошлины (на 23,3 млн долларов США) и рентного налога (на 18,9 млн долларов США).

Уменьшение расходов по ЭТП (на 23,3 млн долларов США) связано с понижением средней ставки ЭТП с 66 долларов США за тонну в 2015 году до 39 долларов США за тонну в 2016 году, а также с уменьшением объемов реализации на экспорт.

Операционные расходы в расчете на баррель проданной нефти представлены следующим образом:

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(доллар США за баррель* проданной нефти)					(доллар США за баррель* проданной нефти)		
4,2	4,9	3,0	40%	Износ, истощение и амортизация	4,7	3,7	27%
2,1	2,7	3,1	-32%	Транспортные расходы	2,2	3,3	-33%
1,1	2,3	2,2	-50%	Экспортная таможенная пошлина	1,6	2,6	-38%
1,5	2,3	1,1	36%	НДПИ	1,6	1,8	-11%
1,2	0,8	1,1	9%	Услуги по ремонту и обслуживанию	0,9	1,2	-25%
1,1	0,8	1,0	10%	Вознаграждения работникам	0,8	1,1	-27%
0,7	1,3	0,6	17%	Рентный налог	0,7	1,5	-53%
0,9	0,4	0,7	29%	Материалы и запасы	0,5	0,6	-17%
-	0,5	(0,4)	-100%	Штрафы и пени	0,2	0,4	-50%
4,2	0,6	1,7	147%	Прочие расходы	1,9	1,2	58%
17,0	16,6	14,1	21%	Итого операционных расходов	15,1	17,4	-13%

* В пересчете 7,7 баррелей за тонну.

Доля в результатах КГМ, отраженная в аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании, представлена как пропорциональная доля в результатах КГМ за 2016 год, скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензий и соответствующей экономии по отсроченному налогу в сумме 4,2 млрд тенге (в 2015 год – 1,4 млрд тенге).

Анализ капитальных вложений совместных предприятий и ассоциированной компании рассмотрены в разделе «Обзор капитальных вложений».

ПКИ

ПКИ является нефтегазовой группой, которая осуществляет свою деятельность по геологоразведке, разработке месторождений, добыче нефти и газа, а также продаже нефти. В декабре 2009 года Компания приобрела 33% долю в ПКИ.

В 2016 году объем добычи компании ПКИ составил 3 747 тыс. тонн (33% доля – 1 236 тыс. тонн), что на 15% ниже уровня 2015 года. Снижение добычи связано с выработкой некоторых месторождений и снижением темпов бурения. Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели ПКИ (100%):

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(тыс. долларов США, если не указано иное)					(тыс. долларов США, если не указано иное)		
197 487	184 521	170 411	16%	Доходы	682 357	984 943	-31%
(222 496)	(160 262)	(224 710)	-1%	Операционные расходы	(672 955)	(1 012 943)	-34%
5 027	(1 085)	(10 835)	-146%	Финансовые расходы, нетто	(19 719)	(41 796)	-53%
1 761	(17 424)	(27 725)	-106%	Расходы по подоходному налогу	(27 214)	(124 683)	-78%
(18 221)	5 750	(92 859)	-80%	Прибыль / (убыток) за период	(37 531)	(194 479)	-81%
905	917	1 069	-15%	Добыча нефти (тыс. тонн)	3 747	4 390	-15%

Снижение выручки в 2016 году по сравнению с 2015 годом главным образом обусловлено уменьшением объема реализации сырой нефти на экспорт и внутренний рынок, а также снижением средних котировок Brent и цен на внутренний рынок.

Реализация нефти ПКИ по маршрутам поставок указана ниже:

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(тыс. тонн)					(тыс. тонн)		
554	565	727	-24%	Внутренний рынок	2 405	2 804	-14%
198	125	166	19%	Экспорт через ККТ (ПКР 100%)	616	762	-19%
77	159	97	-21%	Экспорт через ККТ (КГМ 50%)	433	440	-2%
28	23	31	-10%	Экспорт через ККТ (Кольжан 100% и ПКВИ 75%)	102	105	-3%
20	23	–	100%	Экспорт Узбекистан (ТП 50%)	72	–	100%
14	8	43	-67%	Экспорт через ККТ (ТП 50%)	61	181	-66%
891	903	1 064	-16%	Реализация нефти, итого	3 689	4 292	-14%

Операционные расходы уменьшились, в основном, за счет снижения объема продаж на экспорт и внутренний рынок, а также средней экспортной цены и цены на внутренний рынок, что привело к уменьшению транспортных расходов (на 50,0 млн долларов США), расходов на ЭТП (на 43,7 млн долларов США) и рентного налога (на 32,6 млн долларов США).

Операционные расходы в расчете на баррель проданной нефти представлены следующим образом:

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(доллар США за баррель* проданной нефти)					(доллар США за баррель* проданной нефти)		
4,5	9,8	5,2	-13%	Износ, истощение и амортизация	7,6	8,4	-10%
2,9	2,7	3,0	-3%	Транспортные расходы	2,7	3,8	-29%
2,1	2,0	2,3	-9%	Экспортная таможенная пошлина	1,8	2,9	-38%
1,4	1,4	1,1	27%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1,4	2,1	-33%
1,6	1,3	1,4	14%	Вознаграждения работникам	1,4	1,9	-26%
1,5	1,6	1,2	25%	НДПИ	1,4	1,8	-22%
1,1	0,8	1,1	0%	Материалы и запасы	0,9	1,1	-18%
1,3	1,2	0,9	44%	Рентный налог	0,8	1,7	-53%
0,1	0,6	2,7	-96%	Штрафы и пени	0,1	1,1	-91%
15,7	1,6	8,4	87%	Прочие расходы	5,5	5,8	-5%
32,2	23,0	27,3	18%	Итого операционных расходов	23,6	30,6	-23%

* В пересчете 7,75 баррелей за тонну нефти.

Доля в результатах ПКИ, отраженная в аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании, представлена как пропорциональная доля в результатах ПКИ за 2016 год, скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензии на сумму 11,1 млрд тенге (в 2015 году – 7,3 млрд тенге).

Анализ капитальных вложений совместных предприятий и ассоциированной компании рассмотрены в разделе «Обзор капитальных вложений».

CCEL

Согласно условиям договора приобретения, доля в CCEL отражается как финансовый актив в аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании в соответствии с МСФО. Результаты деятельности CCEL представлены исключительно в информационных целях, данные не консолидируются и не учитываются по долевым методу в аудированной консолидированной финансовой отчетности.

В декабре 2007 года Компания приобрела 50% долю в CCEL Каражанбасмунай («CCEL»). CCEL осуществляет добычу тяжелой нефти на месторождении Каражанбас, расположенном на полуострове Бузачи в 230 км от г. Актау.

Месторождение было открыто в 1974 году и является самым крупным неглубоко залегающим месторождением высоковязкой нефти на территории СНГ, разработка которого осуществляется с применением термических методов. По состоянию на 31 декабря 2016 года Компания отразила на своем балансе сумму в размере 34,3 млрд тенге (103,0 млн долл. США) как счета к получению от CCEL. В 2016 году Компания начислила процентный доход в размере 4,6 млрд тенге (13,4 млн долл. США), что представляет собой часть годового гарантированного платежа от CCEL в размере 26,87 млн долларов США. Выплаты в счет гарантированного платежа от CCEL обычно производятся два раза в год – во 2-ом и 4-ом кварталах.

В 2016 году объем добычи CCEL составил 2 127 тыс. тонн (50% доля – 1 064 тыс. тонн), уменьшившись на 1% по сравнению с 2015 годом.

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели CCEL (100%):

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(тыс. долларов США, если не указано иное)					(тыс. долларов США, если не указано иное)		
155 263	139 268	99 734	56%	Доходы	565 317	569 399	-1%
(139 177)	(126 248)	(163 330)	-15%	Операционные расходы	(488 334)	(763 435)	-36%
4 217	(5 227)	(8 220)	-151%	Финансовые расходы, нетто	(11 305)	(28 503)	-60%
(11 109)	25	(21 264)	-48%	(Расходы) / экономия по подоходному налогу	(4 766)	(7 707)	-38%
9 194	7 818	(93 080)	-110%	Прибыль/(убыток) за период	60 912	(230 246)	-126%
539	535	534	1%	Добыча нефти (тыс. тонн)	2 127	2 138	-1%

Снижение доходов в 2016 году связано, в основном, с уменьшением средней цены реализации на экспорт. Реализация нефти CCEL по маршрутам поставок указана ниже:

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(тыс. тонн)					(тыс. тонн)		
280	238	210	33%	Экспорт через Новороссийск	1 105	885	25%
175	207	217	-19%	Экспорт через Усть-Луга	843	666	27%
38	–	63	-40%	Внутренний рынок	38	382	-90%
–	–	–	0%	Встречные поставки нефти в Россию	–	139	-100%
493	445	490	1%	Реализация нефти, итого	1 986	2 072	-4%

Снижение операционных расходов в 2016 году на 36% по сравнению с 2015 годом произошло, в основном, из-за уменьшения расходов на вознаграждение работникам, ремонт и обслуживания, рентного налога, ЭТП, а также уменьшения расходов на износ, истощение и амортизацию.

Уменьшение рентного налога в 2016 году по сравнению с 2015 годом связано, в основном, со снижением средних котировок Brent. Снижение расходов по ЭТП произошло из-за понижения ставки ЭТП с 80 долларов США за тонну до 60 долларов США за тонну с 19-го марта 2015 года и с 60 долларов США за тонну до 40 долларов США за тонну с 1 января 2016 года, а также из-за ввода плавающей ставки ЭТП на нефть с 1 марта 2016 года. Снижение расходов по ЭТП было частично нивелировано увеличением объемов реализации на экспорт в 2016 году по сравнению с 2015 годом.

Расходы на вознаграждение работников, а также ремонт и обслуживание уменьшились в 2016 году по сравнению с 2015 годом, в основном, за счет увеличения среднего обменного курса тенге - доллар США в результате решения, принятого Правительством Республики Казахстан и НБК о переходе к режиму свободно плавающего обменного курса тенге в 3 квартале 2015 года. Расходы на ремонт и обслуживание также уменьшились за счет уменьшения стоимости ПРС за отчетный период по сравнению с 2015 годом, что было частично нивелировано увеличением объемов ПРС.

Операционные расходы в расчете на баррель проданной нефти представлены следующим образом:

4 кв. 2016	3 кв. 2016	4 кв. 2015	Изменение		2016	2015	Изменение
(доллар США за баррель* проданной нефти)					(доллар США за баррель* проданной нефти)		
8,6	5,9	10,1	-15%	Вознаграждения работникам	7,9	11,1	-37%
7,5	8,7	7,5	0%	Транспортные расходы	7,2	7,1	1%
6,4	6,9	8,7	-26%	Экспортная таможенная пошлина	5,8	7,4	-22%
3,7	3,8	2,8	32%	Электроэнергия	3,8	3,9	-3%
3,2	3,6	(2,3)	-239%	Износ, истощение и амортизация	3,2	4,9	-35%
3,6	3,5	2,5	44%	Рентный налог	2,4	4,3	-44%
1,2	1,8	2,9	-59%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1,7	3,8	-55%
1,0	0,8	0,6	67%	Материалы и запасы	0,8	0,9	-11%
0,3	0,3	0,2	50%	НДПИ	0,3	0,3	0%
6,9	7,0	16,9	-59%	Прочие расходы	3,7	11,4	-60%
42,4	42,3	49,9	-15%	Итого операционных расходов	36,8	55,1	-33%

* В пересчете 6,68 баррелей за тонну нефти.

Анализ капитальных вложений совместных предприятий и ассоциированной компании рассмотрены в разделе «Обзор капитальных вложений».

Нэтбэк анализ и лифтинг затраты

Лифтинг затраты совместных предприятий и ассоциированной компании представлены следующим образом:

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
	(тыс. долларов США, если не указано иное)		
Вознаграждения работникам	12 555	25 230	93 164
Материалы и запасы	12 055	24 877	10 435
Услуги по ремонту и обслуживанию	9 387	22 721	22 706
Электроэнергия	9 515	16 357	50 981
Прочие	2 695	17 114	49 679
Итого лифтинг затрат (тыс. долларов США)	46 207	106 299	226 965
Объем добычи (тыс. тонн)	2 936	3 747	2 127
Итого лифтинг затрат (долл. США/баррель*)	2,0	3,7	16,0

* Были использованы следующие средние коэффициенты пересчета тонны на баррель: КГМ– 7,7, ПКИ –7,75, ССЕЛ– 6,68.

Нэтбэк анализ экспортных продаж совместных предприятий и ассоциированной компании представлен следующим образом:

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
	(доллар США/баррель* проданной нефти, если не указано иное)		
Публикуемая рыночная цена	43,7	43,7	43,7
Разница в цене и премия по коэффициенту баррелизации	(8,2)	(8,0)	(4,1)
Средняя цена реализации	35,5	35,7	39,6
Рентный налог	(2,2)	(2,3)	(2,3)
Экспортная таможенная пошлина	(5,4)	(5,2)	(5,5)
Транспортные расходы	(3,7)	(5,0)	(6,7)
НДПИ	(4,3)	(2,7)	(0,2)
Нэтбэк	19,9	20,5	24,9

* Были использованы следующие средние коэффициенты пересчета тонны на баррель: КГМ– 7,7, ПКИ –7,75, ССЕЛ– 6,68.

Нэтбэк анализ продаж на внутренний рынок совместных предприятий и ассоциированной компании представлен следующим образом:

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
	(доллар США/баррель* проданной нефти, если не указано иное)		
Средняя цена реализации	13,6	17,3	13,9
Транспортные расходы	(1,4)	(1,3)	(1,4)
НДПИ	(0,4)	(0,5)	(0,1)
Нэтбэк	11,8	15,5	12,4

* Были использованы следующие средние коэффициенты пересчета тонны на баррель: КГМ– 7,7, ПКИ –7,75, ССЕЛ– 6,68.

Ликвидность и ресурсы капитала

Потребности Компании в ликвидности возникают, в основном, из-за потребности в финансировании существующей операционной деятельности (оборотный капитал), необходимости финансирования инвестиций (капитальные вложения) и достижения роста за счет приобретений. Руководство считает, что Компания обладает достаточным уровнем ликвидности для исполнения своих обязательств и осуществления инвестиционных возможностей.

Движение финансовых активов за 2016г.

млн тенге

Финансовые активы, на начало	1 104 982	
Чистые финансовые активы, полученные от операционной деятельности и изменений валютных курсов		+140 766
Чистые финансовые активы, использованные в инвестиционной деятельности		-62 174
Чистые финансовые активы, использованные в финансовой деятельности		-2 265
Финансовые активы, на конец	1 181 309	

В 2016 году приток финансовых активов от операционной деятельности и изменений валютных курсов составил 140,8 млрд тенге, что на 316,8 млрд тенге меньше, чем в 2015 году. Данное изменение связано, в основном, с уменьшением дохода по курсовой разнице в 2016 году по сравнению с 2015 годом.

Отток финансовых активов от инвестиционной деятельности в 2016 году составил 62,2 млрд тенге (в 2015 году – 56,7 млрд тенге).

Увеличение оттока связано с увеличением капитальных вложений (на 13,1 млрд тенге), а также уменьшением размера погашения займов от связанных сторон (на 6,8 млрд тенге), что было частично нивелировано увеличением размера дивидендов, полученных от совместных предприятий и ассоциированной компании (на 13,7 млрд тенге).

Отток финансовых активов, направленных на использование в финансовой деятельности в 2016 году, составил 2,3 млрд тенге (в 2015 году – 30,2 млрд тенге). Уменьшение, главным образом, связано с сокращением, по сравнению с 2015 годом, размера выплаченных в 2016 году дивидендов (на 28,9 млрд тенге), что было частично нивелировано увеличением расчетов по займам в 2016 году по сравнению с 2015 годом (на 0,9 млрд тенге).

Чистая позиция финансовых активов

В таблице ниже отражены данные по чистой позиции финансовых активов Компании:

	На 31 декабря 2016 года	На 31 декабря 2015 года	Изменение
	(млн тенге, если не указано иное)		
Текущая часть	5 483	5 585	-2%
Срок погашения более одного года	3 844	5 990	-36%
Итого займов	9 327	11 575	-19%
Денежные средства и их эквиваленты	162 091	237 310	-32%
Прочие текущие финансовые активы	983 257	833 912	18%
Долгосрочные финансовые активы	35 961	33 760	7%
Итого финансовых активов	1 181 309	1 104 982	7%
Финансовые активы, деноминированные в иностранной валюте, %	97%	99%	
Чистая позиция финансовых активов	1 171 982	1 093 407	7%

Факторы риска

Деятельность Компании сопряжена со множеством рисков и неопределенностей в экономической, политической, законодательной, социальной, производственной и финансовых сферах. При принятии решений заинтересованным лицам необходимо учитывать факторы риска, которые могут повлиять на финансовые и операционные результаты Компании.

Система управления рисками является неотъемлемой частью системы корпоративного управления и представляет собой постоянно развивающийся процесс, следуя которому Компания системно идентифицирует, оценивает и управляет своим портфелем рисков, анализируя свое развитие в прошлом, настоящем и будущем.

Некоторая информация о рисках содержится в проспекте эмиссии простых акций и ГДР, а анализ ключевых финансовых рисков представлен в годовой, аудированной консолидированной финансовой отчетности.

Ниже представлен дополнительный неисчерпывающий перечень основных рисков.

Основной риск	Описание риска	Управление риском
Политические риски	— Возможность смены внешне- или внутривнутриполитического курса руководством страны, что может существенно сказаться на инвестиционной привлекательности страны в целом и Компании в частности. — Правительство Казахстана может значительно ограничить заявленный объем экспортной квоты или изменить обязательные объемы по поставкам на внутренний рынок, что может оказать существенное влияние на финансовые результаты Компании. — Правительство Казахстана может обязать Компанию поставлять нефть в счет выполнения собственных обязательств по поставкам нефти согласно межправительственным соглашениям или по ценам, ниже экспортных. — Вероятность изменения законодательства, в том числе налогового, направленного на максимизацию бюджетных доходов, получаемых от сырьевых отраслей промышленности. — Вероятность ограничения Правительством Казахстана возможности управления денежными средствами, в том числе диверсификации депозитного и валютного портфеля Компании. Изменение политики государства в отношении национальной валюты может оказывать влияние на финансовые показатели и результаты Компании. — Государство в лице ФНБ «Самрук-Қазына» и НК КМГ как основной акционер путем принятия и/или неприятия ряда существенных решений в интересах государства могут оказывать влияние на РД КМГ, что может противоречить интересам миноритарных акционеров РД КМГ.	Компания принимает надлежащие меры по поддержанию экономической устойчивости в текущих политических условиях. Компания проводит работу совместно с материнской компанией и уполномоченным органом в сфере энергетики с целью соблюдения баланса интересов заинтересованных сторон. Компания активно сотрудничает с отраслевыми, профессиональными союзами, ассоциациями (Ассоциация налогоплательщиков Казахстана, Kazenergy, Национальная палата предпринимателей и др.) для участия в законопроектной работе, обращения от имени указанных объединений в государственные органы в интересах группы компаний РД КМГ.

Основной риск	Описание риска	Управление риском
Экономические риски	— Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты, которые отличаются значительной волатильностью вследствие ряда факторов: баланс мирового спроса и предложения, международная политическая обстановка и международные конфликты, влияние и политика основных нефтедобывающих стран, политическая обстановка в основных регионах добычи энергоносителей. Установление в длительном промежутке времени цен на нефть и/или нефтепродукты ниже их себестоимости повлечет за собой значительное ухудшение финансовых показателей Компании. — Существующее законодательство в области закупок товаров и услуг не позволяет повысить эффективность материально-технического обеспечения и логистики. — Слабая конкурентная среда среди поставщиков и подрядчиков может снизить качество работ и услуг, предоставляемых Компании. — Неблагоприятные изменения казахстанской финансовой системы могут ухудшить условия размещения свободных денежных средств. — В связи с переходом на схему самостоятельного процессинга нефти существует риск повышения тарифов за переработку нефти на НПЗ.	Компания уделяет особое внимание данному риску и проводит следующие мероприятия: — подготовку ежегодных бюджетов и периодических прогнозов, используя консервативный выбор прогнозной цены, включая анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем; — мониторинг прогнозов цен на нефть ведущих мировых аналитических агентств и анализ экономической целесообразности их хеджирования; — публикацию информации о закупках в открытых источниках для увеличения конкурентной среды; — контроль качества выполняемых поставщиками и подрядчиками работ и оказываемых услуг.
Стратегические и инвестиционные риски	Разрабатываемые месторождения РД КМГ находятся на поздней стадии разработки, характеризующиеся высокой степенью обводненности добываемой продукции. Снижение запасов может оказать существенное влияние на долгосрочную деятельность Компании и ее коммерческую стоимость. Следующие риск-факторы могут сопутствовать работам по восполнению ресурсной базы Компании: — ограниченность доступных для приобретения новых активов на суше в Казахстане; — увеличение конкуренции со стороны крупных международных нефтегазовых компаний за доступ к нефтегазовым активам. У РД КМГ могут возникнуть сложности в реализации своей стратегии, а именно в инвестировании денежных средств. Кроме того, РД КМГ является крупнейшей нефтегазодобывающей компанией, контролируемой Правительством Казахстана. В связи с этим, государство в лице ФНБ «Самрук-Қазына» и НК КМГ может оказывать влияние на РД КМГ в интересах государства в целом, что может противоречить интересам акционеров РД КМГ. Это может произойти, если в Соглашение о взаимоотношениях между РД КМГ и НК КМГ, предусматривающее независимость бизнеса РД КМГ, будут внесены изменения, которые отрицательно скажутся на корпоративном управлении РД КМГ. Все эти факторы как отдельно, так и в совокупности могут привести к недооценке/переоценке привлекательности проектов, неэффективным инвестиционным решениям и, как следствие, к сокращению уровня запасов и падению стоимости Компании.	Компания нацелена на максимальную реализацию своего потенциала и поиск возможностей для увеличения ресурсов. В феврале 2015 года Компания и Комитет геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан подписали Меморандум о взаимном сотрудничестве в области геологического изучения недр Казахстана. В рамках данного Меморандума предусматривается изучение Компанией недр потенциально перспективных участков с целью дальнейшего поиска и разведки нефтегазовых месторождений и прироста запасов углеводородов Казахстана.

Основной риск	Описание риска	Управление риском
Региональные риски	— Регионы деятельности активов Компании относятся к регионам с потенциально высокими социальными и экономическими рисками. Для активов Компании в Мангистауской области риск возникновения социальных конфликтов и забастовок трудовых коллективов является существенным, неоднократно реализовывался и оказывал значительное влияние на ее деятельность. — Климатические условия регионов достаточно разнообразны, кроме того, их географическая удаленность требует повышенного внимания к транспортной составляющей и снабжению электроэнергией для бесперебойной работы активов Компании.	Компания стремится к укреплению и поддержанию социальной стабильности в регионах присутствия, активно взаимодействует с представителями местных государственных органов и сообществ, чтобы ее социальные программы были максимально адресными. В целях минимизации возможных последствий рисков, связанных с климатическими особенностями регионов присутствия, в том числе опасностью возникновения стихийных бедствий, Компания уделяет особое внимание вопросам непрерывности деятельности и промышленной безопасности.
Разведка	— Основным риском, связанным с геологоразведочной деятельностью, является неподтверждение плановых уровней прироста ресурсов и/или увеличения уровня затрат по текущим геологоразведочным проектам. — Проведение геологоразведочных работ сопровождается наличием рисков возникновения аварии, выхода скважины из-под контроля и/или нанесения вреда здоровью работников и/или окружающей среде, что может повлечь крупный имущественный ущерб, дополнительные расходы по восстановлению скважины, расходы на возмещение ущерба здоровью работников и/или возмещение вреда, нанесенного окружающей среде, негативно повлиять на стоимость и сроки реализации геологоразведочных проектов.	Для увеличения успеха геологоразведочных работ и снижения сопутствующих рисков проводится комплексный анализ геолого-геофизических изысканий, который, помимо традиционных сейсмических исследований, включает геохимические исследования, электроразведочные работы, а также специальные методики по обработке геофизических данных. Осуществляется постоянный мониторинг бурения геологоразведочных скважин.

Основной риск	Описание риска	Управление риском
Добыча	Ключевые факторы снижения эффективности производственной деятельности Компании: — состояние основного фонда скважин; — увеличение обводненности месторождений; — техническая целостность оборудования; — непрерывность электроснабжения; — погодные условия; — своевременность закупок и поставок оборудования; — качество поставленного оборудования; — рост затрат на услуги, материалы и основные средства, опережающий рост производительности; — ограниченная управляемость операционных и капитальных затрат; — своевременность и качество выполнения услуг подрядчиками; — невыполнение плана организационно-технических и геолого-технических мероприятий; — безопасность производственного персонала; — экологическая безопасность; — эффективность планирования; — соблюдение требований государственных регуляторов; — социальная нестабильность. Производственная деятельность Компании подвержена рискам аварий и поломки основного производственного оборудования.	Компания осуществляет внедрение новой техники и технологического контроля над ключевыми бизнес-процессами на производстве. Для снижения этих рисков Компания проводит комплекс предупредительных мероприятий и программу модернизации и капитального ремонта оборудования. Основное производственное оборудование застраховано на случай ущерба от пожара, взрыва, природных и других опасностей, а также застрахован риск выхода скважины из-под контроля.
Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды	— Производственная деятельность Компании сопряжена с потенциальным риском нанесения ущерба окружающей среде и здоровью работников. К таким рискам можно отнести несоблюдение техники безопасности, аварии на производстве, причинение вреда окружающей среде, экологические загрязнения и природные катаклизмы. Последствия при наступлении этих рисков могут быть самыми тяжелыми, в том числе смертельный случай на производстве, загрязнение атмосферы, почвы и водоемов, пожары, приостановка или полная остановка производства. — Существуют риски неоднозначной интерпретации действующего законодательства и норм в области экологии не в пользу Компании с возможным предъявлением претензий и штрафных санкций.	В этом направлении в Компании предпринимаются различные меры по предотвращению наступления таких угроз, в том числе контроль состояния безопасности и охраны труда, выявление опасных факторов и обучение персонала. Существующие в Компании системы охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды внедрены и функционируют в соответствии со стандартами ISO 14001 и OHSAS 18001. Компания ежегодно страхует риски в области охраны труда и окружающей среды, сопряженные с собственной деятельностью и проектами.

Основной риск	Описание риска	Управление риском
Финансовые риски - Валютные, инфляционные риски	— Компания ведет свою основную деятельность в Казахстане и использует тенге в качестве основной валюты расчетов. Издержки, связанные с выплатой заработной платы, затратами на электроэнергию, стоимостью логистических услуг, чувствительны к инфляции тенге. — Значительная часть доходов Компании номинирована или привязана к доллару США. Часть расходов Компании номинирована в иностранной валюте, либо иным образом существенно зависит от колебания курсов иностранных валют (в основном, это доллар США, в меньшей степени, евро и российский рубль) относительно тенге. В настоящее время около половины операционных расходов Компании привязаны к тенге. Повышение курса доллара сделает более рентабельным экспорт нефти.	Казначейством Компании реализуется эффективная централизованная политика в области казначейских операций.
Финансовые риски - Кредитные риски	— Кредитным рискам подвержены связанные с движением материальных и денежных потоков операции с контрагентами, начиная с финансовых институтов, обслуживающих финансовые потоки Компании, и заканчивая покупателями конечных продуктов и контрагентами, оказывающими разнообразные услуги Компании.	Казначейством Компании была внедрена эффективная централизованная система управления денежными средствами.
Налоговые риски	— Налоговая система Республики Казахстан характеризуется малыми объемами правоприменительной практики в отношении недавно принятых нормативно-правовых актов. Она также характеризуется риском доначисления налогов, штрафов и пеней, основанных на широкой интерпретации законодательства. Эти факторы осложняют планирование налоговых издержек Компании.	Компания принимает действия по минимизации указанного риска, основанные на участии в работе по улучшению качества как самого Налогового кодекса, так и поправок к нему. Кроме того, Компания продолжает отстаивать свои интересы в судах.

Основной риск	Описание риска	Управление риском
Изменение правил таможенного контроля и пошлин	— Поскольку Компания осуществляет внешнеторговую деятельность, изменение правил таможенного контроля и волатильность экспортной таможенной пошлины (ЭТП) могут отрицательно сказаться на ее финансовых результатах.	Компания осуществляет постоянный мониторинг изменений действующего законодательства Республики Казахстан, участвует в работе по вопросам изменения таможенных правил и гармонизации фискального режима для недропользователей.
Риски партнеров	— Компания сотрудничает и привлекает зарубежные и местные компании по различным направлениям своей деятельности. Возможность Компания оказывать влияние на поведение и операционную деятельность своих партнеров ограничена, что может сказаться на реализации ее отдельных проектов, операционных и финансовых результатах. — Существует вероятность изменения порядка и сроков оплаты покупателями поставок сырой нефти, вызванного непредвиденным ухудшением финансового положения и/или другими внутренними и внешними факторами деятельности покупателя.	Компания предъявляет высокие требования к выбору партнеров, стремится развивать долгосрочные и взаимовыгодные партнерские отношения.
Информационная безопасность	— Компания подвержена рискам в области информационной безопасности.	Компания уделяет особое внимание обеспечению целостности важной информации, безопасности хранения и конфиденциальности бизнес-данных.
Риски корпоративного управления	— Одним из существенных факторов, влияющих на эффективную деятельность Компании, является снижение организационного потенциала.	Компания разрабатывает ряд мер, направленных на повышение лояльности, уровня мотивации и профессионального развития персонала. Кроме того, существенное внимание уделяется развитию лидерских компетенций и формированию кадрового резерва.

Основной риск	Описание риска	Управление риском
Мошенничество и коррупция	— Распределение ресурсов не в лучших интересах Компании, нанесение ущерба Компании в целях получения личной выгоды, любые факты проявления коррупции являются совершенно неприемлемыми в деятельности Компании вне зависимости от размера финансового ущерба. — Факты мошенничества и коррупции могут привести к таким последствиям, как наложение значительных по размеру денежных штрафов, приостановление или прекращение допуска ценных бумаг Компании к торгам, привлечение работников и/или должностных лиц к дисциплинарной, административной или уголовной ответственности в соответствии с законодательством Республики Казахстан и Великобритании.	Компания предпринимает все возможные меры для предотвращения неправомерной деятельности и нанесения репутационного ущерба Компании. К Компании применяются требования Закона Республики Казахстан «О противодействии коррупции», а также, вступившего в силу в июле 2011 года Закона Великобритании «О взяточничестве» (UK Bribery Act 2010). В этой связи Компания выстраивает свои внутренние политики и процедуры в строгом соответствии с вышеназванными законами. Компания предоставляет для своих работников, бизнес-партнеров и третьих лиц, привлекаемых Компанией, средства коммуникации для инициативного информирования об обеспокоенности возможным или потенциальным нарушением работниками и иными, ассоциированными с Компанией лицами, требований применимого антикоррупционного законодательства. Информация о порядке и способах использования средств коммуникации для инициативного информирования размещена на корпоративном веб-сайте Компании. Все работники ознакомлены с Политикой противодействия коррупции и Политикой инициативного информирования посредством подписания подтверждения о понимании требований антикоррупционного законодательства и внутренних документов Компании по вопросам противодействия коррупции. Ежегодно для работников Компании, дочерних и зависимых обществ проводятся тренинги по вопросам соблюдения антикоррупционного законодательства и внутренних политик Компании.

Основной риск	Описание риска	Управление риском
		продолжение Компания стремится обеспечить соблюдение требований антикоррупционного законодательства третьими лицами, привлекаемыми Компанией. В этих целях во всех договорах, заключаемых Компанией с третьими лицами, предусмотрено соответствующее положение, которое требует от работников привлекаемого Компанией третьего лица соблюдения антикоррупционного законодательства и информирования Компании о любых подозрениях, связанных с его нарушением, а также право Компании на проведение комплексной оценки благонадежности третьего лица в случае наличия подозрений в нарушении антикоррупционного законодательства.

Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды

Для РД КМГ реализация стратегии лидерства предполагает не только достижение высоких производственных и финансовых показателей. Достижение новых производственных горизонтов требует и повышения качества экологического менеджмента, работы в сфере охраны труда.



Совет директоров РД КМГ держит под особым контролем работу руководства по повышению уровня безопасности, последовательному снижению показателей аварийности, производственного травматизма, профессиональных заболеваний.

Политика

Основные показатели подхода Компании к вопросам охраны окружающей среды, зафиксированные в политике Компании в сфере ОТ, ТБ и ООС, приведены ниже.

- Компания будет соблюдать законодательные и нормативные юридические требования, действующие в Республике Казахстан, а также международные законы и договоры, регулирующие деятельность нефтяных компаний.
- Компания будет стремиться к совершенствованию экологических показателей своей деятельности и достижению своих целей в этой области.
- Компания будет стремиться достичь экологических показателей, соответствующих уровню ведущих нефтяных компаний мира.
- Компания будет стремиться свести к минимуму воздействие ее деятельности на окружающую среду.
- Компания будет повышать эффективность мер экологического контроля, внедряя современные информационные технологии, методы технической диагностики и телеметрии.
- Компания будет организовывать в достаточных объемах обучение и развитие собственного персонала и персонала подрядных организаций, обеспечивая полную осведомленность об обязательствах и ответственности Компании в сфере охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды и поощряя экономию ресурсов, в частности, путем внедрения процессов повторного использования и переработки материалов.

Охрана окружающей среды

РД КМГ, осознавая, что ее деятельность напрямую связана с использованием природных ресурсов, признает, что несет социальную ответственность за разумное и бережливое использование таких ресурсов и сохранение окружающей среды.

Компания осознает свою ответственность перед обществом за поддержание минимального уровня воздействия ее деятельности на окружающую среду. Компания ежегодно выделяет значительные средства на финансирование мероприятий по охране окружающей среды.

В 2016 году на реализацию программ по охране окружающей среды по основным четырем добывающим активам было затрачено 3 110 млн тенге (9,1 млн долларов США), на 1 530 млн тенге меньше по сравнению с уровнем расходов 2015 года.

Динамика финансовых расходов на выполнение мероприятий по охране окружающей среды за период 2015 – 2016 годов

млн тенге

Наименование ДО	Расходы по охране окружающей среды	
	2015	2016
ОМГ	1 760	1 430
ЭМГ	1 530	690
КБМ	770	560
КГМ	580	430
Всего	4 640	3 110

В соответствии с планом природоохранных мероприятий в 2016 году на контрактных территориях акционерных обществ ОМГ, ЭМГ, КБМ и КГМ проведены следующие экологические мероприятия.

С целью исключения возможного риска предъявления штрафных санкций, в 2016 году завершена работа по инвентаризации на выявление оставшихся и вновь образованных нефтезагрязненных участков на территории месторождений ЭМГ, и в дальнейшем в ЭМГ будет проводиться работа по очистке нефтезагрязненных земель.

За отчетный период на территории ОМГ переработано и утилизировано 70,9 тыс. тонн отходов производства и потребления, из них своими силами методом термокрекинга было переработано 8,1 тыс. тонн отходов, 60 тыс. тонн было переработано с использованием добавки на основе гуматосодержащих композиционных материалов и 2,8 тыс. тонн было передано сторонним подрядным организациям на утилизацию. Наряду с этим на территории ОМГ было очищено 4 тыс. тонн радиационно-загрязненных труб и оборудования.

На территории ЭМГ переработано и утилизировано 15,2 тыс. тонн отходов производства и потребления, в том числе своими силами методом термокрекинга ЭМГ было переработано 1,7 тыс. тонн, методом биологической рекультивации – 10,4 тыс. тонн отходов и 3,1 тыс. тонн отходов было утилизировано сторонними организациями.

На территории КБМ переработано и утилизировано 19,4 тыс. тонн отходов производства и потребления, образованных в 2016 году путем передачи их сторонним специализированным организациям.

3 110

млн

тенге потрачено
на защиту
окружающей
среды

10,7 тыс. тонн промышленных и бытовых отходов, накопившихся в КГМ, также были полностью утилизированы силами сторонних специализированных организаций.

Основой соблюдения требований по охране окружающей среды является проведение производственного экологического контроля. Экологический контроль организован в соответствии с Программой экологического контроля, а также требованиями природоохранного законодательства и нормативно-методических документов, регламентирующих этот вид природоохранной деятельности.

Для предотвращения негативного воздействия производства на окружающую среду в ОМГ, ЭМГ, КБМ и СП КГМ реализуется Программа экологического контроля, которая определяет порядок и методы проведения производственного мониторинга состояния компонентов природной среды: атмосферного воздуха, сточных и подземных вод, почв, растительности, животного мира.

Наименование организации	Объем утилизированных отходов (тыс. тонн)		Объем очищенных радиоактивных отходов после дезактивации (тыс. тонн)	
	2015	2016	2015	2016
ОМГ	123,7	70,9	6,0	4,0
ЭМГ	10,5	15,2	–	–
КБМ	29,2	19,4	–	–
КГМ	17,1	10,7	–	–
Всего	180,5	116,2	6,0	4,0

Динамика выбросов газообразных загрязняющих веществ в тоннах

Наименование организации	Разрешенный объем выбросов на 2015 г.	Фактический объем выбросов в 2015 г.	Разрешенный объем выбросов на 2016 г.	Фактический объем выбросов в 2016 г.
ОМГ	6 661	5 134	6 973	5 018
ЭМГ	13 353	6 954	11 727	8 295
КБМ	5 651	5 651	5 452	4 355
КГМ	2 562	1 999	2 881	1 920
Всего	28 227	19 738	27 033	19 588

4,0

тыс. тонн
очищенных
радиоактивных отходов
после дезактивации

Утилизация газа

В ОМГ добываемый попутный газ полностью утилизируется через ТОО «КазГПЗ».

В АО «Эмбаунайгаз» разработана и утверждена Программа развития и переработки попутного нефтяного газа («Программа»), целью которой является сокращение и в перспективе 100% исключение сжигания попутного нефтяного газа на факелах месторождений.

Реализация Программы дает возможность решить множество экологических задач: снижение выбросов в атмосферу, снижение загрязнения почвы, водных объектов, уменьшение вклада выбросов загрязняющих веществ в парниковый эффект.

В настоящее время Программа включает в себя два проекта. Один именуется «Расширение системы подготовки и транспортировки попутного газа на нефтепромыслах, эксплуатируемых НГДУ «Жайыкмунайгаз» в Исатайском районе», второй – «Расширение системы подготовки и транспортировки попутного газа на нефтепромыслах, эксплуатируемых НГДУ «Доссормунайгаз» в границах месторождения Восточный Макат в Макатском районе».

Проекты позволяют использовать подготовленный до товарного стандарта попутный нефтяной газ для технологических нужд собственных промыслов, а излишки доставлять населению Исатайского, Макатского и Кзыл-Кугинских районов через систему АО «КазТрансГазАймак». Мощность установки в НГДУ «Жайыкмунайгаз» – 20,0 млн куб.м./год, а в НГДУ «Доссормунайгаз» – 40,0 млн куб.м./год товарного газа.

Проблемным вопросом АО «Эмбаунайгаз», по-прежнему, остается сжигание газа в Прорвинской группе месторождений. В рамках реализации Программы завершается строительство установки сероочистки попутного нефтяного газа Прорвинской группы месторождений мощностью 150 млн куб.м./год. Проект предусматривает очистку попутного нефтяного газа от сероводорода, отделение конденсата и транспортировку очищенного газа в магистральный газопровод «Средняя Азия Центр» через газоперерабатывающий завод «Боранколь» АО «МНК «КазМунайТениз»» для дальнейшей реализации потребителям. Завершение работ ожидается в 2017 году, их стоимость составит 39,5 млрд тенге.

В АО «Каражанбасмунай» добываемый попутный газ полностью направляется на собственные производственные нужды.

В ТОО «СП «Казгермунай» добываемый попутный газ полностью перерабатывается на установке переработки газа, затем часть объема переработанного газа используется для собственных производственных нужд. Излишки газа в качестве топлива передаются жителям Кызылординской области.

Защита акватории Каспия

С целью предотвращения загрязнения Каспийского моря Компания использует ступенчатые стальные конструкции со специальным наполнителем в целях укрепления береговой линии и предотвращения оползней – так называемые «матрацы Рено».

На месторождениях Терен-Узек и Западная Прорва НГДУ «Жылыоймунайгаз» укреплено примерно 8,6 км защитной дамбы. Этот проект планируется завершить в 2017 году.

Кроме того, АО «Эмбаунайгаз» на постоянной основе ведет мониторинг затопленных и подтопленных скважин НГДУ «Жылыоймунайгаз» на месторождении Тажигали.

Еще с советских времен на территории месторождения Каражанбас в прибрежных зонах Каспия осталось 11 бесхозных законсервированных нефтяных скважин, которые представляли угрозу экологической безопасности для биологической среды Каспийского моря из-за их аварийного состояния. В 2010 и 2013 гг. 11 скважин были полностью ликвидированы, тем самым были исключены все риски экологического характера. После их тщательного исследования выяснилось, что 8 скважин были полностью затоплены морской водой, и находились в непосредственной близости к береговой зоне, в некоторых местах глубина воды достигала двух метров, одна из них и вовсе находилась в открытом море, в восьмидесяти метрах от берега. Оставшиеся 3 скважины располагались на суше, но в период нагонно-сгонных явлений на море (приливов) всегда оказывались в зоне подтопления.

В рамках утвержденной Программы производственного экологического контроля ежегодно проводятся мониторинговые исследования качества морской воды и донных отложений в установленных 7-ми точках постов контроля, ежемесячно проводятся обследование состояния морских скважин, а ежеквартально – отбор проб с составлением актов осмотра.

За все время мониторинговых наблюдений за акваторией Каспийского моря фактов загрязнения из-за состояния затопленных скважин не зарегистрировано.

Безопасность и охрана труда

Ключевые статистические показатели в сфере безопасности и охраны труда приведены в таблице

Дочерние общества	Общее кол-во отработанных человеко-часов			Кол-во травм с временной потерей трудоспособности (ТВПТ)		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
АО «Озенмунайгаз»	17 750 000	17 715 060	16 928 670	7	7	20
АО «Эмбамунайгаз»	9 929 136	8 897 682	9 248 135	1	9	1
АО «Каражанбасмунай»	3 906 910	4 246 218	4 250 239	6	4	1
ТОО «СП «Казгермунай»	1 385 336	1 454 432	1 261 051		3	
ТОО «Карповский Северный»	41 024	41 126	36 464			
ТОО «Урал Ойл энд Газ»	90 905	87 482	73 426			
ТОО УТТиОС	1 916 255	1 857 383	1 716 459	5	1	2
ТОО «КазГПЗ»	1 786 888	1 790 419	1 725 136	1	1	
ТОО KMG EP-Catering	1 138 529	1 141 824	1 084 131	1		
ТОО «Озенмунайсервис»	3 254 854	3 471 949	3 620 133	7	12	7
ТОО «Кен-Курылыс-Сервис»	1 729 135	1 585 602	1 655 239	2	5	1
ТОО УДТВ	331 019	311 194	282 211			
ТОО «Аргымактранссервис»			2 429 448			
ТОО «Тулпармунайсервис»			1 242 028			1
Всего по группе компаний РД КМГ	43 259 991	42 600 371	45 552 770	30	42	33

Дочерние общества	Частота травм с временной потерей трудоспособности (ЧТВПТ, кол-во ТВПТ/млн человеко-часов)			Кол-во происшествий со смертельным исходом		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
АО «Озенмунайгаз»	0,39	0,40	1,18	1	1	3
АО «Эмбамунайгаз»	0,10	1,01	0,11			
АО «Каражанбасмунай»	1,54	0,94	0,24		1	
ТОО «СП «Казгермунай»	0,00	2,06	0,00			
ТОО «Карповский Северный»	0,00	0,00	0,00			
ТОО «Урал Ойл энд Газ»	0,00	0,00	0,00			
ТОО УТТиОС	2,61	0,54	1,17			
ТОО «КазГПЗ»	0,56	0,56	0,00	1		
ТОО KMG EP-Catering	0,88	0,00	0,00			
ТОО «Озенмунайсервис»	2,15	3,46	1,93			
ТОО «Кен-Курылыс-Сервис»	1,16	3,15	0,60			
ТОО УДТВ	0,00	0,00	0,00			
ТОО «Аргымактранссервис»			0,00			
ТОО «Тулпармунайсервис»			0,81			
Всего по группе компаний РД КМГ	0,69	0,99	0,72	2	2	3

Дочерние общества	Частота происшествий со смертельным исходом (кол-во смертельных случаев/100 млн отработанных человеко-часов)		
	2014	2015	2016
АО «Озенмунайгаз»	5,6	5,6	17,7
АО «Эмбамунайгаз»	0,0	0,0	0,0
АО «Каражанбасмунай»	0,0	23,6	0,0
ТОО «СП «Казгермунай»	0,0	0,0	0,0
ТОО «Карповский Северный»	0,0	0,0	0,0
ТОО «Урал Ойл энд Газ»	0,0	0,0	0,0
ТОО УТТиОС	0,0	0,0	0,0
ТОО «КазГПЗ»	56,0	0,0	0,0
ТОО КМГ ЕР-Catering	0,0	0,0	0,0
ТОО «Озенмунайсервис»	0,0	0,0	0,0
ТОО «Кен-Курылыс-Сервис»	0,0	0,0	0,0
ТОО УДТВ	0,0	0,0	0,0
ТОО «Аргымактранссервис»			0,0
ТОО «Тулпармунайсервис»			0,0
Всего по группе компаний РД КМГ	4,6	4,7	6,6



“ За последние четыре года Компанией были проведены масштабные работы, направленные на обеспечение безопасности труда работников. ”

Производственная безопасность является одним из приоритетов для руководства РД КМГ. За последние четыре года Компанией были проведены масштабные работы, направленные на обеспечение безопасности труда работников. Это, в первую очередь, улучшение их условий труда: строительство хозяйственно-бытовых комплексов, столовых, административно-бытовых комплексов, операторных зданий для групповых установок и пр. Руководство Компании также уделяет большое внимание качеству закупаемой специальной одежды и обуви и средств индивидуальной защиты.

Расходы на охрану труда

млн тенге

Расходы на охрану труда, промышленную и пожарную безопасность	2015	2016
ОМГ	698	789
ЭМГ	236	409
КБМ	565	336
КГМ	279	341
Итого	1 778	1 875
Расходы на закупку средств индивидуальной защиты	2015	2016
ОМГ	1 030	1 059
ЭМГ	364	341
КБМ	190	188
КГМ	54	106
Итого	1 638	1 694
Всего	3 416	3 569



45 552 770

общее количество
отработанных
человеко-часов

3,6

млрд тенге
расходы
на охрану труда

Производственная деятельность нефтяных компаний связана с повышенной опасностью, соответственно, РД КМГ ведет активную работу по снижению рисков опасных для жизни происшествий и прочих рисков для персонала.

В 2016 году полное отсутствие инцидентов было зарегистрировано в ТОО «СП «Казгермунай», ТОО «Карповский Северный», ТОО «Урал Ойл энд Газ», ТОО «КазГПЗ», ТОО «KMG EP-Catering» и ТОО «УДТВ».

В других подразделениях был допущен 31 несчастный случай на производстве, в которых пострадало 33 работника, из них тяжелые травмы получили 13 работников, легкие травмы получили 17 человек и произошло 3 случая с летальным исходом.

Из общего числа пострадавших 21 работник вышел на работу, троим установлена инвалидность, а 6 находятся на амбулаторном лечении и проходят реабилитацию.

Анализ произошедших несчастных случаев в 2016 году показывает, что больше половины несчастных случаев произошли, в основном, по вине работника в результате несоблюдения правил техники безопасности (44%) и грубой неосторожности самого пострадавшего (28%).

После каждого произошедшего несчастного случая создается комиссия, которая выясняет обстоятельства, выявляет причины, и разрабатывает мероприятия по устранению и недопущению в будущем подобных несчастных случаев.

Проекты по повышению культуры безопасности в области охраны труда и окружающей среды

В 2016 году были начаты и успешно реализованы несколько проектов, целью которых является повышение культуры безопасности и улучшение состояния в области охраны труда и окружающей среды.

Одним из основных является проект по повышению прозрачности отчетности по охране труда и окружающей среды. В рамках данного проекта ведется регистрация и учет всех травм, включая мелкие травмы на производстве без потери трудоспособности, проводятся целевые проверки на производственных объектах ДЗО, были организованы встречи, совещания и разъяснительные работы относительно своевременного информирования, ведения учета и проведения расследований произошедших на производстве несчастных случаев, включая незначительные микротравмы.

В 2016 году в ЭМГ в целях повышения уровня промышленной безопасности увеличено количество специалистов по безопасности и охране труда. Ранее в ЭМГ, со штатом более 5 200 работников, было 27 специалистов по технике безопасности. Таким образом, на одного специалиста по технике безопасности приходилось 200 работников. После проведения соответствующих тренингов количество специалистов увеличено до 68, соответственно на одного специалиста по технике безопасности теперь приходится 80 работников. Аналогичные работы по расширению штатной структуры специалистов техники безопасности планируется проводить во всех дочерних и зависимых обществах Компании.

Внедрен кодекс работников в области безопасности и охраны труда «Золотые правила», целью которого является осуществление деятельности в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан и международными требованиями по безопасности и охране труда работниками дочерних и зависимых обществ Компании и подрядных организаций.

Также внедрены корпоративные документы в области охраны труда и транспортной безопасности: «Правила о порядке оповещения и расследования происшествий» и «Регламент безопасной эксплуатации наземных транспортных средств».

В качестве следующего шага в работе по повышению культуры безопасности в группе компаний РД КМГ планируется увеличить вовлеченность руководства и работников в процессы безопасности и охраны труда посредством внедрения программы «Поведенческого наблюдения по безопасности». Данная программа является одним из важных инструментов для улучшения показателей производственного травматизма и важным шагом для развития культуры безопасного поведения, основанной на лидерстве и личной приверженности руководителей, способности людей предвидеть и предупреждать возможные риски и происшествия.

Социальная ответственность

Компания в полной мере осознает ответственность за сохранение социальной стабильности в регионах присутствия и гарантирование достойного уровня жизни населению.



1,7млрд

тенге потрачено
на различные
социальные
проекты

36

заявок от работников
РД «КазМунайГаз»,
на участие в проекте
«ITS»**Политика**

Подход Компании к кадровым вопросам регламентируется ее Кодексом деловой этики, доступным на официальном сайте Компании. Основные положения подхода Компании изложены далее.

- Компания будет соблюдать законодательные и нормативные юридические требования, действующие в Республике Казахстан, а также международные законы и договоры, регулирующие деятельность нефтяных компаний.
- Все работники Компании имеют право на: безопасные и здоровые условия труда; признание и должную оценку их вклада в Компанию; содействие в развитии их профессиональных навыков; открытое и конструктивное обсуждение качества и эффективности их работы.
- Компания не будет допускать дискриминации по национальной, расовой, религиозной принадлежности, возрасту, полу, политическим убеждениям или иным признакам.
- Любое решение по трудоустройству, оценке, повышению по службе, обучению, повышению квалификации, компенсации и увольнению работника должно основываться исключительно на его квалификации, заслугах, показателях и соображениях производственной необходимости.
- Компания будет выплачивать вознаграждение своим работникам, руководствуясь такими соображениями, как уровень квалификации, сложность и качество выполняемой работы, а также результаты выполнения производственно-финансовых показателей.
- Компания будет организовывать для работников индивидуальные программы обучения и повышения квалификации, с тем чтобы они могли эффективно выполнять свои обязанности.

Компания в полной мере осознает ответственность за сохранение социальной стабильности в регионах присутствия и гарантирование достойного уровня жизни населению. В связи с этим РД КМГ несет дополнительные издержки, сохраняя имеющуюся численность штата работников вне зависимости от текущей производственной необходимости и обеспечивая все, предусмотренные коллективным договором, выплаты, медицинское страхование и расходы на повышение квалификации.

Несмотря на текущую сложную ситуацию в экономике, Компания планирует сохранить социальные выплаты и уровень постоянной части заработной платы работников на существующем в настоящее время уровне при условии, что экономические условия не будут ухудшаться.

Расходы на социальные проекты

млн тенге

	Мангистауская область			Атырауская область		
	Всего	Обязательные	Инициативные	Всего	Обязательные	Инициативные
2015	1 379	900	479	518	394	124,1
2016	958,7	900	58,7	728,6	593	135,6

РД КМГ, как и прежде, выделяет финансовые ресурсы на социальное развитие регионов деятельности в рамках контрактов на недропользование. В 2016 году на различные социальные проекты в Атырауской и Мангистауской областях было выделено 1,7 миллиарда тенге (5 млн долларов США). Местные исполнительные органы решают, на какие социальные нужды направить эти средства, исходя из запросов населения. В частности, необходимое финансирование было направлено на ремонт автомобильных дорог, благоустройство городских микрорайонов, создание социальных рабочих мест для безработных и пр.

В 2016 году на развитие социальной инфраструктуры Мангистауской области было потрачено 958,7 млн тенге. 728,6 млн тенге было потрачено на развитие социальной инфраструктуры региона, поддержку социально-уязвимых слоев населения и проведение общественно-значимых мероприятий Атырауской области.

Также были выделены средства на развитие города Жанаозен и Каракиянского района в сумме 900 млн тенге, которые были направлены на строительство автомобильных дорог в микрорайонах Мунайлы, Бостандык и Жулдыз и на реконструкцию туберкулезной больницы в селе Курык Мангистауской области.

В 2016 году Компанией были направлены средства для финансирования работ по завершению строительства средней школы им. О. Саргунова на 300 ученических мест в поселке Доссор Макатского района Атырауской области и на строительство детского сада на 100 мест в селе Тасшагил Кзылкугинского района Атырауской области. В этом же районе были выделены средства на завершение строительства 15 жилых двухквартирных домов.

В рамках оказания спонсорской помощи в 2016 году Компания профинансировала Корпоративный фонд «Кызылорда игілігі» на сумму 1,35 млрд тенге для завершения строительства объекта «Психоневрологический дом-интернат на 300 мест в поселке Талсуат (г. Кызылорда). В новой школе-интернате имеется гимнастический зал, отделение водных процедур, столярные и швейные мастерские, а также конференц-зал.

Также Компания бесплатно предоставила в своем головном офисе место группе молодых художников из Астаны, где они могут выставлять свои работы. Цель проекта заключается в поддержке молодых и развивающихся художников столицы. Основной темой живописных произведений, выставленных в день открытия, стало наступление весны.

Наши люди

С момента создания РД КМГ ежегодно осуществляет подготовку и повышение квалификации работников. С целью распространения единой корпоративной политики, стратегических приоритетов, РД КМГ реализует различные образовательные программы для работников группы компаний РД КМГ. В 2016 году повысили свою квалификацию 40 585¹⁰ работников группы компаний РД КМГ, что на 7% больше, чем в 2015 году.



¹⁰ При формировании данных, учитывалось, что, если работник в течение года прошел обучение более одного раза, при расчете данного показателя учитывается количество всех обучений, которое прошел работник.

Пример проекта

Школа внутренних тренеров

9 декабря 2016 года в АО «РД «КазМунайГаз» впервые стартовал новый проект «In-house Trainer School» («ITS»), направленный на формирование школы внутренних тренеров.

Основной задачей проекта является повышение уровня профессионализма работников и корпоративной культуры, а также обеспечение передачи работникам РД КМГ, а также дочерних обществ и совместных предприятий, профессиональных знаний и навыков, требуемых для решения производственных и управленческих задач.

В декабре 2016 года было подано 36 заявок от работников АО «РД «КазМунайГаз» на участие в проекте «ITS», для которых был организован первый тренинг. В 2017 году Компания продолжит работу по дальнейшей реализации проекта «ITS».



Пример проекта

День дублера



7 июля 2016 года впервые в РД КМГ был проведен День дублера.

Данное мероприятие проводилось в рамках реализации Молодежной политики, целью которой являлось привлечение молодых специалистов к непосредственному участию в реализации основных бизнес-процессов, создание условий для саморазвития, воспитание самостоятельности, ответственного отношения к порученному делу, предоставление возможности молодым специалистам попробовать себя в роли руководителя, а также ознакомление с деятельностью других структурных подразделений.

В День дублера молодые работники РД КМГ выполняли функции руководителей структурных подразделений в течение одного рабочего дня.

В данном мероприятии приняли участие 23 молодых работника РД КМГ. Таким образом, были задействованы все основные структурные подразделения Компании.

Вместе с тем, руководители структурных подразделений на период их замещения дублерами приняли участие в обучении по специальной программе «Инфотейнмент», в рамках которого участники решали управленческие кейсы и в результате сформировали лидерские черты и управленческие инструменты на базе исторического управленческого опыта.

В конце дня все участники получили подарочные сертификаты на дистанционное обучение в корпоративном университете Самрук-Қазына.

Пример проекта

Конкурс профессионального мастерства на звание «Үздік маман»



Конкурс профессионального мастерства на звание «Үздік маман» проводится между нефтегазодобывающими предприятиями АО «РД «КазМунайГаз» на ежегодной основе с 2006 года.

В 2016 году конкурс был проведен в девяти дочерних обществах: АО «Озенмунайгаз», АО «Эмбамунайгаз», АО «Каражанбасмунай», ТОО «СП «Казгермунай», ТОО «Argymak TransService», ТОО «ТулпарМунайСервис», ТОО «Жондеу», ТОО «КРУЗ», ТОО «Кен-Курылыс-Сервис».

В августе 2016 года победители конкурсов в дочерних обществах посетили г. Астану для встречи с руководством РД КМГ, в том числе с Генеральным директором РД КМГ, и участия в церемонии чествования. В торжественной обстановке победители конкурсов были награждены медалями «Үздік маман-2016» и соответствующими удостоверениями.

В октябре 2016 года команда победителей в количестве 65 человек впервые приняла участие в профессиональном конкурсе мастерства «Үздік маман-2016» среди дочерних обществ АО НК «КазМунайГаз». Из 65 представителей РД КМГ 38 человек заняли призовые места.

Пример проекта

В РД КМГ действует институт омбудсмена



Функция омбудсмена в РД КМГ создана в феврале 2017 года в целях совершенствования корпоративного управления посредством внедрения в практику ведения бизнеса таких этических принципов, как прозрачность и профессиональная добросовестность, взаимное уважение среди всех членов организации, приверженность принципам справедливости и недопущения дискриминации по каким-либо признакам.

Улучшение имиджа Компании, развитие ценностей и культуры профессиональной этики требует создания эффективной системы своевременного выявления

и урегулирования этических проблем и возможных спорных/конфликтных ситуаций. В функциональные обязанности омбудсмена входят: урегулирование/разрешение спорной/конфликтной ситуации, консультирование на этапах поиска приемлемых вариантов, выработка рекомендаций/направление к другим корпоративным ресурсам по урегулированию конфликтных ситуаций, мониторинг соблюдения прав работников Компании.

Работа омбудсмена будет распространена на все дочерние и зависимые общества группы компаний РД КМГ.

Пример проекта

Молодежная политика РД КМГ

Советы молодых специалистов функционируют в центральном аппарате РД КМГ и ее дочерних обществах, начиная с 2012 года. Миссия движения заключается в том, чтобы побуждать молодежь к активному участию в деятельности компаний: в решении производственных и стратегических задач, в создании условий для профессионального развития молодых работников, в формировании у молодых работников корпоративных ценностей, раскрытии и развитии их творческого потенциала в науке, технике и управлении производством в соответствии со стратегией и целями группы компаний РД КМГ.

День молодых специалистов проводится на ежегодной основе с 2013 года. В 2016 году День молодых специалистов был проведен 8-10 июня. Площадкой для его проведения стало совместное предприятие РД КМГ – ТОО «СП «Казгермунай», расположенное в г. Кызылорда.

В конкурсе проектных работ приняли участие 35 молодых специалистов дочерних обществ и совместных предприятий РД КМГ.

В ходе проведения Дня молодых специалистов была организована групповая работа по секциям согласно определенным направлениям, в процессе которой молодыми специалистами были представлены проектные работы, направленные на совершенствование того или иного производственного процесса.

Проектные работы были представлены в шести секциях конкурса: «Геология, геофизика и разработка», «Техника и технология добычи нефти и газа», «Технологии при проведении текущих ремонтов подземного ремонта скважин (ПРС), капитального ремонта скважин (КРС) и бурения», «Химизация, энергетика и автоматизация в технологическом процессе нефтедобычи и поддержания пластового давления», «Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды», а также «Экономика и финансы».

По итогам Дня молодых специалистов 6 проектных работ были признаны лучшими. На основании протокола итогов руководителям дочерних организаций и совместных предприятий РД КМГ совместно с модераторами секций было рекомендовано обеспечить внедрение данных проектов в производственный процесс.

Кроме этого, для молодых специалистов была организована поездка на «Интеллектуальные месторождения» ТОО «СП «КазГерМунай» Акшабулак и Нуралы, что дало им возможность непосредственно ознакомиться с производственным и технологическим процессами, встретиться с работниками, имеющими большой опыт работы на данных месторождениях.



Деловая этика

Подход Компании к вопросам деловой этики регламентируется Кодексом корпоративной этики и Политикой по противодействию коррупции, с которыми можно ознакомиться на официальном сайте Компании.



Политика и принципы

Общий подход Компании к деловой этике определяется ее Принципами ведения деятельности, доступными на официальном сайте Компании. Существует семь основных принципов, их краткое изложение приведено ниже.

- Компания ценит и оберегает репутацию, которой она пользуется у всех заинтересованных сторон.
- Компания стремится к непрерывному совершенствованию.
- Компания принимает на себя обязательства по соблюдению законности, прозрачности и честности в хозяйственной деятельности.
- Компания принимает на себя обязательства по обеспечению высокого качества продукции, охране окружающей среды, обеспечению безопасности и охраны труда на производстве.
- Компания определяет обеспечение рентабельности главным принципом своей экономической деятельности.
- Компания не будет делать взносы или пожертвования в пользу какой-либо политической организации.
- Компания поддерживает свободу предпринимательства и честную конкуренцию.

Подход Компании к вопросам деловой этики регламентируется Кодексом корпоративной этики и Политикой по противодействию коррупции, с которыми можно ознакомиться на официальном сайте Компании. Основные положения подхода Компании изложены далее.

- Компания не приемлет любые формы коррупционных действий со стороны ее работников и руководителей, а также заинтересованных лиц и стремится принимать любые меры для предотвращения коррупции.
- Работникам Компании вменяется в обязанность и рекомендуется докладывать своим руководителям и представителям службы Компании по соблюдению правовых и этических норм о любых проявлениях коррупции, о которых им становится известно. В таких случаях работникам гарантирована конфиденциальность, а также защита их прав и интересов от незаконных притеснений, включая гарантию сохранения работы.
- Работники и руководители Компании обязаны избегать каких-либо действий и отношений, которые потенциально могут привести к возникновению конфликтов интересов или видимости их наличия.
- Компания обязуется взаимодействовать со своими партнерами на принципах законности, добросовестности, эффективности и качества.
- Компания будет выбирать поставщиков товаров, работ и услуг прозрачным образом в соответствии с применимым законодательством Республики Казахстан и внутренними правилами Компании.
- Компания будет придерживаться высоких этических стандартов в своих отношениях с общественностью и средствами массовой информации.

- Компания будет раскрывать финансовым рынкам только достоверную информацию в соответствии с Политикой о раскрытии информации.
- Работники и руководители Компании обязаны бережно относиться к активам Компании и прилагать все разумные усилия для их защиты от присвоения, причинения им вреда или ущерба.
- Работники и руководители Компании несут ответственность за обеспечение защиты конфиденциальной информации.
- Компания поощряет чтение и изучение положений настоящего Кодекса ее работниками и руководителями. Работники и руководители обязаны подтвердить свое согласие с положениями Кодекса путем подписания заявления о получении настоящего Кодекса и ознакомлении с ним.
- Компания поощряет открытое обсуждение положений Кодекса работниками и обязуется рассматривать любые конструктивные рекомендации по его совершенствованию.
- Совет директоров пересматривает и обновляет Кодекс каждые два года.

Этот подход поддерживается также действующей в Компании Политикой по сделкам с ценными бумагами, Политикой инициативного информирования и Уставом Компании. Все эти документы доступны для ознакомления на официальном сайте Компании.

Отчет по корпоративному управлению

РД КМГ одной из первых казахстанских компаний стала применять практику корпоративного управления, соответствующую передовым мировым стандартам. Компания считает, что доверие инвесторов к Компании и качество управления ею напрямую зависят от подхода, которого Компания придерживается.



Органом управления Компании является Совет директоров («СД»), а исполнительным органом – Правление Компании. Генеральный директор, возглавляющий Правление, является также членом СД и единственным представителем исполнительного органа Компании в СД. Четверо членов СД, включая его Председателя, Гончарова Игоря Валерьевича, являются представителями АО «Национальная компания «КазМунайГаз». В Совет директоров входят три Независимых неисполнительных директора.

РД КМГ разработала и внедрила эффективную систему, устанавливающую взаимоотношения между Советом директоров, Правлением, акционерами и прочими заинтересованными сторонами. Благодаря этой системе Компания ведет непрерывную работу, направленную на максимизацию стоимости, одновременно защищая интересы всех акционеров и других сторон, затрагиваемых ее деятельностью.

Регулирование отношений с основным акционером является одной из важнейших задач системы корпоративного управления Компании. Между РД КМГ и материнской компанией НК «КазМунайГаз» существует Договор о взаимоотношениях, который устанавливает предпринимательскую независимость РД КМГ и её обязанность действовать в интересах всех своих акционеров.

Структура

По состоянию на 31 декабря 2016 года СД состоял из восьми членов, которыми являлись:

ФИО	Должность
Игорь Гончаров	Председатель СД
Курмангазы Исказиев	Член СД (Генеральный директор)
Густаве ван Меербеке	Член СД
Асия Сыргабекова	Член СД
Серик Абденов	Член СД
Филип Дэйер	Независимый директор
Эдвард Уолш	Независимый директор
Аластэр Фергюсон	Независимый директор

Совет директоров

СД Компании состоит из восьми членов, три из которых являются Независимыми директорами. Независимые директора играют большую роль в обеспечении соблюдения Компанией своих обязательств по корпоративному управлению. Независимые директора в СД РД КМГ имеют опыт эффективного балансирования влияния основного акционера и тщательного контроля решений руководства. Так, влияние Независимых директоров осуществляется благодаря законодательно закреплённому требованию о необходимости их присутствия на заседаниях СД в количестве не менее 2/3 от их общего числа для наличия кворума; в их членстве и председательстве во всех комитетах СД, а также в голосовании только Независимых директоров по вопросам, связанным с утверждением сделок, в совершении которых имеется заинтересованность. Такое распределение функциональных обязанностей помогает принимать более взвешенные и эффективные решения в соответствии с лучшей практикой.

Избрание членов СД и изменения в составе СД в течение года

13 апреля 2016 года решением общего собрания акционеров был определен количественный состав СД – 8 человек и персональный состав СД на срок полномочий, установленный с 13 апреля 2016 года по 25 мая 2017 года включительно.

По итогам Внеочередного общего собрания акционеров 13 апреля 2016 года избран следующий персональный состав СД:

- 1 Хопкинсон Кристофер Саймон – представитель АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»;
- 2 Гончаров Игорь Валерьевич – представитель АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»;
- 3 Сыргабекова Асия Нарымановна – представитель АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»;
- 4 Густаве ван Меербеке – представитель АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»;
- 5 Исказиев Курмангазы Орынгазиевич – Генеральный директор (Председатель Правления) Общества;
- 6 Дэйер Филип – Независимый директор;
- 7 Уолш Эдвард – Независимый директор;
- 8 Фергюсон Аластэр – Независимый директор.

В сентябре 2016 года новым Председателем Совета директоров РД КМГ был избран Игорь Гончаров в связи с заявлением Кристофера Хопкинсона об отставке с должности по семейным обстоятельствам.

По итогам Внеочередного общего собрания акционеров от 13 декабря 2016 года было принято решение досрочно прекратить полномочия члена СД Компании Хопкинсона Кристофера Саймона, а также избрать членом СД Компании Абденова Серика Сакбалдиевича (как представителя акционера АО «Национальная компания «КазМунайГаз») на срок полномочий, установленных в целом для Совета директоров Компании.

Члены Совета директоров



Игорь Гончаров
Председатель СД,
Старший вице-президент по добыче
нефти и газа НК КМГ



Курмангазы Исказиев
Генеральный директор,
Председатель Правления Компании



Густаве Ван Меербеке
Независимый консультант
по нефтегазовым вопросам,
представитель НК КМГ



Асия Сыргабекова
Вице-президент по стратегии НК КМГ



Серик Абденов
Вице-президент по управлению
человеческими ресурсами НК КМГ



Филип Дэйер
Независимый директор РД КМГ



Эдвард Уолш
Независимый директор РД КМГ



Аластэр Фергюсон
Независимый директор РД КМГ

Игорь Гончаров

Председатель СД, Старший вице-президент по добыче нефти и газа АО НК «КазМунайГаз»
(исполняет функции Председателя СД с сентября 2016 года)

В составе Совета директоров: более 1 года
Окончил Томский политехнический институт в 1989 году (горный инженер-геофизик), Томский университет систем управления в 2000 году (инженер-программист) и Heriot-Watt University в 2002 году (Master of Science in Petroleum Engineering).

Занимал должность главного инженера в ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», а также другие руководящие должности, такие как генеральный директор в ООО «Норд Импириал» IEC Group, начальник департамента по недропользованию и развитию нефтегазодобывающего комплекса, был действительным государственным советником по Томской области 2 класса в Администрации Томской области Российской Федерации.

В НК КМГ работает с сентября 2015 года.
Игорь Гончаров был избран членом СД Компании 26 ноября 2015 года, Председателем СД – 21 сентября 2016 года. Он является членом Комитетов по назначениям и стратегическому планированию.

Курмангазы Исказиев

Генеральный директор,
Председатель Правления Компании

В составе Совета директоров: более 1 года
Занимает должность Генерального директора (Председателя Правления) РД КМГ с 23 сентября 2015 года. С декабря 2013 года по январь 2015 года работал Управляющим директором по геологии – главным геологом АО НК «КазМунайГаз» («НК КМГ»). С февраля 2012 года по декабрь 2013 года занимал должность Заместителя председателя Правления по геологии и перспективным проектам НК КМГ. С 2004 года по 2008 год занимал должность заместителя директора, затем директора департамента геологии и разработки РД КМГ. Трудовую деятельность начал в Балыкшинском управлении разведочного бурения (БУРБ) производственного объединения «Эмбанефть». Закончил нефтяной факультет Казахского Политехнического института им. В.И. Ленина (горный инженер-геолог) и Томский политехнический университет с присвоением квалификации кандидат геолого-минералогических наук. Курмангазы Исказиев был избран членом СД Компании 26 ноября 2015 года. Он является членом Комитета по стратегическому планированию.

Густаве Ван Меербек

Независимый консультант по нефтегазовым вопросам
(член Совета директоров от АО НК «КазМунайГаз» с апреля 2016 года)

В составе Совета директоров: менее 1 года
Густаве Луис Юджин Ван Меербек, гражданин Нидерландов, получил степень магистра геологии Лейденского университета, Нидерланды, в феврале 1972 года. Первые 3 года он проработал в британо-американской компании в Южной Африке, являясь прикомандированным к Beers Consolidated Diamond Mines. В 1975 году он устроился на работу в Royal Dutch/ Shell и проработал там геологом 24 года, выполняя различные функции и работая в разных странах (Свазиленд (уголь), Великобритания, Оман, Бруней, Индонезия и Нидерланды). Во время его работы в головном офисе в Гааге, Нидерландах, он был первым региональным геологом в команде, ответственной за развитие и консультационную поддержку новых компаний на Ближнем Востоке, Южной Азии и Африки и далее бизнес-консультантом для России и стран СНГ. Выполняя указанные функции, он также занимал должность директора в различных компаниях Shell по разведке и разработке в России и в странах Каспийского региона: Shell Kazakhstan Development BV, Shell Tulpur BV, Shell Temir BV, Salym Petroleum Development NV. В 1999 году он устроился на работу в ABNAMRO в качестве отраслевого банкира по нефти и газу и продолжил работать в указанной должности в RBS после поглощения ABNAMRO в 2007 году. 1 декабря 2011 года он вышел на пенсию, прекратив трудовые отношения с RBS-GBM в связи с достижением пенсионного возраста.

Густав Ван Меербек был избран членом СД Компании 13 апреля 2016 года.

Асия Сыргабекова

Вице-президент по стратегии АО НК «КазМунайГаз»

В составе Совета директоров: более 6 лет
Асия Сыргабекова занимает должность Вице-президента по стратегии АО НК «КазМунайГаз» с декабря 2016 года. С ноября 2013 года по декабрь 2016 года она была Управляющим директором по управлению инвестициями и рисками АО НК «КазМунайГаз». Избрана в состав СД РД КМГ 26 марта 2010 года. С 2003 года являлась Первым заместителем Председателя Народного Банка, а также Председателем Правления Народного Банка РК с 2004 по 2006 год. С 1998 по 2003 год работала в Национальной нефтегазовой компании, занимая различные высшие руководящие должности в компаниях ЗАО «Казахойл», АО «КазТрансГаз», АО НК «КазМунайГаз». В 1982 году окончила факультет экономики Казахского государственного университета. В 1987 году получила квалификацию кандидата экономических наук в Московском финансовом институте.

Серик Абденов

Вице-президент по управлению человеческими ресурсами АО НК «КазМунайГаз»

В составе Совета директоров: менее 1 года

Серик Абденов, Вице-президент по управлению человеческими ресурсами НК КМГ, окончил с отличием Казахский институт правоведения и международных отношений по специальности юрист; Карагандинский экономический университет Казпотребсоюза по специальности экономист. Прошел обучение в Российской академии народного хозяйства при Президенте РФ по программе МВА «Управление взаимодействием бизнеса и государства». Имеет управленческий опыт работы: возглавлял Министерство труда и социальной защиты населения Республики Казахстан, был Первым заместителем акима Восточно-Казахстанской области. В структуре НК КМГ занимал должности советника Председателя Правления - Управляющего директора по управлению человеческими ресурсами и оплате труда. Серик Абденов был избран членом СД Компании 13 декабря 2016 года.

Филип Дэйер

Независимый директор РД КМГ

В составе Совета директоров: более 6 лет

Филип Дэйер, бакалавр юриспруденции, действительный член Института присяжных бухгалтеров Англии и Уэльса, получил квалификацию в качестве присяжного бухгалтера KPMG, после чего в течение 25 лет занимался инвестиционно-банковской деятельностью, специализируясь на консультировании компаний, зарегистрированных на Лондонской фондовой бирже. Получил богатый опыт, работая для таких компаний как Barclays De Zoete Wedd и Citicorp. В 2005 году он покинул ABN AMRO Hoare Govett. Вслед за этим консультировал ОАО НК «Роснефть» по успешному размещению ценных бумаг в 2006 году. Являлся Председателем комитета по аудиту Dana Petroleum до ее приобретения компанией KNOG.

В настоящее время является старшим Независимым неисполнительным директором и Председателем комитета по вознаграждениям AVEVA Group Plc, Независимым неисполнительным директором и Председателем комитета по аудиту компании The Parkmead Group, Независимым неисполнительным директором в компаниях ЗАО «ВТБ Капитал» и ПАО «Северсталь». Был Независимым неисполнительным директором в компаниях Navigators Underwriting Agency PLC, IP Plus PLC и Arden Partners PLC.

Господин Дэйер является членом СД РД КМГ с мая 2010 года. Он Председатель Комитета по аудиту, член Комитетов по вознаграждениям, назначениям и стратегическому планированию, а также член Независимого комитета при Совете директоров Компании (в его состав входят исключительно Независимые директора).

Эдвард Уолш

Независимый директор РД КМГ

В составе Совета директоров: более 11 лет

Эдвард Уолш имеет более чем 38-летний опыт работы в нефтегазовой отрасли. Занимал различные должности в компаниях BP и British Gas и отвечал за деятельность этих компаний по разведке и добыче в Нигерии, Абу-Даби, Центральной и Юго-Восточной Азии. Является доктором наук по химии твердых веществ Дублинского университета. Избран в СД Компании 28 августа 2006 года. Он является Председателем Комитетов по стратегическому планированию, по назначениям и членом Комитетов по аудиту и вознаграждениям, а также членом Независимого комитета при Совете директоров Компании.

Аластэр Фергюсон

Независимый директор РД КМГ

В составе Совета директоров: более 3 лет

Аластэр Фергюсон имеет 37-летний опыт работы в нефтегазовой отрасли, преимущественно в BP. С 2003 года проживает в Москве, начав работать сперва в ТНК-BP с 2003 по 2011 годы в качестве Исполнительного вице-президента по развитию газового бизнеса, позже развив собственный консультационный бизнес для консультирования клиентов по российской и украинской энергетике. Является старшим советником в XENON Capital Partners. С 1 января 2015 года назначен Председателем Совета директоров Zoltav Resources. Членом СД РД КМГ является с октября 2013 года. Кроме того, является Председателем Комитета по вознаграждениям и членом Комитетов по аудиту, стратегическому планированию, по назначениям, а также членом Независимого комитета при Совете директоров Компании.

Соблюдение Кодекса корпоративного управления

Данный раздел годового отчета был разработан в соответствии с Правилами раскрытия информации и прозрачности в руководстве Управления финансового надзора Великобритании (Disclosure and Transparency Rules in the Handbook of the Financial Conduct Authority) DTR 7.2 (Положение о корпоративном управлении).

Как иностранная компания, чьи ГДР включены в официальный список Листингового агентства Великобритании, Компания не обязана соблюдать Кодекс корпоративного управления Великобритании. Однако она обязана предоставлять в своем годовом отчете информацию о том, соблюдается ли ею Кодекс корпоративного управления Великобритании, или нет, равно как и информацию о действующих принципах корпоративного управления Великобритании, применяемых в дополнение к практике, соблюдение которой требуется законодательством Республики Казахстан.

Директора признают важность корпоративного управления, и поддерживают развитие стандартов корпоративного управления в Компании. Компания намерена развивать и применять положения корпоративного управления, которые устанавливают для Компании дополнительные обязанности помимо тех, которые у нее есть согласно законодательству Республики Казахстан.

Кодекс корпоративного управления АО «Самрук-Қазына» и Кодекс корпоративного управления Компании

Постановлением Правительства Республики Казахстан от 15 апреля 2015 года №239 утвержден Кодекс корпоративного управления АО «Самрук-Қазына», который применяется ко всем компаниям, входящим в группу АО «Самрук-Қазына». Кодекс корпоративного управления АО «Самрук-Қазына» составлен на основе существующей передовой международной практики в области корпоративного управления.

Компания адаптировала Кодекс корпоративного управления АО «Самрук-Қазына» под существующую систему корпоративного управления Компании, а также Кодекс корпоративного управления Великобритании, принятый в 2016 году (за исключением некоторых положений, информация по которым приведена в настоящем разделе годового отчета). Совет директоров одобрил Кодекс корпоративного управления Компании в новой редакции в декабре 2016 года. Далее Кодекс корпоративного управления подлежит утверждению общим собранием акционеров Компании в мае 2017 года.

Кодекс корпоративного управления Компании придает особое значение важным принципам надлежащего корпоративного управления, таким как: устойчивое развитие, права акционеров и справедливое отношение к ним, профессиональный Совет директоров и Правление, управление рисками и внутренний контроль, прозрачность. Принятые изменения налагают на Компанию обязательства по корпоративному управлению в дополнение к уже предусмотренным Кодексом корпоративного управления АО «Самрук-Қазына».

Компания считает, что эти дополнительные изменения значительно улучшат применяемые Компанией практики корпоративного управления. Компания также принимает во внимание положения Кодекса корпоративного управления Великобритании и будет стремиться к усовершенствованию своих стандартов корпоративного управления в будущем.

Дополнительные положения Кодекса корпоративного управления Компании на ряду с требованиями законодательства Республики Казахстан (а именно, Кодекса корпоративного управления АО «Самрук-Қазына»):

- Введены дополнительные принципы корпоративного управления:
 - принцип независимой деятельности Компании;
 - принцип ответственности.
- Некоторые принципы дополнены различными положениями, такими как:
 - положения о структуре взаимоотношений с акционерами Компании;
 - разделение полномочий между Председателем СД и Генеральным директором;
 - положения, описывающие обязанности Председателя СД;
 - требование о минимальном количестве Независимых директоров;
 - дополнительные положения, регулирующие требования и принципы установления «независимости» Независимых директоров;
 - положения о доступе к информации и повышении квалификации для директоров Компании;
 - положения, регулирующие принципы вознаграждения директоров;
 - положения о защите инсайдерской информации;
 - положения об ответственности СД за обеспечение эффективной системы управления рисками;
 - положения относительно оценки деятельности Председателя и членов СД;
 - положения относительно избрания/ переизбрания членов СД.

Действующая редакция Кодекса корпоративного управления Компании доступна на официальном сайте Компании, а новая предлагаемая версия будет представлена на рассмотрение акционерам Компании и станет доступна для всеобщего ознакомления в случае утверждения общим собранием акционеров.

В течение 2016 года Компания соблюдала положения казахстанского Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах.

Различия между Кодексом корпоративного управления Компании и положениями Кодекса корпоративного управления Великобритании

Ниже описаны основные различия между Кодексом корпоративного управления Компании и положениями Кодекса корпоративного управления Великобритании:

- В соответствии с положениями Кодекса корпоративного управления Великобритании после назначения на должность Председатель СД должен удовлетворять критериям независимости, сформулированным в Кодексе корпоративного управления Великобритании.

В Кодекс корпоративного управления Компании положение в отношении независимости Председателя СД не включено, и, по мнению директоров, Председатель СД не удовлетворил бы критериям независимости, изложенным в соответствующем положении Кодекса корпоративного управления Великобритании или в соответствующем положении Кодекса корпоративного управления Компании. Председатель СД является представителем крупного акционера.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает, что не менее половины членов СД, исключая Председателя, должны быть Независимыми директорами.

В отличие от этого, Кодекс корпоративного управления и Устав Компании предусматривают, что не менее тридцати процентов членов СД должны быть Независимыми директорами. Согласно Уставу Компании, ряд ключевых вопросов, включая сделки с заинтересованностью, крупные сделки, одобрение социальных расходов, заключение контрактов на недропользование, требуют одобрения большинством Независимых директоров. С Уставом Компании можно ознакомиться на корпоративном сайте Компании.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает, что Неисполнительные директора должны тщательно анализировать работу Правления на предмет ее соответствия согласованным целям и задачам, осуществлять контроль его деятельности, а также убедиться в полноте предоставляемой финансовой информации, и в том, что финансовый контроль и системы риск-менеджмента являются эффективными и надежными.

Кодекс корпоративного управления Компании налагает такую ответственность на всех членов СД.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает ответственность Неисполнительных директоров за определение соответствующих уровней вознаграждения Исполнительных директоров и, кроме этого, выполнение ведущей роли в назначении и, в случае необходимости, освобождении от должности Исполнительных директоров, и в планировании преемственности.

Кодекс корпоративного управления Компании налагает ответственность за определение соответствующих уровней вознаграждения Исполнительных директоров на Комитет СД по вознаграждениям, и предусматривает участие Комитета СД по назначениям в процессе избрания и освобождения от должности Исполнительных директоров. На практике вопросы определения уровня вознаграждения членам Правления и их назначения находятся под влиянием мажоритарного акционера.

Заявление об ответственности Директоров

В соответствии с Кодексом корпоративного управления Компании, СД и Правление несут ответственность за достоверность годового отчета и финансовой отчетности Компании.

Согласно Правилам раскрытия информации и прозрачности в руководстве Управления финансового надзора Великобритании (Disclosure and Transparency Rules in the Handbook of the Financial Conduct Authority) каждый член СД, исходя из имеющейся у него информации, подтверждает, что:

- финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с МСФО, дает правдивое и достоверное отражение активов, обязательств, финансового состояния, результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании, сведенного воедино баланса Компании с ее дочерними обществами;
- отчет Правления включает достоверные данные о развитии и показателях финансово-хозяйственной деятельности и финансового состояния Компании и ее дочерних обществ в комплексе, а также описание важнейших рисков и неопределенностей, с которыми они сталкиваются.

В соответствии с Кодексом корпоративного управления Компании, СД установил факт независимости директоров и считает, что Филип Дэйер, Эдвард Уолш и Аластер Фергюсон являются независимыми по характеру и при принятии решений. СД установил, что не существует каких-либо отношений или обстоятельств, которые оказывают или могут оказать значительное влияние на независимые решения данных директоров.

Структура Правления

С 23 февраля 2016 года на основании решения Совета директоров Компании в состав Правления внесены следующие изменения:

- принято решение определить состав Правления Компании в количестве 5 человек;
- принято решение досрочно прекратить полномочия следующих членов Правления: Аширбекова Ботагоз Серикбаевна – Управляющий директор по управлению и развитию персоналом; Сәулебай Малик Оралұлы – Управляющий директор по правовым вопросам; Илеуов Азиз Токшалыкович – Управляющий директор по развитию бизнеса на срок полномочий Правления в целом.

24 мая 2016 года решением Совета директоров принято решение об избрании членом Правления Хасанова Даулетжан Кенесовича, Генерального директора АО «Озенмунгаз», на срок полномочий Правления в целом. Кроме того, указанным решением дано согласие на назначение члена Правления Компании, Елеусинова К.С., на должность Первого заместителя Генерального директора АО «Озенмунгаз».

7 июля 2016 года решением Совета директоров Компании был определен состав Правления в количестве 7 человек. Абайылданов Бекзат Калышбекович, Заместитель генерального директора по производству, и Салимгереев Малик Жанабаевич, Заместитель генерального директора по охране труда, окружающей среды и перспективному развитию, были избраны членами Правления на срок полномочий Правления в целом.

Члены Правления по состоянию на 31 декабря 2016 года

ФИО	Должность
Курмангазы Исказиев	Генеральный директор (Председатель Правления)
Каирбек Елеусинов	Заместитель генерального директора по проекту АО «Озенмунгаз»
Бекзат Абайылданов	Заместитель генерального директора по производству
Дастан Абдулгафаров	Заместитель генерального директора по экономике и финансам
Даулетжан Хасанов	Заместитель генерального директора – Генеральный директор АО «Озенмунгаз»
Малик Салимгереев	Заместитель генерального директора по охране труда, окружающей среды и перспективному развитию
Шейн Дрейдер	Финансовый директор – финансовый контролер

Ответственность СД И Правления

Распределение полномочий между СД, Правлением и Генеральным директором Компании определяется Уставом Компании в разделах 12 и 13. Также, полномочия и ответственность СД и Правления регламентированы Положениями о Совете директоров и Правлении.

СД несет ответственность перед акционерами за эффективное управление и надлежащий контроль деятельности Компании и действует в соответствии с утвержденной системой принятия решений. Наиболее важными функциями СД являются определение направлений стратегического развития и политики Компании, принятие решений о потенциальных приобретениях нефтегазовых активов и прочие существенные вопросы.

Правление, в свою очередь, несет ответственность за разработку плана мероприятий по реализации данных функций и за текущую операционную деятельность Компании. Правление отчитывается перед СД за состояние проделанной работы по достижению целей Компании.

Вопросы, рассмотренные Советом директоров в 2016 году

СД проводит заседания на регулярной основе и по мере необходимости.

За 2016 год СД провел 49 заседаний, включая 9 заседаний в очной форме и 40 заседаний в заочной форме.

В течение года СД были рассмотрены, помимо прочего, следующие вопросы:

- утверждение бюджетов и бизнес-планов Компании;
- вопросы геологоразведки;
- вопросы охраны окружающей среды, здоровья и техники безопасности;
- вопросы о внесении изменений в контракты на недропользование;
- одобрение Компанией сделок с заинтересованностью (сделки АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз»). Более подробная информация приведена в консолидированной финансовой отчетности и в отчете «Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности» на стр. 137;
- вопросы деятельности юридических лиц, 10 и более процентов акций (долей участия в уставном капитале) которых принадлежит Компании;
- о реализации поставок нефти на внутренний рынок через схему процессинга;
- вопросы о Правлении Компании, определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления;

- предварительное утверждение консолидированной отчетности за 2015 год;
- внесение предложений по размеру дивиденда по итогам 2015 года;
- рассмотрение планов и отчетов службы внутреннего аудита, хода выполнения рекомендаций службы внутреннего аудита;
- экономические и практические шаги по остановке/резком сокращении добычи с целью недопущения потерь на производстве;
- оценка запасов Компании по международным стандартам за 2015 год;
- о Плате реструктуризации активов Компании на 2016-2017 годы;
- о КПД Компании;
- о банковских лимитах Компании;
- об управлении рисками;
- о программе развития нефтесервисных активов Компании.

СД в 2016 году были рассмотрены следующие документы:

- утверждена Политика по организации страховой защиты дочерних и зависимых обществ Компании в новой редакции;
- утверждена Политика по сделкам с ценными бумагами Компании в новой редакции;
- утверждена Политика раскрытия информации Компании в новой редакции;
- одобрены изменения в Устав Компании;
- одобрен Кодекс корпоративного управления Компании в новой редакции.

В 2016 году свою деятельность по вопросам, связанным с приобретением, выкупом, и/или делистингом размещенных на казахстанском и/или иностранном фондовом рынке акций и/или иных ценных бумаг, базовым активом которых являются акции Компании, осуществлял Независимый комитет при СД. В состав Независимого комитета входят только Независимые директора Компании: Филип Дэйер, Эдвард Уолш и Аластэр Фергюсон. Согласно Положению о Независимом комитете при СД Компании были закуплены консультационные услуги у компаний Brunswick, HSBC, Rothschild's, Linklaters и казахстанской юридической компании, связанных с приобретением, выкупом и/или делистингом размещенных на казахстанском и/или иностранном фондовом рынке акций и/или иных ценных бумаг, базовым активом которых являются акции Компании.

Сведения о посещаемости заседаний СД и Комитетов СД

Присутствие Членов СД и Членов Комитетов на заседаниях СД и Комитетов в 2016 году:

	СД	Комитет по аудиту	Комитет по назначениям	Комитет по вознаграждениям	Комитет по стратегическому планированию
Количество заседаний, проведенных в 2016 году	49	13	7	7	1
Кристофер Хопкинсон	30	–	2	–	–
Курмангазы Исказиев	49	–	–	–	1
Игорь Гончаров	49	–	1	–	1
Ержан Жангаулов	8	–	–	–	–
Асия Сыргабекова	48	–	–	–	–
Густаве ван Меербеке	37	–	–	–	–
Аластэр Фергюсон	49	13	–	7	1
Филип Дэйер	49	13	7	7	1
Эдвард Уолш	49	13	7	7	1

Правление является исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. В 2016 году на регулярной основе и по мере необходимости было проведено 25 заседаний Правления Компании.

В 2016 году Правлением Компании одобрен ряд вопросов, связанных с внесением изменений в контракты на недропользование, также рассмотрены вопросы организации бизнес-процессов по реализации Компанией нефтепродуктов, что позволило перейти к самостоятельному процессу переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах Республики Казахстан, а также оперативной реализации нефтепродуктов по экспортным и внутренним направлениям.

Правление принимает решения по иным вопросам обеспечения деятельности Компании, не относящимся к исключительной компетенции общего собрания акционеров, СД и должностных лиц Компании.

Комитет по аудиту

Члены Комитета по аудиту

В 2016 году в состав указанного Комитета входили только Независимые директора, а именно: Филип Дэйер (Председатель Комитета), Эдвард Уолш и Аластэр Фергюсон. Назначение в Комитет по аудиту осуществляется на период до трех лет, который может быть продлен по решению СД не более, чем на два дополнительных периода по три года, при условии, что члены Комитета по аудиту остаются независимыми.

Ответственность и обязанности Комитета по аудиту

Комитет по аудиту несет ответственность, помимо прочего, за любые отчеты, содержащие финансовую информацию Компании, мониторинг системы управления рисками и системы внутреннего контроля и за вовлечение аудиторов Компании в этот процесс. Он также получает информацию от службы внутреннего аудита Компании, которая следит за соблюдением процедур внутреннего контроля. В частности, Комитет занимается вопросами соблюдения требований законодательства, бухгалтерских стандартов, применимых правил Листингового агентства Великобритании (UKLA) и Казахстанской фондовой биржи (KASE), обеспечения эффективной системы внутреннего контроля. СД также несет ответственность за предварительное одобрение годового финансового отчета.

Комитет по аудиту	Комитет по вознаграждениям	Комитет по назначениям	Комитет по стратегическому планированию	Независимый комитет
Филип Дэйер	Аластэр Фергюсон	Эдвард Уолш	Эдвард Уолш	Филип Дэйер
Эдвард Уолш	Филип Дэйер	Филип Дэйер	Игорь Гончаров	Эдвард Уолш
Аластэр Фергюсон	Эдвард Уолш	Игорь Гончаров	Курмангазы Исказиев	Аластэр Фергюсон
		Аластэр Фергюсон*	Филип Дэйер	
			Аластэр Фергюсон	

*Член Комитета с 4 февраля 2017 года

Комитет по аудиту периодически проверяет крупные сделки по приобретениям и отчуждениям и рассматривает любые вопросы, с которыми СД может обратиться к Комитету по аудиту.

Комитет по аудиту также отвечает за ключевые оценки и суждения, в частности, за определение резерва на обесценение активов и выручки, полученной от продажи продуктов нефтепереработки.

Ежегодно, на общем собрании акционеров Председатель Комитета по аудиту через Председателя СД докладывает о результатах деятельности Комитета и отвечает на вопросы, связанные с его деятельностью.

Деятельность Комитета по аудиту в 2016 году

В течение 2016 года Комитетом по аудиту проведено 13 заседаний. Председатель Комитета по аудиту принимает решение о периодичности и сроках проведения заседаний. Количество заседаний определяется в соответствии с требованиями по исполнению обязанностей Комитета. Вместе с тем, в течение года должно состояться не менее четырех заседаний, которые должны совпадать с основными датами цикла подготовки финансовой отчетности и проведения аудита Компании (когда готовы аудиторские планы внутренних и внешних аудиторов и когда близки к завершению промежуточные финансовые отчеты, предварительные объявления и годовой отчет). В 2016 году Комитет по аудиту рассмотрел следующие вопросы:

- Финансовая отчетность
 - Рассмотрение вопросов подготовки финансовой отчетности в соответствии с МСФО.
 - Утверждение квартальных и годовых финансовых отчетов для раскрытия на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах.
 - Одобрение пресс-релизов по финансовой отчетности и обзоров результатов финансово-хозяйственной деятельности;
- Внутренний аудит;
 - Рассмотрение и одобрение плана работы службы внутреннего аудита.
 - Кадровые вопросы службы внутреннего аудита.
 - Отчеты службы внутреннего аудита;
- Мониторинг системы управления рисками и внутреннего контроля;
- Вопросы комплаенс.

Комитет по вознаграждениям

Члены Комитета по вознаграждениям

В 2016 году в состав указанного Комитета входили только Независимые директора: Аластэр Фергюсон (Председатель Комитета), Филип Дэйер и Эдвард Уолш. Сроки полномочий членов Комитета совпадают со сроками их полномочий в качестве членов СД.

Ответственность и обязанности Комитета по вознаграждениям

Комитет по вознаграждениям несет ответственность за мониторинг действующей в Компании системы вознаграждения членов СД, Генерального директора, членов Правления и иных работников Компании, в том числе анализ политики вознаграждения в сравнении с другими компаниями.

Также Комитет по вознаграждениям несет ответственность за разработку и предоставление рекомендаций СД по принципам и критериям определения размера и условий выплаты вознаграждений и компенсаций членам СД, Генеральному директору и членам Правления Компании и по одобрению условий опционных планов Компании и других долгосрочных программ мотивации руководителей и работников Компании.

Комитет по вознаграждениям осуществляет надзор за согласованностью политики Компании в области вознаграждения и действующей в Компании системы вознаграждения со стратегией развития Компании и ее финансовым положением, а также с ситуацией на рынке труда.

Кроме того, Комитет по вознаграждениям осуществляет контроль выполнения решений общего собрания акционеров в части определения размера и порядка выплаты вознаграждения членам СД Компании.

Комитет по вознаграждениям регулярно отчитывается перед СД о своей работе и, кроме того, ежегодно проводит анализ соблюдения Комитетом Положения о Комитете по вознаграждениям с предоставлением информации СД.

Деятельность Комитета по вознаграждениям в 2016 году

В течение 2016 года Комитет по вознаграждениям провел 7 заседаний. Заседания Комитета проводятся по мере необходимости, но в любом случае не реже одного раза в шесть месяцев. Заседания могут созываться по инициативе Председателя Комитета, члена Комитета или по решению СД.

В 2016 году Комитет по вознаграждениям рассмотрел такие вопросы, как:

- предоставление рекомендаций Совету директоров о размерах и условиях выплаты вознаграждений членам Совета директоров АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»;
- определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления, работников службы внутреннего аудита и корпоративного секретаря;
- корпоративные КПД Компании на 2017 год;
- премирование работников Компании, а также вопросы, относящиеся к опционной программе.

Общие суммы вознаграждений, начисленных Независимым директорам за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, указаны в таблице ниже:

ФИО	Годовое вознаграждение тыс. долларов США	Физическое участие тыс. долларов США	Участие по видео-конференц связи тыс. долларов США	Заседание Независимых директоров тыс. долларов США	Возглавление Комитета тыс. долларов США	Итого 2016 (за вычетом налогов) тыс. долларов США	Итого 2016 (включая налоги) тыс. тенге
Аластэр Фергюсон	150,00	70,00	10,00	20,00	15,00	265,00	99 407,93
Эдвард Уолш	150,00	70,00	10,00	20,00	15,00	260,00	97 547,20
Филип Дэйер	150,00	70,00	10,00	20,00	25,00	275,00	103 158,34

Остальные члены СД не получают вознаграждение в качестве членов СД, но имеют право на возмещение расходов, связанных с таким назначением.

Суммарный размер вознаграждения членов Правления по итогам 2016 года составляет 1 463 млн тенге.

Комитет по назначениям

В 2016 году в состав Комитета по назначениям входили: Эдвард Уолш (Председатель комитета), Филип Дэйер и Кристофер Хопкинсон. 27 декабря 2016 года член Совета директоров Гончаров Игорь Валерьевич вошел в состав Комитета вместо Кристофера Хопкинсона. В феврале 2017 года Аластэр Фергюсон был избран членом Комитета по назначениям. Основной целью деятельности Комитета является повышение эффективности и качества работы СД при подборе специалистов для замещения должностей в органах Компании, а также обеспечение преемственности при смене должностных лиц, определение критериев подбора кандидатов на должности членов СД, Генерального директора, членов Правления и корпоративного секретаря Компании.

Комитет по назначениям рассматривает вопросы, связанные с изменениями в составе СД и Правления, с прекращением полномочий и назначением на должность корпоративного секретаря, уходом на пенсию и назначением дополнительных и замещающих директоров.

Деятельность Комитета по назначениям за 2016 год

В течение 2016 года комитетом было проведено 7 заседаний, где были рассмотрены следующие вопросы:

- рекомендации СД по кандидатам в члены СД Компании;
- рекомендации СД по составу Комитетов СД;
- рекомендации СД по количественному составу Правления Компании и избрания членов Правления.

Комитет по стратегическому планированию

В 2016 году в состав Комитета по стратегическому планированию входили: Эдвард Уолш (Председатель Комитета), Филип Дэйер, Алестэр Фергюсон, Игорь Гончаров и Курмангазы Исказиев. Целью деятельности Комитета является разработка и предоставление рекомендаций СД Компании по вопросам выработки приоритетных направлений деятельности Компании и стратегии ее развития.

Деятельность Комитета по стратегическому планированию в 2016 году

В течение 2016 года Комитетом было проведено 1 заседание, на котором был избран Председатель Комитета.

Основные Акционеры и/или держатели ГДР

В соответствии с законодательством Республики Казахстан ниже представлен список держателей ценных бумаг Компании, которые по состоянию на 31 декабря 2016 года владеют акциями, о количестве которых необходимо сообщать. Данное требование не распространяется на держателей ГДР, однако Компания считает необходимым сообщить, что 30 сентября 2009 года Государственный инвестиционный фонд Китайской Народной Республики China Investment Corporation (CIC) объявил о приобретении ГДР, равнозначных примерно 11% акций Компании.

Акционер	Количество простых акций	Количество привилегированных акций	Всего размещенных акций
Количество выпущенных акций	70 220 935	4 136 107	74 357 042
Во владении АО НК «КазМунайГаз»	43 087 006	-	43 087 006
Процент от выпущенного акционерного капитала	61,36%	0,00%	57,95%

Договоры директоров, письма о назначении директоров и трудовые договоры членов Правления**Трудовые Договоры членов Правления**

Все члены Правления заключили трудовые договоры с Компанией, по которым им в соответствии с внутренними правилами Компании предоставляется страхование от несчастных случаев во время поездок и возмещение расходов во время служебных командировок.

За исключением вышеизложенного, не существует и не предполагается заключение каких-либо иных трудовых договоров Компании с членами СД или членами Правления.

Управление рисками

В Компании функционирует система управления рисками. Система разработана с целью определения, оценки и управления значительными рисками, связанными с достижением Компанией своих бизнес-целей, с учетом сохранности и увеличения инвестиций акционеров в Компанию.

Система разработана на основе надежно зарекомендовавших себя международных методик, а также с учетом требований правил листинга Лондонской фондовой биржи и Кодекса корпоративного управления Великобритании.

Существующий порядок подчиненности и взаимодействия между элементами контроля обеспечивает уровень независимости, необходимый для ее эффективного функционирования, и соответствует передовой международной практике в данной области.

В 2015 году Компания внесла изменения в свою Политику по управлению рисками в целях совершенствования практики управления рисками. Политика определяет стратегию в области управления рисками, распределение ролей и ответственности по системе управления рисками, которыми руководствуются органы управления и все работники в своей деятельности на пути к достижению общекорпоративных целей Компании.

Служба внутреннего аудита Компании предоставляет СД объективную информацию о достаточной сформированности и эффективности действия системы внутреннего контроля Компании. В своей работе служба внутреннего аудита использует риск-ориентированный подход, который позволяет выявлять и концентрировать максимальное внимание на критически важных областях деятельности Компании, тем самым помогая повышать общую эффективность и качество корпоративного управления. Служба внутреннего аудита отслеживает выполнение рекомендаций руководством и отчитывается по ним Комитету по аудиту и СД.

Для управления рисками Правление создало Комитет по управлению рисками. Более детальная информация о его деятельности представлена ниже.

Комитет по управлению рисками

Комитет по управлению рисками является консультативно-совещательным органом при Правлении Компании.

В состав Комитета входят члены Правления и руководители Компании по основным функциональным направлениям.

Основной целью деятельности Комитета является оперативное рассмотрение вопросов по управлению рисками в Компании, подготовка рекомендаций Правлению для принятия им решений по вопросам управления рисками, а также мониторинг эффективности системы управления рисками.

Общую информацию по профилю рисков Компании можно найти в разделе «Факторы риска» на стр. 66–73, кроме того, информация по финансовым рискам может быть найдена в Примечаниях к консолидированной финансовой отчетности, начиная со стр. 115.

Информация по налогообложению в Великобритании

Нижеследующий обзор основан на законодательстве Великобритании и практике Государственного управления Великобритании по налоговым и таможенным сборам на дату настоящего документа, каждый из которых может изменяться, приобретая, возможно, обратную силу. Если нет других указаний, настоящий обзор касается только некоторых последствий налогообложения Великобритании для лиц, которые являются абсолютными бенефициарными владельцами акций или ГДР и которые (1) являются резидентами Великобритании в целях налогообложения; (2) не являются резидентами в целях налогообложения в любой другой юрисдикции; и (3) не имеют постоянного учреждения в Республике Казахстан, с которым связано владение акциями или ГДР («держатели из Великобритании»).

Кроме того, в настоящем обзоре (1) рассматриваются только налоговые последствия для держателей из Великобритании, которые владеют акциями и ГДР в качестве основного капитала, и не рассматриваются налоговые последствия, которые могут иметь отношение к некоторым другим категориям держателей из Великобритании, таким как дилеры; (2) допускается, что держатель из Великобритании прямо или косвенно не контролирует 10 или более процентов голосующих акций компании; (3) допускается, что держатель ГДР имеет бенефициарное право на базовые акции и дивиденды по таким акциям; и (4) не рассматриваются налоговые последствия для держателей из Великобритании, представляющих собой страховые и инвестиционные компании, благотворительные учреждения или пенсионные фонды.

Данный обзор является общим руководством, и он не предназначен и не должен рассматриваться конкретными держателями из Великобритании в качестве консультации по юридическим и налоговым вопросам. Соответственно, инвесторам следует проконсультироваться у своих консультантов по налоговым вопросам относительно общих налоговых последствий, в том числе последствий приобретения, владения и отчуждения акций или ГДР в соответствии с законодательством Великобритании и практикой Государственного управления Великобритании по налоговым и таможенным сборам в их конкретном случае.

Подходный налог у источника выплаты

При допущении, что доход, получаемый по ГДР, не имеет источника в Великобритании, такой доход не должен облагаться налогом у источника выплаты Великобритании. Выплата дивидендов по акциям не будет облагаться налогом у источника выплаты Великобритании.

Налогообложение дивидендов

Держатель из Великобритании, получающий дивиденд по акциям или ГДР, может быть обязан уплатить подходный или корпоративный налог Великобритании (в зависимости от случая) на валовую сумму дивиденда, выплаченного до вычета казахстанских налогов у источника выплаты, с учетом наличия какой-либо суммы в зачет казахстанского налога у источника выплаты.

Держатель из Великобритании – физическое лицо, являющееся резидентом и проживающее в Великобритании, будет уплачивать подоходный налог Великобритании на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР, на который распространяется фактическое освобождение от налогообложения на первые £5,000 всех дивидендов («нулевая дивидендная ставка»), полученных за соответствующий налоговый год, включая дивиденды, полученные от любых других инвестиций в акции за тот же налоговый год. Держатель из Великобритании – физическое лицо, являющееся резидентом, но не проживающее в Великобритании и имеющее право на и выбирающее налогообложение Великобритании на основе перевода средств (и, где необходимо, уплачивающее комиссию за перевод), будет уплачивать подоходный налог Великобритании на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР, в той мере, в которой дивиденд перечислен или считается перечисленным в Великобританию.

Держатель из Великобритании, в целях налогообложения являющийся компанией-резидентом Великобритании, не должен подлежать оплате корпоративного налога на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР, за исключением случаев, при которых к нему применимы определенные правила против уклонения от налогов.

Налогообложение при отчуждении или условном отчуждении

Отчуждение долей держателя из Великобритании в акциях или ГДР может привести к облагаемому налогом доходу или разрешенному вычету в целях налогообложения облагаемого дохода в Великобритании, зависящим от положения держателя из Великобритании и подлежащим освобождению от уплаты налога. Держатель из Великобритании, который является физическим лицом-резидентом и проживает в Великобритании, при отчуждении доли в акциях или ГДР будет обязан уплатить налог Великобритании на прирост капитала на облагаемый налогом доход. Держатель из Великобритании, который является физическим лицом-резидентом, не проживающим в Великобритании и имеющим право на и выбирающим налогообложение в Великобритании на основе перевода средств (и, где необходимо, уплачивающее комиссию за перевод), будет уплачивать налог Великобритании на прирост капитала в той мере, в которой облагаемый налогом доход, полученный при отчуждении доли в акциях или ГДР, перечислен или считается перечисленным в Великобританию. В частности, сделки с ГДР на Лондонской фондовой бирже могут привести к перечислению прибыли, которая, соответственно, будет облагаться налогом Великобритании на прирост капитала.

Физическое лицо – держатель акций или ГДР, который перестает быть резидентом или не проживает в Великобритании в налоговых целях в течение менее полных пяти лет и отчуждает такие акции или ГДР в течение такого периода, при возвращении в Великобританию может быть обязан уплатить налог Великобритании на прирост капитала, несмотря на то, что во время отчуждения он не был резидентом и не проживал в Великобритании.

Держатель из Великобритании, который является юридическим лицом, будет уплачивать корпоративный налог Великобритании на любой облагаемый налогом доход от реализации акций или ГДР.

Действие налогов Казахстана у источника выплаты

Выплата дивидендов по акциям и ГДР облагается казахстанским налогом у источника выплаты. Удержателя из Великобритании – физического лица-резидента должно быть право на зачет казахстанского налога у источника выплаты, удержанного из таких платежей в счет подоходного налога Великобритании на такие выплаты в соответствии с порядком расчета такой суммы зачета в Великобритании. Держатель акций из Великобритании, являющийся компанией-резидентом Великобритании, обычно не оплачивает корпоративный налог на выплаченный дивиденд и, таким образом, обычно будет не в состоянии требовать вычета их из любых казахстанских налогов у источника выплаты.

Гербовый сбор и эквивалентный гербовому сбору налог (ЭГСН)

При допущении, что документ, оформляющий сделку или содержащий договоренность о передаче одной или нескольких акций или ГДР, (i) не подписан в Великобритании или (ii) не касается какой-либо собственности, находящейся в Великобритании, или действия, совершенного или совершаемого в Великобритании (что может включать участие в платежах на банковские счета в Великобритании), такой документ не должен облагаться гербовым сбором на объявленную стоимость.

Даже если документ, оформляющий сделку или содержащий договоренность о передаче одной или нескольких акций или ГДР, (i) подписан в Великобритании и (или) (ii) касается какой-либо собственности, находящейся в Великобритании, или действия, совершенного или совершаемого в Великобритании, то на практике не должно быть необходимости уплачивать гербовый сбор на объявленную стоимость на такой документ в Великобритании, если такой документ не требуется для каких-либо целей в Великобритании. Если возникает необходимость в уплате гербового сбора на объявленную стоимость в Великобритании, то возможна необходимость в уплате процентов и штрафов. Поскольку ГДР относятся к ценным бумагам, стоимость которых выражена не в фунтах стерлингов, то гербовый сбор на «документ на предъявителя» не должен уплачиваться ни на выпуск ГДР, ни на передачу ценных бумаг, которые передаются посредством ГДР. При допущении, что акции (i) не регистрируются в реестре, находящемся в Великобритании, или (ii) не объединяются с акциями, выпущенными зарегистрированной в Великобритании компанией, договор о передаче акций или ГДР не должен облагаться ЭГСН.

Финансовая отчетность

Заключение независимого аудитора

**Акционерам и Руководству
АО «КазМунайГаз Разведка Добыча»**

Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности АО «КазМунайГаз Разведка Добыча» («Организация»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2016 года, консолидированного отчета о совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях в собственном капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к консолидированной финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных аспектах финансовое положение Организации по состоянию на 31 декабря 2016 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита («МСА»). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего заключения. Мы независимы по отношению к Организации в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров («Кодекс СМСЭБ»), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего заключения, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Обесценение долгосрочных активов

Мы считаем, что данный вопрос является одним из важнейших в рамках нашего аудита в связи с существенностью балансовой стоимости долгосрочных активов, включая нефтегазовые производственные активы и инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные организации, по отношению к консолидированной финансовой отчетности и, принимая во внимание высокий уровень субъективности допущений, применяемых в анализе обесценения, и существенных допущений и оценок, принятых руководством. Кроме того, совокупность недавнего падения цены на нефть, девальвации Тенге, увеличения инфляции и стоимости заимствования и неопределенность в отношении будущего экономического роста влияет на перспективы деятельности Организации и может потенциально привести к обесценению активов Организации и активов, относящихся к ее существенным инвестициям.

Существенные допущения включают ставки дисконтирования, прогнозные цены нефти и нефтепродуктов и прогнозные ставки инфляции и курсов обмена валют. Существенные оценки включают план добычи, будущие капитальные затраты и нефтегазовые запасы, доступные для разработки и добычи.

Мы привлекли наших специалистов по вопросам оценки для тестирования анализа обесценения и расчета возмещаемой стоимости, подготовленной руководством. Мы проанализировали допущения, на которых основывались прогнозы руководства. Мы сравнили цены на нефть и нефтепродукты, использованные в расчете возмещаемой стоимости, с доступными рыночными прогнозами. Мы сравнили ставку дисконтирования и ставку долгосрочного роста с общими рыночными индикаторами и прочими доступными сведениями. Мы протестировали математическую правильность моделей обесценения и провели анализ чувствительности.

Информация о долгосрочных активах и тесте на обесценение включена в Примечание 4 к консолидированной финансовой отчетности.

Оценка нефтегазовых запасов

Оценка нефтегазовых запасов требует существенных суждений и допущений руководства и инженеров, по оценке запасов. Эта оценка имеет существенное влияние на консолидированную финансовую отчетность, в частности: тестирование на обесценение; износ, истощение и амортизацию; резерв по ликвидации активов; и непрерывность деятельности. Существуют технические неопределенности в оценке величины запасов.

Мы оценили компетенцию и объективность внешних инженеров по оценке запасов, вовлеченных в оценку. Мы определили данные, использованные инженерами по оценке запасов, сравнив их с данными бюджета, утвержденного руководством, а также с внешними данными по нефтегазовой индустрии. Мы оценили был ли проведен расчет запасов в соответствии с данными Организации.

Описание методологии, использованной для оценки нефтегазовых запасов, включено в Примечание 4 к консолидированной финансовой отчетности.

Выручка от продажи нефтепродуктов

С 1 апреля 2016 года Организация прекратила реализацию сырой нефти на внутренний рынок и начала переработку сырой нефти на нефтеперерабатывающих заводах, входящих в группу АО «Казмунайгаз Переработка и Маркетинг» («КМГ ПМ»), являющегося связанной стороной, и реализацию полученных нефтепродуктов. Мы полагаем, что данный новый процесс является одним из самых существенных для аудита ввиду значительности признанной выручки.

Мы получили понимание процесса учета переработки нефти и реализации нефтепродуктов. Мы выполнили аналитические процедуры в отношении реализации нефтепродуктов и пересчитали соответствующие акцизные налоги и таможенные пошлины. Мы протестировали дизайн и операционную эффективность контролей, связанных с учетом переработки сырой нефти и реализации нефтепродуктов. На выборочной основе, по операциям по продажам мы сравнили условия реализации с теми, что указаны в договорах на продажу и пересчитали цену реализации.

Информация о выручке от продажи нефтепродуктов включена в Примечание 14 к консолидированной финансовой отчетности. Описание учетной политики и ключевых допущений и оценок раскрыто в Примечаниях 2 и 4 к консолидированной финансовой отчетности.

Прочая информация, включенная в Годовой отчет Организации за 2016 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете Организации, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наше аудиторское заключение о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не предоставляем вывода, выражающего уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с прочей информацией и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

Ответственность руководства и Комитета по аудиту за консолидированную финансовую отчетность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Организации продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Организацию, прекратить ее деятельность или когда у него нет реальной альтернативы таким действиям.

Комитет по аудиту несет ответственность за надзор за процессом подготовки консолидированной финансовой отчетности Организации.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского заключения, содержащего наше мнение.

Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Организации;
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность определенных руководством бухгалтерских оценок и раскрытия соответствующей информации;
- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Организации продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском заключении к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского заключения. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Организация утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.
- получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении финансовой информации Организаций и хозяйственной деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проведение аудита Группы. Мы являемся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с Комитетом по Аудиту, доводя до его сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита.

Мы также предоставляем Комитету по Аудиту, заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали этих лиц обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях – о соответствующих мерах предосторожности.

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения Комитета по Аудиту, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском заключении, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или, когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем заключении, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Руководитель, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущено настоящее аудиторское заключение независимого аудитора, – Джим Дакер.

Джим Дакер
Партнер по аудиту



Адиль Сыздыков
Аудитор



Гульмира Турмагамбетова
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»



Квалификационное свидетельство аудитора
№ МФ-0000172 от 23 декабря 2013 года

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельностью на территории Республики Казахстан: серия МФЮ-2, № 0000003, выданная Министерством финансов Республики Казахстан 15 июля 2005 года

Пр-т Аль-Фараби, 77/7
050060, Алматы, Республика Казахстан

14 февраля 2017 года

Консолидированный отчёт о финансовом положении

В миллионах тенге

	Прим.	На 31 декабря 2016	На 31 декабря 2015
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	311 597	234 367
Нематериальные активы	6	11 607	9 619
Инвестиции в совместные предприятия	8	144 532	154 453
Инвестиции в ассоциированную компанию	9	135 633	154 241
Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия	8	16 696	21 602
Займы к получению от совместных предприятий	8	29 638	27 941
Прочие финансовые активы	7	35 961	33 760
Активы по отсроченному налогу	19	51 459	71 904
Прочие активы		970	5 717
Итого долгосрочных активов		738 093	713 604
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	24 774	23 102
Предоплата по подоходному налогу		51 567	36 225
Предоплата по налогам и НДС к возмещению	23	22 567	16 132
Предоплата по налогу на добычу полезных ископаемых и рентному налогу		15 676	6 064
Расходы будущих периодов		20 713	30 135
Торговая и прочая дебиторская задолженность	7	74 121	105 443
Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия	8	17 617	8 822
Прочие финансовые активы	7	983 257	833 912
Денежные средства и их эквиваленты	7	162 091	237 310
Итого текущих активов		1 372 383	1 297 145
Итого активов		2 110 476	2 010 749
КАПИТАЛ			
Уставный капитал	11	165 343	163 004
Прочие резервы		2 448	3 945
Нераспределённая прибыль		1 444 351	1 311 759
Резерв по пересчету валют		321 370	333 141
Итого капитал		1 933 512	1 811 849
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные обязательства			
Займы		3 844	5 990
Обязательство по отсроченному налогу	19	138	240
Резервы	13	45 300	45 264
Итого долгосрочных обязательств		49 282	51 494
Текущие обязательства			
Займы		5 483	5 585
Резервы	13	45 926	70 010
Подоходный налог к уплате		33	13
Налог на добычу полезных ископаемых и рентный налог к уплате		8 571	22 249
Торговая и прочие обязательства		67 669	49 549
Итого текущих обязательств		127 682	147 406
Итого обязательств		176 964	198 900
Итого обязательств и капитала		2 110 476	2 010 749

Примечания на страницах 115–143 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Консолидированный отчёт о совокупном доходе

В миллионах тенге

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2016	За год, закончившийся 31 декабря 2015
Доходы	14	727 154	529 812
Доля в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	8, 9	(12 600)	(20 062)
Финансовый доход	18	30 037	26 094
Итого выручка и прочие доходы		744 591	535 844
Производственные расходы	15	(274 753)	(225 049)
Расходы по реализации, общие и административные расходы	16	(115 022)	(118 601)
Расходы на разведку		(2 535)	(1 892)
Износ, истощение и амортизация	5, 6	(30 776)	(20 110)
Налоги, помимо подоходного налога	17	(145 431)	(181 501)
Восстановление/(обесценение) НДС к возмещению	23	13 362	(46 753)
Убыток от выбытия основных средств		(2 050)	(4 618)
Финансовые затраты	18	(5 842)	(14 999)
(Отрицательная)/положительная курсовая разница, нетто		(12 892)	448 869
Прибыль до налогообложения		168 652	371 190
Расходы по подоходному налогу	19	(37 076)	(127 521)
Прибыль за год		131 576	243 669
Курсовая разница от пересчёта валют		(11 771)	257 554
Прочий совокупный (убыток)/доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		(11 771)	257 554
Актuarная прибыль или убыток, за вычетом налогов		563	–
Прочий совокупный доход, неподлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		563	–
Итого совокупный доход за год, за вычетом налогов		120 368	501 223
ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ – в тысячах тенге			
Базовая и разводнённая	12	1,93	3,57

Примечания на страницах 115–143 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Консолидированный отчёт о движении денежных средств

В миллионах тенге

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2016	За год, закончившийся 31 декабря 2015
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		168 652	371 190
Корректировки для прибавления/(вычета) неденежных статей			
Износ, истощение и амортизация	5, 6	30 776	20 110
Доля в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	8, 9	12 600	20 062
Убыток от выбытия основных средств		2 050	4 618
Признание выплат, основанных на долевыми инструментах		1 410	1 598
Изъятие долевыми инструментами		(63)	(8)
Нереализованный убыток/(доход) от курсовой разницы от внеоперационной деятельности		12 003	(424 585)
(Восстановление)/обесценение НДС к возмещению, нетто		(13 362)	46 753
Изменение в резервах		(15 566)	35 993
Прочие неденежные доходы и расходы		2 829	1 196
Плюс финансовые затраты	18	5 842	14 999
Минус финансовый доход	18	(30 037)	(26 094)
Корректировки оборотного капитала			
Изменение в прочих активах		(1 025)	3 676
Изменение в товарно-материальных запасах		(1 949)	2 841
Изменение предоплаты по налогам и НДС к возмещению		6 095	9 888
Изменение в расходах будущих периодов		9 421	(123)
Изменение в торговой и прочей дебиторской задолженности		20 500	(34 792)
Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности		9 956	(15 330)
Изменение в налоге на добычу полезных ископаемых и рентном налоге к уплате и предоплаты по ним		(18 384)	(2 906)
Подоходный налог уплаченный		(42 398)	(99 422)
Чистые денежные потоки, полученные от / (использованные в) операционной деятельности		159 350	(70 336)
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(101 233)	(88 174)
Поступления от продажи основных средств		784	171
Приобретение нематериальных активов		(3 672)	(1 901)
Займы, предоставленные совместным предприятиям	8	(5 146)	(3 389)
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированной компании, за вычетом налога у источника выплат	8, 9	27 515	13 822
(Размещение)/снятие срочных депозитов		(170 927)	144 960
Погашение займов к получению от совместно контролируемого предприятия		–	6 815
Вознаграждение полученное		15 972	14 839
Чистые денежные потоки, (использованные в) / полученные от инвестиционной деятельности		(236 707)	87 143
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Погашение займов		(2 128)	(1 241)
Дивиденды, уплаченные акционерам Компании	3, 11	(137)	(28 988)
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности		(2 265)	(30 229)
Чистое изменение денежных средств и их эквивалентов		(79 622)	(13 422)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		237 310	180 245
Положительная курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам		4 403	70 487
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	7	162 091	237 310

Примечания на страницах 115–143 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Консолидированный отчёт об изменениях в капитале

В миллионах тенге

	Прим.	Уставный капитал	Выкупленные собственные акции	Прочие резервы	Нера-спределённая прибыль	Резерв по пересчёту валют	Итого капитал
На 31 декабря 2014 года		263 095	(100 091)	2 355	1 098 170	75 587	1 339 116
Прибыль за год		–	–	–	243 669	–	243 669
Прочий совокупный доход		–	–	–	–	257 554	257 554
Итого совокупный доход		–	–	–	243 669	257 554	501 223
Признание выплат, основанных на долевых инструментах	11	–	–	1 598	–	–	1 598
Изъятие долевых инструментов	11	–	–	(8)	–	–	(8)
Дивиденды	11	–	–	–	(30 080)	–	(30 080)
На 31 декабря 2015 года		263 095	(100 091)	3 945	1 311 759	333 141	1 811 849
Прибыль за год		–	–	–	131 576	–	131 576
Прочий совокупный доход		–	–	–	563	(11 771)	(11 208)
Итого совокупный доход		–	–	–	132 139	(11 771)	120 368
Признание выплат, основанных на долевых инструментах	11	–	–	1 410	–	–	1 410
Изъятие долевых инструментов	11	–	–	(63)	–	–	(63)
Исполнение опционов работников	11	–	2 339	(2 844)	505	–	–
Дивиденды	11	–	–	–	(52)	–	(52)
На 31 декабря 2016 года		263 095	(97 752)	2 448	1 444 351	321 370	1 933 512

Примечания на страницах 115–143 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

В миллионах тенге, если не указано иное

1 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту «Компания») учреждено в Республике Казахстан и занимается приобретением, разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья и нефтепродуктов. Основная операционная нефтегазовая деятельность Компании осуществляется в Прикаспийском и Мангистауском бассейнах Западного Казахстана. Основным прямым акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (далее по тексту «НК КМГ» или «Материнская компания»), которое представляет государственные интересы в нефтегазовой отрасли Казахстана, и которое владеет 63,02% акций Компании, находящихся в обращении по состоянию на 31 декабря 2016 года (в 2015 году: 63,21%). Материнская компания полностью принадлежит АО «Фонд Национального Благосостояния Самрук-Қазына.» (далее по тексту «ФНБ Самрук-Қазына»), которое в свою очередь полностью принадлежит Правительству Республики Казахстан (далее по тексту «Правительство»).

Компания осуществляет свою основную деятельность через 100% дочерние организации АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз». Кроме этого, Компания владеет другими дочерними организациями, имеет доли в совместно контролируемых предприятиях, ассоциированной компании и в прочих предприятиях, преимущественно не связанных с осуществлением основной деятельности, в которых Компания имеет контрольную и неконтрольную доли участия. Данная консолидированная финансовая отчетность отражает финансовое положение и результаты операций хозяйственной деятельности всех выше упомянутых долей участия.

2 ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Основные положения учётной политики, примененные при подготовке данной консолидированной финансовой отчетности, приведены ниже. Данная учётная политика последовательно применялась для всех представленных периодов, если не указано иное.

2.1 Основа подготовки

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»). Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости за исключением финансовых инструментов. Настоящая консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, и все значения округлены до миллиона, если не указано иное.

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует применения существенных учётных оценок, а также требует от руководства выражения мнения по допущениям в ходе применения учётной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчетности, раскрыты в Примечании 4.

Курсы валют

Официальный курс Казахстанского тенге к доллару США на 31 декабря 2016 года и 31 декабря 2015 года составлял 333,29 и 339,47 тенге, соответственно. Любой пересчёт сумм в тенге в доллары США или иную твёрдую валюту не должен толковаться как утверждение, что такие суммы в тенге были конвертированы, могут быть или будут в будущем конвертированы в твердую валюту по указанным курсам обмена или по иным курсам обмена.

Принятые стандарты бухгалтерского учёта и интерпретации

В течение года Компания приняла следующие новые и пересмотренные МСФО, которые не оказали существенного влияния на финансовые результаты или финансовое положение Компании:

Усовершенствования МСФО	2012-2014 цикл;
МСБУ 16 и МСБУ 38	«Пояснение приемлемых методов износа и амортизации» (поправки);
МСБУ 27	«Метод долевого участия в отдельной финансовой отчетности» (поправки);
МСБУ 1	«Инициатива в сфере раскрытия информации» (поправки)».

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчетности Компании, и которые, по мнению Компании, после применения повлияют на раскрытия, финансовое положение или результаты деятельности. Компания намерена применить эти стандарты и интерпретации, в случае необходимости, с даты их вступления в силу (вступают в силу для годовых периодов, начинающихся):

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

2 ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ продолжение

2.1 Основа подготовки продолжение

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу продолжение

МСФО 9	«Финансовые инструменты: классификация и оценка» (1 января 2018 года);
МСФО 15	«Выручка по договорам с покупателями» (1 января 2018 года);
МСФО 10 и МСБУ 28	«Продажа или взнос активов в сделках между инвестором и его зависимой организацией или совместным предприятием» (поправки) (отложено на неопределенный срок);
МСФО 16	«Аренда» (1 января 2019 года).
МСБУ 7	«Инициатива в сфере раскрытия информации» (поправки к МСБУ 7) (1 января 2017 года);
МСБУ 12	«Признание налога на прибыль от отложенных налоговых активов для нереализованных убытков» (поправки) (1 января 2017 года);
МСФО 2	«Классификация и оценка выплат на основе долевого участия инструментов» (поправки) (1 января 2018 года);
МСБУ 22	«Операции в иностранной валюте и предварительное рассмотрение» (1 января 2018 года).

2.2 Консолидация

Дочерние организации

Дочерними являются организации, находящиеся под контролем Компании. Контроль осуществляется в том случае, если Компания имеет право на переменную отдачу от инвестиции или подвержена риску, связанному с её изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. Дочерние организации консолидируются, начиная с момента получения контроля Компанией. Консолидация прекращается с момента прекращения контроля над такими предприятиями.

Внутригрупповые операции, сальдо и нереализованные прибыли по операциям между компаниями элиминируются. Нереализованные убытки также элиминируются, но рассматриваются как признак обесценения передаваемого актива. Учётная политика дочерних организаций соответствует учётной политике Компании.

Инвестиции в ассоциированные компании и доли участия в совместных предприятиях

Инвестиции Компании в ассоциированные компании и совместные предприятия учитываются по методу долевого участия. Ассоциированная компания – это компания, на которую Компания оказывает существенное влияние. Существенное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политик объекта инвестиций, но не контроль или совместный контроль в отношении таких политик.

Компания является стороной соглашения о совместной деятельности в том случае, если она осуществляет совместный контроль над деятельностью посредством совместных действий с другими сторонами, и принятие решений касательно соответствующей деятельности требует единогласного согласия сторон, осуществляющих совместный контроль. Соглашения о совместной деятельности – это либо совместная деятельность или совместное предприятие в зависимости от прав и обязательств сторон по соглашению.

В связи со своей долей участия в совместной операции Компания признает: (i) свои активы, включая свою долю в совместных активах; (ii) свои обязательства, включая свою долю в совместных обязательствах; (iii) свою выручку от продажи доли в продукции, произведенной в результате совместной операции; (iv) свою долю выручки от продажи продукции, произведенной в результате совместной операции; и (v) свои расходы, включая долю в совместных расходах.

В соответствии с методом долевого участия инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия учитываются в консолидированном отчёте о финансовом положении по первоначальной стоимости плюс изменения, возникшие после приобретения в доле чистых активов ассоциированной компании и совместных предприятий, принадлежащих Компании.

Совместное предприятие – это вид совместной деятельности, в котором стороны, обладающие совместным контролем над деятельностью, обладают правами на чистые активы совместного предприятия.

Инвестиции Компании в ассоциированные компании включают в себя превышение цены приобретения, выявленное на момент приобретения, над текущей стоимостью активов, которая в основном относится к стоимости лицензий на основании доказанных запасов. Лицензии амортизируются на основе доказанных разработанных запасов ассоциированных компаний и совместных предприятий с использованием производственного метода.

Консолидированный отчет о совокупном доходе включает долю финансовых результатов деятельности каждой ассоциированной компании и совместного предприятия. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале ассоциированной компании или совместных предприятий, Компания признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в отчете об изменениях в капитале. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям между Компанией и её ассоциированными компаниями, исключены в той степени, в которой Компания имеет долю участия в ассоциированной компании.

Финансовая отчетность ассоциированных компаний составляется за тот же отчетный период, что и финансовая отчетность материнской компании. В случае необходимости в неё вносятся корректировки с целью приведения учётной политики в соответствие с учётной политикой Компании.

После применения метода долевого участия Компания определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по инвестициям Компании в ассоциированные компании или совместные предприятия. На каждую отчетную дату Компания устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированные компании или совместные предприятия. В случае наличия таких свидетельств, Компания рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании или совместного предприятия и текущей стоимостью, и признает эту сумму в отчете о совокупном доходе.

В случае потери существенного влияния над ассоциированной компанией Компания оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью ассоциированной компании на момент потери существенного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций, и поступлениями от выбытия признается в отчете о совокупном доходе.

В случае потери совместного контроля и при условии, что бывшее совместно контролируемое предприятие не становится дочерней или ассоциированной компанией, Компания оценивает и признает оставшуюся инвестицию по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью бывшего совместно

контролируемого предприятия на момент потери совместного контроля и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций, и поступлениями от выбытия признается в отчете о совокупном доходе. Если Компания сохраняет существенное влияние на объект инвестиций, оставшиеся инвестиции учитываются как инвестиции в ассоциированную компанию.

2.3 Пересчет иностранных валют

Консолидированная финансовая отчетность представлена в казахстанских тенге («тенге»), который является функциональной валютой и валютой представления финансовой отчетности Компании. Каждая дочерняя организация, ассоциированная компания и совместное предприятие Компании определяет собственную функциональную валюту, и статьи, включенные в финансовую отчетность каждой организации, оцениваются в этой функциональной валюте. Операции в иностранной валюте, первоначально учитываются в функциональной валюте по курсу, действующему на дату операции. Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются по курсу функциональной валюты, действующему на отчетную дату. Все курсовые разницы включаются в прибыли и убытки. Неденежные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действующим на дату определения справедливой стоимости.

Активы и обязательства зарубежной деятельности пересчитываются в тенге по обменному курсу на отчетную дату, а статьи отчета о совокупном доходе таких компаний пересчитываются по курсу на дату операции. Курсовые разницы, возникающие при таком пересчете, непосредственно признаются в прочем совокупном доходе или убытке. При выбытии зарубежной компании накопленная сумма резерва по пересчёту валют, относящаяся к конкретной зарубежной компании, признается в отчете о совокупном доходе.

2.4 Расходы по разведке и разработке нефтегазовых месторождений

Затраты по приобретению лицензий на разведку

Затраты по приобретению лицензий на разведку капитализируются в нематериальные активы и амортизируются по прямолинейному методу в течение предполагаемого срока разведки. Каждый объект рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы. В случае если по объекту не запланированы работы в будущем, оставшееся сальдо затрат на приобретение лицензий списывается. При обнаружении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов»), амортизация прекращается, и оставшиеся затраты объединяются с затратами по разведке и признаются как доказанные активы в разрезе месторождений, до подтверждения запасов в составе прочих нематериальных активов. В момент внутреннего утверждения разработки, и получения всех лицензий и разрешений от соответствующих контролирующих органов, соответствующие расходы перемещаются в основные средства (нефтегазовые активы).

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

2 ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

продолжение

2.4 Расходы по разведке и разработке нефтегазовых месторождений продолжение

Затраты на разведку

Геологические и геофизические расходы списываются в момент, когда такие затраты были понесены. Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам, капитализируются в составе нематериальных активов (активы по разведке и оценке) до тех пор, пока, не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя заработную плату, материалы, горючее и электроэнергия, стоимость буровых станков и платежи подрядчикам. Если углеводороды не обнаружены, тогда расходы на разведку будут списаны как расходы по сухой скважине. В случае, если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке, которая может включать в себя бурение других скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин), коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут продолжать учитываться как актив.

Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения. Если этого больше не происходит, затраты списываются.

Когда запасы нефти и газа доказаны и принимается решение о продолжении разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав основных средств (нефтегазовых активов).

Затраты на разработку

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в составе основных средств, за исключением расходов, относящихся к разработочным или оконтуривающим скважинам, в которых не обнаружено достаточного коммерческого количества углеводородов, которые списываются как сухие скважины на расходы периода.

2.5 Основные средства

Основные средства отражаются по первоначальной стоимости за минусом накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или цены строительства, любых затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нефтегазовые активы амортизируются с использованием производственного метода по доказанным разработанным запасам. Некоторые нефтегазовые активы со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 4 до 15 лет.

Прочие основные средства в основном представляют собой здания, машины и оборудование, которые амортизируются с использованием линейного метода в течение среднего срока полезной службы в 24 года и 7 лет, соответственно.

Предполагаемый срок полезной службы основных средств пересматривается на ежегодной основе, и, при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах.

Текущая стоимость основных средств пересматривается на предмет обесценения в тех случаях, когда происходят какие-либо события или изменения в обстоятельствах, указывающих на то, что текущая стоимость не является возмещаемой.

Объекты основных средств, включая добывающие скважины, которые перестают добывать коммерческие объёмы углеводородов, и планируются к ликвидации, перестают учитываться в качестве актива при выбытии, или тогда, когда не ожидается получение будущих экономических выгод от использования актива. Любой доход или убыток, возникающие от прекращения признания актива (рассчитываемые как разница между чистыми поступлениями от реализации и текущей стоимостью объекта) включаются в отчёт о совокупном доходе того периода, в котором произошло такое событие.

2.6 Обесценение нефинансовых активов

Компания оценивает активы или группы активов на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость актива не может быть возмещена. Отдельные активы группируются для целей оценки на обесценение на самом низком уровне, на котором существуют идентифицируемые денежные потоки, которые в основном независимы от денежных потоков, генерируемых другими группами активами. В случае если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Компания осуществляет оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость группы активов является наибольшей из справедливой стоимости за вычетом расходов на её реализацию и стоимости её использования. В тех случаях, когда текущая стоимость группы активов превышает её возмещаемую стоимость, тогда группа активов подлежит обесценению, и происходит списание до возмещаемой стоимости. При оценке стоимости использования, ожидаемые денежные потоки корректируются на риски, специфичные для группы активов и дисконтируются к текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег.

На каждую отчетную дату производится оценка относительно того, имеются ли какие-либо индикаторы, указывающие, что убытки от обесценения, признанные ранее, более не существуют или уменьшились. Если такие индикаторы существуют, тогда оценивается возмещаемая стоимость. Ранее признанный убыток по обесценению сторнируется только, если произошло изменение в оценках, использовавшихся для определения возмещаемой стоимости актива с момента признания последнего убытка от обесценения. В таком случае текущая стоимость актива увеличивается до его возмещаемой стоимости. Увеличенная стоимость не может превышать текущую стоимость, которая была бы определена, за вычетом износа или амортизации, если бы в предыдущие периоды не был признан убыток по обесценению. Такое сторнирование признаётся в отчете о совокупном доходе.

После проведения сторнирующей проводки корректируются расходы по амортизации в последующих периодах для распределения пересмотренной текущей стоимости актива, за вычетом остаточной стоимости, на систематической основе в течение оставшегося срока полезной службы.

2.7 Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают капитализированные затраты на разведку и оценку и прочие нематериальные активы, которые в основном включают компьютерное программное обеспечение. Нематериальные активы, приобретенные отдельно от бизнеса, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет и амортизируется на линейной основе в течение этого периода.

Текущая стоимость нематериальных активов анализируется на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость не может быть возмещена.

2.8 Финансовые активы

Финансовые активы в рамках МСБУ 39 классифицируются в качестве финансовых активов по справедливой стоимости через прибыль или убыток, активы, удерживаемые до погашения, финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, займы и торговая и прочая дебиторская задолженность, исходя из их назначения. При первоначальном признании финансовых активов, они оцениваются по справедливой стоимости. В случае если инвестиции не классифицируются как финансовые активы по справедливой стоимости через прибыль или убыток, то при отражении в отчетности к их справедливой стоимости прибавляются непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Компания определяет классификацию своих финансовых активов при первоначальном признании, и, где это разрешено и целесообразно, пересматривает данную классификацию в конце каждого финансового года.

Все стандартные приобретения и продажи финансовых активов признаются на дату исполнения сделки, т.е. дату, когда Компания приняла на себя обязательство приобрести или продать актив. Стандартные приобретения или продажи – это приобретения или продажи финансовых активов, которые требуют поставки активов в течение периода, обычно устанавливаемого нормативными актами или правилами, принятыми на рынке.

Инвестиции, удерживаемые до погашения

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированными сроками погашения классифицируются в качестве удерживаемых до погашения в случае, если Компания намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначального признания инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

Торговая и прочая дебиторская задолженность является непроизводными финансовыми активами с фиксированными или определяемыми платежами, которые не котируются на активном рынке. После первоначальной оценки торговая и прочая дебиторская задолженность учитывается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки вознаграждения, за вычетом любого резерва на обесценение.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи – это непроизводные финансовые активы, которые специально отнесены в данную категорию или которые не были отнесены ни в одну из других категорий. После первоначального признания финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нерализованные прибыль или убыток признаются непосредственно в прочем совокупном доходе или убытке до прекращения признания инвестиций или определения обесценения. В этот момент накопленный резерв признается в прибыли или убытке.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

2 ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

продолжение

2.8 Финансовые активы продолжение

Оценка справедливой стоимости

Справедливая стоимость является ценой, которая была бы получена за продажу актива или выплачена за передачу обязательства в рамках сделки, совершаемой в обычном порядке между участниками рынка на дату оценки. Оценка справедливой стоимости предполагает, что сделка по продаже актива или передаче обязательства происходит:

- либо на основном рынке для данного актива или обязательства;
- либо, в условиях отсутствия основного рынка, на наиболее благоприятном рынке для данного актива или обязательства.

У Компании должен быть доступ к основному или наиболее благоприятному рынку. Справедливая стоимость актива или обязательства оценивается с использованием допущений, которые использовались бы участниками рынка при определении цены актива или обязательства, при этом предполагается, что участники рынка действуют в своих лучших интересах.

Оценка справедливой стоимости нефинансового актива учитывает возможность участника рынка генерировать экономические выгоды либо посредством использования актива наилучшим и наиболее эффективным образом либо в результате его продажи другому участнику рынка, который будет использовать данный актив наилучшим и наиболее эффективным образом.

Компания использует такие методики оценки, которые являются приемлемыми в сложившихся обстоятельствах и для которых доступны данные, достаточные для оценки справедливой стоимости, при этом максимально используя уместные наблюдаемые исходные данные и минимально используя ненаблюдаемые исходные данные.

Все активы и обязательства, справедливая стоимость которых оценивается или раскрывается в финансовой отчётности, классифицируются в рамках описанной ниже иерархии источников справедливой стоимости на основе исходных данных самого низкого уровня, которые являются существенными для оценки справедливой стоимости в целом:

- Уровень 1 – Рыночные котировки цен на активном рынке по идентичным активам или обязательствам (без каких-либо корректировок);
- Уровень 2 – Модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, являются прямо или косвенно наблюдаемыми на рынке;
- Уровень 3 – Модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, не являются наблюдаемыми на рынке.

В случае активов и обязательств, которые признаются в финансовой отчётности на периодической основе, Компания определяет необходимость их перевода между уровнями источников иерархии, повторно анализируя классификацию (на основании исходных данных самого низкого уровня, которые являются существенными для оценки справедливой стоимости в целом) на конец каждого отчётного периода.

Для целей раскрытия информации о справедливой стоимости Компания классифицировала активы и обязательства на основе их характера, присущих им характеристик и рисков, а также применимого уровня в иерархии источников справедливой стоимости, как указано выше.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчётную дату Компания определяет, произошло ли обесценение финансового актива или группы финансовых активов.

Активы, учитываемые по амортизированной стоимости

Если существует объективное свидетельство о появлении убытков от обесценения по активам, которые учитываются по амортизированной стоимости, сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и текущей стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (за исключением будущих кредитных потерь, которые ещё не возникли), дисконтированных по первоначальной эффективной ставке вознаграждения по финансовому активу (то есть по эффективной ставке вознаграждения, рассчитанной при первоначальном признании). Текущая стоимость актива должна быть снижена с использованием резерва. Сумма убытка признается в отчете о совокупном доходе.

Если в последующем периоде сумма убытка от обесценения уменьшается, и такое уменьшение может быть объективно связано с событием, произошедшим после того, как было признано обесценение, ранее признанный убыток от обесценения сторнируется в пределах того, что текущая стоимость актива не превышает его амортизированной стоимости на дату восстановления. Любое последующее сторнирование убытка от обесценения признается в отчете о совокупном доходе.

По торговой дебиторской задолженности создается резерв под обесценение в том случае, если существует объективное свидетельство того, что Компания не получит все суммы, причитающиеся ей в соответствии с первоначальными условиями счёта-фактуры (например, вероятность неплатежеспособности или других существенных финансовых затруднений дебитора). Текущая стоимость дебиторской задолженности уменьшается посредством использования счёта резерва. Обесцененные задолженности прекращают признаваться, если они считаются безнадежными.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

Если имеет место обесценение актива, имеющегося в наличии для продажи, разница между затратами на его приобретение (за вычетом выплат основной суммы и амортизации) и его текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения, ранее признанного в отчете о совокупном доходе, переносится из капитала в прибыли и убытки. Сторнирование ранее признанного убытка под обесценение по долевым инструментам, классифицированным как предназначенные для продажи, не признается в отчете о совокупном доходе. Сторнирование убытков от обесценения по долговым инструментам осуществляется через прибыли или убытки, если увеличение справедливой стоимости инструмента может быть объективно связано с событием, произошедшим после признания убытков от обесценения в отчете о совокупном доходе.

Прекращение признания финансовых активов

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Компания сохраняет за собой право получать денежные потоки от актива, но приняла на себя обязательство передать их полностью без существенной задержки третьей стороне в соответствии с соглашением о перераспределении; или
- Компания передала свои права на получение денежных потоков от актива и либо (а) передала все существенные риски и вознаграждения от актива, либо (б) не передала, но и не сохраняет за собой, все существенные риски и вознаграждения от актива, но передала контроль над данным активом.

2.9 Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости по методу ФИФО и чистой стоимости реализации. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой каждого предмета на место и приведение его в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти является себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объема производства. Чистая стоимость реализации нефти основывается на предлагаемой цене, реализации за вычетом расходов, связанных с такой реализацией. Материалы и запасы учитываются по стоимости, не превышающей ожидаемой суммы, возмещаемой в ходе обычной деятельности.

2.10 Налог на добавленную стоимость (НДС)

Налоговые органы позволяют производить зачет НДС по реализации и закупкам на нетто основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по закупкам на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт облагаются по нулевой ставке. Однако, зачет НДС допускается только на основании результатов налоговой проверки, проведенной налоговыми органами для подтверждения НДС к возмещению.

Если эффект временной стоимости денег является существенным, долговременный НДС к возмещению дисконтируется с помощью безрисковой ставки отражающей в соответствующих случаях риски присущие данному активу.

2.11 Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают в себя наличность в кассе, средства, находящиеся на банковских вкладах, прочие краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

2.12 Уставный капитал

Уставный капитал

Простые акции и непогашаемые привилегированные акции, дивиденды по которым выплачиваются по усмотрению эмитента, классифицируются как капитал. Затраты на оплату услуг третьим сторонам, непосредственно связанные с выпуском новых акций, отражаются как уменьшение капитала, полученного в результате данной эмиссии.

Выкупленные собственные акции

В случае приобретения Компанией или её дочерними организациями акций Компании, стоимость их приобретения, включая соответствующие затраты на совершение сделки, за вычетом подоходного налога, вычитается из капитала как выкупленные собственные акции вплоть до момента их аннулирования или повторного выпуска. При покупке, продаже, выпуске или аннулировании собственных долевых инструментов Компании какие-либо прибыли или убытки в консолидированном отчете о совокупном доходе не признаются. При последующей продаже или повторном выпуске таких акций полученная сумма включается в состав капитала. Выкупленные собственные акции учитываются по средневзвешенной стоимости.

Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты, когда финансовая отчетность утверждена к выпуску.

Операции по выплатам, основанным на акциях

Работники Компании (включая высшее руководство) получают вознаграждение в форме выплат, основанных на акциях. Работники предоставляют услуги, за которые они получают вознаграждение долевыми инструментами (сделки, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами).

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

2 ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ продолжение

2.12 Уставный капитал продолжение

Операции по выплатам, основанным на акциях продолжение

В случаях, когда происходит выпуск долевых инструментов, и некоторые услуги, полученные компанией в качестве вознаграждения за долевые инструменты, не могут быть идентифицированы, данные неидентифицируемые полученные (или подлежащие получению) товары или услуги оцениваются как разница между справедливой стоимостью сделки с выплатами, основанными на акциях, и справедливой стоимостью идентифицируемых товаров или услуг, полученных на дату предоставления вознаграждения. Далее эта сумма соответствующим образом капитализируется или относится на расходы.

Стоимость сделок с работниками, расчёты по которым осуществляются долевыми инструментами, в отношении вознаграждений, предоставленных 1 июля 2007 года или после этой даты, оценивается, исходя из справедливой стоимости таких инструментов на дату их предоставления. Справедливая стоимость определяется с использованием модели опционного ценообразования Блэка – Шоулза – Мертона.

Расходы по сделкам на основе долевых инструментов признаются одновременно с соответствующим увеличением в капитале в течение периода, в котором выполняются условия выслуги определенного срока. Совокупные расходы по данным сделкам признаются на каждую отчётную дату до погашения обязательства пропорционально истекшему периоду на основании наилучшей оценки Компании в отношении количества долевых инструментов, которые будут переданы в качестве вознаграждения.

Расход или доход в отчёте о совокупном доходе за период представляет собой изменение суммарного расхода, признанного на начало и конец периода. По вознаграждению долевыми инструментами, право на которое окончательно не переходит сотрудникам, не признается расход.

Если вознаграждение, выплачиваемое долевыми инструментами, аннулируется, оно учитывается, как если бы право на него перешло на дату аннулирования. При этом все расходы, ещё не признанные в отношении вознаграждения, признаются немедленно. Это также относится к вознаграждениям, в отношении которых не выполняются условия, не обеспечивающие наделение правами, если компания либо работник могут повлиять на данные условия. Все случаи аннулирования вознаграждений по сделке, расчёты по которой осуществляются долевыми инструментами, учитываются одинаково. В случае аннулирования вознаграждений посредством изъятия прав, любые ранее признанные расходы сторнируются через капитал.

Разводнящий эффект неисполненных опционов отражается как дополнительное разводнение акций при расчёте показателя прибыли на акцию.

2.13 Торговая кредиторская задолженность

Торговая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

2.14 Резервы

Резервы признаются, если Компания имеет текущее обязательство (юридическое или вытекающее из практики), возникшее в результате прошлого события, отток экономических выгод, который потребует для погашения этого обязательства, является вероятным, и может быть получена надежная оценка суммы такого обязательства. Если Компания предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в отчёте о совокупном доходе за вычетом возмещения. Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва, с течением времени, признается как расходы на финансирование.

2.15 Займы

Займы первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом расходов по сделке. В последующих периодах займы отражаются по амортизированной стоимости; разница между справедливой стоимостью полученных средств (за вычетом расходов по сделке) и суммой к погашению отражается в консолидированном отчёте о совокупном доходе в течение срока, на который выдан заём с использованием метода эффективной процентной ставки. Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Компания не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчётной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются.

2.16 Вознаграждение работникам

Компания удерживает 10% от начисленной заработной платы работников как пенсионные отчисления в соответствующие пенсионные фонды. Размер пенсионных отчислений ограничен суммой в 171 442 тенге в месяц в 2016 году (в 2015 году: 160 230 тенге в месяц). В соответствии с действующим казахстанским законодательством, работники сами несут ответственность за своё пенсионное обеспечение. С 1 января 2014 года Компания также обязана перечислять дополнительные профессиональные пенсионные взносы в размере 5% от доходов большинства своих работников в их пенсионные фонды.

Долгосрочные вознаграждения работникам

Компания предлагает своим работникам долгосрочные вознаграждения до и после выхода на пенсию в соответствии с Коллективными договорами между Компанией и ее работниками и прочими документами. Коллективный договор и прочие документы, в частности, предусматривает выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, досрочному выходу на пенсию, оказание

материальной помощи работникам в случае нетрудоспособности, по случаю юбилея и смерти. Право на получение пособий обычно обуславливается необходимостью продолжения работы сотрудником до выхода на пенсию.

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий и пособий по досрочному выходу на пенсию осуществляются в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами по окончании трудовой деятельности. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в составе прочего совокупного дохода. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в связи с разницей между актуарными предположениями и фактическими данными. Прочие изменения признаются в текущем периоде, включая стоимость текущих услуг, стоимость прошлых услуг и влияние кадровых сокращений или осуществленных расчетов.

Наиболее существенные предположения, использованные в учете пенсионных обязательств, – это ставка дисконта и предположения смертности. Ставка дисконта используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год амортизация дисконта по таким обязательствам отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе как расходы на финансирование. Предположение о смертности используется для прогнозирования будущего потока выплат вознаграждений, который затем дисконтируется для получения чистой приведенной стоимости обязательств.

Вознаграждения работникам, кроме единовременных выходных пособий, рассматриваются как прочие вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям долгосрочные осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами.

Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

2.17 Признание выручки

Компания реализует сырую нефть по краткосрочным договорам, по ценам, определяемым по котировкам Platt's, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок на качество. Переход права собственности осуществляется, и доходы обычно признаются в тот момент, когда сырая нефть физически загружена на борт судна или выгружена с судна, поступила в трубопровод или иной механизм доставки в зависимости от согласованных по контракту условий.

В контрактах Компании на продажу сырой нефти указываются максимальное количество сырой нефти, которое должно быть поставлено в течение определенного периода времени. Сырая нефть, отгруженная, но ещё не доставленная покупателю, учитывается в отчёте о финансовом положении как товарно-материальные запасы.

2.18 Подоходный налог

Затраты по текущему подоходному налогу включают в себя текущий подоходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный подоходный налог.

Активы и обязательства по текущему налогу на прибыль оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговыми органами. Налоговыми ставками и налоговым законодательством, применяемым для расчёта данной суммы, являются те, которые были приняты или фактически действующие на отчётную дату.

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подоходный налог и образует часть расходов по подоходному налогу. В соответствии с существующим налоговым законодательством, вступившим в силу с 1 января 2009 года, Компания начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогооблагаемого дохода (налогооблагаемый доход после вычета Корпоративного Подоходного Налога и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование свыше 25% вычетов, относящихся к каждому контракту.

Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются в отношении всех временных разниц с использованием балансового метода обязательств. Отсроченные налоги определяются по всем временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой суммой в финансовой отчётности, за исключением возникновения отсроченного подоходного налога в результате первоначального признания гудвилла, актива или обязательства по сделке, которая не является объединением компаний и которая, в момент её совершения, не оказывает влияния на бухгалтерский доход или налоговый доход и убыток.

Актив по отсроченному налогу признаётся только в той степени, в которой существует значительная вероятность получения налогооблагаемой прибыли, которая может быть уменьшена на сумму вычитаемых временных разниц. Отсроченные налоговые активы и обязательства рассчитываются по налоговым ставкам, применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства, на основе налоговых ставок, введенных в действие или фактически узаконенных на отчётную дату.

Отсроченный подоходный налог признаётся по всем временным разницам, связанным с инвестициями в дочерние, ассоциированные компании и совместные предприятия, за исключением тех случаев, когда можно проконтролировать сроки уменьшения временных разниц, и когда весьма вероятно, что временные разницы не будут уменьшаться в обозримом будущем.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

3 СУЩЕСТВЕННЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2016 года, Компания исключила из консолидированного отчета о движении денежных средств неденежную сделку, относящуюся к зачету подоходного налога, удерживаемого у источника выплат, в счёт вознаграждений к получению по финансовым активам в сумме 1 520 миллионов тенге (в 2015 году: 1 830 миллионов тенге).

4 СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует от руководства использования оценок и допущений, которые влияют на отраженные в отчётности активы, обязательства и условные активы и обязательства на дату подготовки консолидированной финансовой отчётности, а также отраженные в отчётности активы, обязательства, доходы, расходы и условные активы и обязательства за отчётный период. Наиболее значительные оценки приведены ниже:

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Компании по износу, истощению и амортизации. Компания оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Компания использует долгосрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года.

Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам, которые также используются руководством для планирования выпуска и реализации продукции и принятия инвестиционных решений, больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения.

Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях

в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Компания включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые, как ожидается, будут добыты в течение подтверждённого лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счёте, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Компании и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу, истощению и амортизации и может оказать существенное влияние на доходы и являться индикатором восстановления обесценения. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода, а также может привести к прямому снижению балансовой стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

Возмещаемость нефтегазовых активов

Компания оценивает актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица») для обесценения или для восстановления ранее признанного обесценения, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что балансовая стоимость актива не может быть возмещена или ранее признанное обесценение может уже отсутствовать либо уменьшиться. 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.

По состоянию на 31 декабря 2016 года, Компания провела анализ некоторых показателей, указывавших на возможное снижение предыдущих убытков от обесценения АО «Озенмунайгаз».

Различные значения возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз» были рассмотрены и рассчитаны на основе оценки будущих денежных потоков с учетом рисков, специфичных для АО «Озенмунайгаз» и использованием ставки дисконтирования 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 неопределённостью, 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.

Обязательства по выбытию активов

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. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Компании, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода.

Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств 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 определенного 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 обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних долгосрочных безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку. Компания пересматривает обязательство по восстановлению контрактной территории на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации 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 ликвидацию 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 ликвидации активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 16,29% и 19,07% резерва на 31 декабря 2016 и 2015 годов соответственно относится к затратам по окончательному закрытию. Компания оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения балансовой стоимости обязательства на 31 декабря 2016 года, составляли 5,0% и 10% соответственно (в 2015 году: 5,0% и 7,9%). Изменения в обязательствах по выбытию активов раскрыты в Примечании 13.

Экологическая реабилитация

Компания также делает оценки и выносит суждения по формированию резервов на экологическую реабилитацию. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или относятся на расходы в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлой деятельностью, и не имеющие будущей экономической выгоды, относятся на расходы.

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на дисконтированной основе, исходя из ожиданий руководства относительно сроков необходимых процедур. Резерв Компании на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Компания соблюдала требования существующей казахстанской нормативной базы.

Дополнительные неопределенности, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 23. Изменения в резерве по обязательствам по экологической реабилитации раскрыты в Примечании 13.

Налогообложение

Отсроченный налог рассчитывается как в отношении корпоративного подоходного налога («КПН»), так и в отношении налога на сверхприбыль («НСП»). Отсроченные КПН и НСП рассчитываются на временные разницы в активах и обязательствах, привязанных к контрактам на недропользование, по ожидаемым ставкам. Базы отсроченных КПН и НСП рассчитываются по условиям налогового законодательства, принятого в налоговом кодексе, раскрытом в Примечании 19. Последующие неопределенности, связанные с налогообложением, раскрыты в Примечании 23.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

	Нефтегазовые активы	Прочие активы	Незавершенное капитальное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2015 года	95 661	48 759	12 016	156 436
Поступления	326	2 919	93 055	96 300
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	5 451	–	–	5 451
Выбытия	(353)	(4 197)	(950)	(5 500)
Перемещения из незавершенного капитального строительства	84 782	4 054	(88 836)	–
Внутренние перемещения	2 641	(2 567)	(74)	–
Износ	(14 124)	(4 196)	–	(18 320)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года	174 384	44 772	15 211	234 367
Поступления	164	2 796	108 977	111 937
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	(1 487)	–	–	(1 487)
Выбытия	(936)	(874)	(1 526)	(3 336)
Перемещения из незавершенного капитального строительства	67 230	2 975	(70 205)	–
Внутренние перемещения	(2 246)	2 287	(41)	–
Износ	(23 112)	(6 772)	–	(29 884)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	213 997	45 184	52 416	311 597
На 31 декабря 2016 года				
Первоначальная стоимость	894 760	124 977	60 492	1 080 299
Накопленный износ и истощение	(342 356)	(39 241)	–	(381 597)
Накопленное обесценение	(338 407)	(40 552)	(8 076)	(387 035)
Остаточная стоимость	213 997	45 184	52 416	311 597
На 31 декабря 2015 года				
Первоначальная стоимость	840 027	117 635	25 670	983 332
Накопленный износ	(319 434)	(31 679)	–	(351 113)
Накопленное обесценение	(346 209)	(41 184)	(10 459)	(397 852)
Остаточная стоимость	174 384	44 772	15 211	234 367

6 НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

	Активы по разведке и оценке	Прочие нематериальные активы	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2015 года	7 590	3 265	10 855
Поступления	1 596	492	2 088
Выбытия	(1 345)	(164)	(1 509)
Амортизационные отчисления	(738)	(1 052)	(1 790)
Обесценение	–	(25)	(25)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года	7 103	2 516	9 619
Поступления	2 492	1 038	3 530
Выбытия	(605)	(45)	(650)
Амортизационные отчисления	(79)	(813)	(892)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	8 911	2 696	11 607
На 31 декабря 2016 года			
Первоначальная стоимость	27 695	9 145	36 840
Накопленная амортизация	(17 876)	(6 347)	(24 223)
Накопленное обесценение	(908)	(102)	(1 010)
Остаточная стоимость	8 911	2 696	11 607
На 31 декабря 2015 года			
Первоначальная стоимость	47 248	8 485	55 733
Накопленная амортизация	(23 480)	(5 841)	(29 321)
Накопленное обесценение	(16 665)	(128)	(16 793)
Остаточная стоимость	7 103	2 516	9 619

7 ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

Прочие финансовые активы

	2016	2015
Вклады, удерживаемые до погашения, выраженные в долларах США	33 276	31 680
Вклады, удерживаемые до погашения, выраженные в тенге	2 682	2 077
Прочее	3	3
Итого долгосрочных финансовых активов	35 961	33 760
Срочные вклады, выраженные в долларах США	980 958	831 122
Срочные вклады, выраженные в британских фунтах стерлингов	2 299	2 790
Итого текущих финансовых активов	983 257	833 912
	1 019 218	867 672

На 31 декабря 2016 года долгосрочные срочные вклады, выраженные в долларах США, включают депозиты, ограниченные в использовании в размере 33 276 миллионов тенге (31 декабря 2015 года: 31 405 миллионов тенге), которые размещены на счетах, ограниченных в использовании, в качестве ликвидационного фонда согласно требованиям контрактов на недропользование.

В 2016 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в долларах США составляла 2,37% (в 2015 году: 3,1%). В 2016 году у Компании не было срочных вкладов в тенге (в 2015 году: 12,7%).

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

7 ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ продолжение

Торговая и прочая дебиторская задолженность

	2016	2015
Торговая дебиторская задолженность	73 348	93 027
Дивиденды к получению	670	12 730
Прочие	1 178	852
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(1 075)	(1 166)
	74 121	105 443

По состоянию на 31 декабря 2016 года торговая дебиторская задолженность Компании включает в себя задолженность от реализации сырой нефти KazMunayGas Trading AG («KMG Trading») и АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг» («КМГ ПМ»), являющимися дочерними организациями Материнской компании, в сумме 57 503 миллиона тенге (в 2015 году: 36 824 миллиона тенге и 52 137 миллионов тенге, соответственно).

На 31 декабря 2016 года торговая дебиторская задолженность Компании также включала в себя дебиторскую задолженность от продажи нефтепродуктов АО «Казмунайгаз Өнімдері» (КМГ Өнімдері), дочерней организации КМГ ПМ на сумму 13 704 миллиона тенге (в 2015 году: ноль).

На 31 декабря 2016 года торговая дебиторская задолженность Компании на 78% выражена в долларах США (в 2015 году: 40%).

Анализ торговой и прочей дебиторской задолженности по срокам погашения на 31 декабря представлен следующим образом:

	2016	2015
Текущая часть	73 606	104 571
Просрочка от 0 до 30 дней	–	–
Просрочка от 30 до 60 дней	444	291
Просрочка от 90 и более дней	71	581
	74 121	105 443

Денежные средства и их эквиваленты

	2016	2015
Срочные вклады в банках, выраженные в долларах США	34 957	207 440
Срочные вклады в банках, выраженные в тенге	30 078	12 370
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в долларах США	95 402	15 488
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в тенге	1 467	1 767
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в британских фунтах стерлингов	187	245
	162 091	237 310

По денежным средствам в банках установлена ставка вознаграждения, зависящая от ежедневных банковских ставок по депозитам.

Банковские депозиты размещаются на различные сроки от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Компании в ликвидных активах. На депозиты начисляется вознаграждение по соответствующей ставке.

В 2016 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в тенге составляла 14,17% (в 2015 году: 15,9%). В 2016 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в долларах США составляла 1,79% (в 2015 году: 2,4%).

8 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

	Доля владения	2016	2015
Доля в ТОО СП Казгермунай («Казгермунай»)	50%	71 634	83 752
Доля в СП Ural Group Limited BVI («UGL»)	50%	72 898	70 701
Доля в СП KS EP Investments BV («KS EP Investments»)	51%	–	–
		144 532	154 453

Движение в инвестициях в совместные предприятия в течение отчетного периода:

	2016	2015
Балансовая стоимость на 1 января	154 453	95 177
Доля общего совокупного дохода/(убытка)	2 734	(2 289)
Дивиденды полученные	(15 107)	(26 553)
Курсовая разница и прочие корректировки	(2 698)	71 487
Доля в дополнительном оплаченном капитале	5 150	16 631
Балансовая стоимость на 31 декабря	144 532	154 453

Непризнанная доля в убытке KS EP Investments составила 1 005 миллионов тенге в 2016 году (в 2015 году: 8 753 миллиона тенге). В предыдущих годах Компания предоставила ряд займов KS EP Investments на общую сумму 41 984 тысячи долларов США. 19 сентября 2016 года Компания подписала договор о продлении займа до 30 июня 2017 года. В течение 2016 года Компания предоставила дополнительный кредит в размере 4 171 тысяч долларов США. KS EP Investments находится в процессе продления лицензии на разведку месторождения Карповский Северный до 30 июня 2017 года. Общая сумма задолженности KS EP по состоянию на 31 декабря 2016 года составляет 49 460 тысяч долларов США (16 484 миллиона тенге), которая была полностью обесценена в предыдущих и текущем периодах.

Казгермунай, UGL и KS EP Investments являются незарегистрированными на бирже компаниями, и по их акциям отсутствуют рыночные котировки. Отчетный период совместных предприятий соответствует отчетному периоду Компании.

Казгермунай

24 апреля 2007 года Компания приобрела у НК КМГ 50%-ую долю участия в Казгермунай, осуществляющего добычу нефти и природного газа в южном и центральном Казахстане.

В следующей таблице представлена обобщенная финансовая информация в отношении Казгермунай на основе его финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с МСФО, с учётом корректировок для учёта по методу долевого участия:

	2016	2015
Денежные средства и их эквиваленты	39 695	32 656
Прочие текущие активы	11 151	17 712
Долгосрочные активы	153 839	198 757
	204 685	249 125
Текущие обязательства	33 907	37 149
Долгосрочные обязательства	27 510	44 472
	61 417	81 621
Чистые активы	143 268	167 504
Доля владения компании	50%	50%
Балансовая стоимость инвестиции	71 634	83 752

	2016	2015
Доход	155 633	139 608
Операционные расходы	(126 851)	(85 611)
включая износ и амортизацию	(36 325)	(18 690)
включая корректировки при учёте методом долевого участия	(8 393)	(2 758)
Прибыль от операционной деятельности	28 782	53 997
Финансовый доход	946	632
Финансовые затраты	(1 231)	(807)
Прибыль до налогообложения	28 497	53 822
Расходы по подоходному налогу	(19 873)	(48 569)
Прибыль и прочий совокупный доход за год	8 624	5 253
Доля Компании в совокупном доходе за год	4 312	2 627

Казгермунай не вправе распределять прибыль до получения согласия от двух партнеров по предприятию.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

8 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ продолжение

UGL

15 апреля 2011 года Компания приобрела у «Exploration Venture Limited» («EVL») 50% простых акций UGL. UGL владеет 100% долей участия в TOO «Ural Oil and Gas» («UOG»), которое занимается разведкой нефти и газа в западном Казахстане. В апреле 2015 года UOG получил лицензию на добычу взамен лицензии на разведку на месторождении Рожковское. Лицензия на добычу действительна в течение 25 лет. В мае 2015 года UOG продлила свою лицензию на разведку на месторождении Федоровское до мая 2018 года.

В следующей таблице представлена обобщенная финансовая информация в отношении UGL с учётом корректировок для учёта по методу долевого участия:

	2016	2015
Денежные средства и их эквиваленты	297	921
Прочие текущие активы	13	54
Долгосрочные активы	215 892	207 323
	216 202	208 298
Текущие обязательства	1 743	3 118
Долгосрочные финансовые обязательства	57 970	53 901
Долгосрочные обязательства	10 694	9 877
	70 407	66 896
Чистые активы	145 795	141 402
Доля владения компании	50%	50%
Балансовая стоимость инвестиции	72 898	70 701
	2016	2015
Выручка	40	16
Операционные расходы	(1 373)	(8 787)
Убыток от операционной деятельности	(1 333)	(8 771)
Финансовый доход	17	11
Финансовые затраты	(1 652)	(1 079)
Убыток до налогообложения	(2 968)	(9 839)
(Расход)/льгота по подоходному налогу	(187)	8
Убыток и прочий совокупный убыток за год	(3 155)	(9 831)
Доля Компании в совокупном убытке за год	(1 578)	(4 916)

В течение 2016 года Компания предоставила UGL финансирование в форме беспроцентных займов в сумме 10 950 тысяч долларов США (3 742 миллиона тенге) (в 2015 году: 15 250 тысяч долларов США или 3 389 миллионов тенге). При первоначальном признании займы были признаны по справедливой стоимости, равной 3 655 тысяч долларов США (1 249 миллионов тенге), определенной путем дисконтирования будущих денежных потоков. Инвестиции в UGL были скорректированы для учёта эффекта дисконтирования.

В течение 2016 года Компания пересмотрела ожидания по срокам погашения займов, выданных UGL. В результате пересмотра срок погашения займов был продлен с 2020-2024 до 2023-2024 годов. Данное продление привело к уменьшению балансовой стоимости займов на 3 282 миллиона тенге. Балансовая стоимость займов, выданных UGL, составила 88 927 тысяч долларов США (29 638 миллионов тенге) на 31 декабря 2016 года (на 31 декабря 2015 года: 82 309 тысяч долларов США или 27 941 миллионов тенге).

Справедливая стоимость первоначальных и дополнительных займов от акционера, выданных на беспроцентной основе, определяется путем дисконтирования будущих денежных потоков по займам с использованием ставки дисконтирования 15%.

Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия «CITIC Canada Energy Limited» («CCEL»)

В 2007 году Компания приобрела 50%-ую долю в совместно контролируемом предприятии CCEL, средства которого инвестированы в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане от «State Alliance Holdings Limited», холдинговая компания, принадлежащая «CITIC Group», компании, зарегистрированной на фондовой бирже Гонконга.

ССЕЛ обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время Компания приняла на себя обязательство выплачивать CITIC любые дивиденды полученные от ССЕЛ, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 512,3 миллиона долларов США (170.760 миллионов тенге) на 31 декабря 2016 года (в 2015 году: 515,5 миллиона долларов США или 174 994 миллиона тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли Компании в первоначальной цене приобретения, профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. Компания не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от ССЕЛ. Соответственно, Компания признает в своем отчёте о финансовом положении только право на получение дивидендов от ССЕЛ в размере гарантированной выплаты на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Балансовая стоимость этой дебиторской задолженности на 31 декабря 2016 года составила 103 миллиона долларов США (34 227 миллионов тенге) (в 2015 году: 89,3 миллиона долларов США или 30 314 миллиона тенге) за вычетом неамортизированных затрат по сделкам.

Кроме того, в определенных случаях указанных в договоре Компания имеет право реализовать свой опцион на продажу и вернуть CITIC инвестиции и получить обратно 150 миллионов долларов США плюс вознаграждение по годовой ставке 8%, за вычетом совокупной суммы полученных гарантированных платежей.

17 ноября 2008 года гарантированный платеж был увеличен с 26,2 миллиона долларов США до 26,9 миллионов долларов США, уплачиваемого двумя равными платежами не позднее 12 июня и 12 декабря каждого года. После заключения данного соглашения эффективная ставка вознаграждения по дебиторской задолженности от ССЕЛ составляет 15% в год.

9 ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННУЮ КОМПАНИЮ

Доля в «Петроказзахстан Инк.» («ПКИ»)

Доля владения	2016	2015
33%	135 633	154 241

ПКИ является незарегистрированной на бирже компанией, и по её акциям отсутствуют рыночные котировки. ПКИ занимается разведкой и разработкой месторождений, добычей нефти и газа, приобретением нефтяных месторождений и продажей сырой нефти и нефтепродуктов. Основные нефтегазовые производственные активы ПКИ расположены в южном и центральном Казахстане. Компания приобрела 33 процента в ПКИ в декабре 2009 года.

Отчётный период финансовой отчётности ассоциированной компании является аналогичным отчётному периоду Компании.

Движение в инвестиции в ассоциированную компанию в течение отчётного периода:

	2016	2015
Балансовая стоимость на 1 января	154 241	116 054
Доля общего совокупного убытка	(16 201)	(40 467)
Курсовая разница от пересчета валют	(2 407)	78 654
Балансовая стоимость на 31 декабря	135 633	154 241

В следующей таблице представлена обобщенная финансовая информация в отношении ПКИ на основе его финансовой отчётности, подготовленной в соответствии с МСФО, а также сверка с балансовой стоимостью инвестиции Компании:

	2016	2015
Денежные средства и их эквиваленты	54 443	48 568
Прочие текущие активы	42 735	78 268
Долгосрочные активы	433 384	556 382
	530 562	683 218
Текущие обязательства	20 300	132 525
Долгосрочные обязательства	99 253	83 297
	119 553	215 822
Чистые активы	411 009	467 396
Доля владения компании	33%	33%
Балансовая стоимость инвестиции	135 633	154 241

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

9 ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННУЮ КОМПАНИЮ продолжение

Доля в «Петроказакстан Инк.» («ПКИ») продолжение

	2016	2015
Доход	128 809	127 768
Операционные расходы	(180 166)	(158 803)
включая износ и амортизацию	(45 265)	(38 348)
включая корректировки при учёте методом долевого участия	(33 639)	(22 082)
Убыток от операционной деятельности	(51 357)	(31 035)
Доля в доходах/(убытках) совместных предприятий	7 282	(12 909)
Финансовый доход	256	234
Финансовые затраты	(5 217)	(6 050)
Убыток до налогообложения	(49 036)	(49 760)
Льгота/(расходы) по подоходному налогу	2 570	(4 098)
Убыток за год	(46 466)	(53 858)
Прочий совокупный убыток, подлежащий переклассификации в состав прибыли и убытка в последующих периодах	(2 628)	(68 770)
Итого совокупный убыток	(49 094)	(122 628)
Доля Компании в совокупном убытке за год	(16 201)	(40 467)

10 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	2016	2015
Сырая нефть	7 915	9 218
Нефтепродукты	4 531	–
Материалы	12 328	13 884
	24 774	23 102

На 31 декабря 2016 года 200.071 тонн сырой нефти и 92 696 тонн нефтепродуктов Компании находилось в резервуарах и транзите (в 2015 году: 266 022 тонн сырой нефти).

11 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

	Выпущенные акции	
	Количество акций	Миллионов тенге
На 1 января 2015 года	68 162 635	163 004
На 31 декабря 2015 года	68 162 635	163 004
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	209 232	2 339
На 31 декабря 2016 года	68 371 867	165 343

11.1 Уставный капитал

Объявленные к выпуску

Общее количество объявленных к выпуску акций составляет 74 357 042 (в 2015 году: 74 357 042). 70 220 935 объявленных к выпуску акций являются обыкновенными акциями (2015 год: 70 220 935) и 4 136 107 непогашаемыми привилегированными акциями (2015 год: 4 136 107). По состоянию на 31 декабря 2016 года 43 087 006 находящихся в обращении акций принадлежат Материнской компании (в 2015 году: 43 087 006). Акции Компании не имеют номинальной стоимости.

Дивиденды

В соответствии с казахстанским законодательством, дивиденды не могут быть объявлены, в случае если Компания имеет отрицательный капитал в финансовой отчётности, подготовленной в соответствии со стандартами бухгалтерского учёта Республики Казахстан, или если выплата дивидендов приведёт к отрицательному капиталу в нормативной финансовой отчётности. Сумма дивидендов на акцию, признанные как выплаты акционерам за 2016 года, составили 25 тенге за акцию (в 2015 году: 440 тенге за акцию, как по обыкновенным, так и по привилегированным акциям).

11.2 Опционная программа для сотрудников

В течение года Компанией были признаны расходы по опционной программе для сотрудников на сумму 1 410 миллионов тенге (в 2015 году: 1 598 миллионов тенге).

Планы по опционной программе для сотрудников

В соответствии с планом 1 опционной программы («ОПС 1»), руководящим работникам были предоставлены опционы по глобальным депозитарным распискам (ГДР) с ценой исполнения равной рыночной стоимости ГДР на момент предоставления. Исполнение опционов не зависит от условий осуществления деятельности и дает право на 1/3 предоставленного опциона каждый год в течение трех лет, и может быть исполнен в течение пяти лет с даты предоставления права.

В соответствии с планом 2 опционной программы («ОПС 2»), опционы на акции были предоставлены для того, чтобы стимулировать и поощрить ключевой персонал, высшее руководство и членов Совета директоров Компании, за исключением независимых директоров. Цена исполнения опционов равна рыночной цене ГДР на дату предоставления. Исполнение данных опционов не зависит от достижения условий осуществления деятельности. Опционы, предоставленные по состоянию на 1 июля 2007 года или после этой даты, наделяют правом на третью годовщину даты предоставления и подлежат исполнению в срок до пятой годовщины с даты предоставления права.

В соответствии с планом 3 опционной программы («ОПС 3»), опционы по ГДР были предоставлены ключевому персоналу и высшему руководству Компании. Цена исполнения опционов равна нулю. Опционы предоставлены 25 декабря 2015 года, наделяют правом на 31 декабря 2015 года и подлежат исполнению в срок до 31 декабря 2020 года.

В соответствии с планом 4 опционной программы («ЕОР 4») варианты по ГДР были предоставлены ключевому персоналу и высшему руководству Компании. Цена исполнения опционов равна нулю. Опционы предоставлены 23 февраля 2016 года, наделяют правом на 18 мая 2016 года и подлежат исполнению в срок до 18 мая 2021 года.

В соответствии с планом 5 опционной программы («ЕОР 5») варианты по ГДР были предоставлены ключевому персоналу и высшему руководству Компании. Цена исполнения опциона равна нулю. Опционы предоставлены 20 апреля 2016 года, принадлежит 18 мая 2016 года и подлежат исполнению в срок до 18 мая 2021 года.

Изменения в течение года

Следующая таблица показывает количество ГДР (№) и средневзвешенные цены исполнения в долларах США на ГДР (WAEP) и изменения в опционах на акции в течение года:

	2016 №.	2016 WAEP	2015 №.	2015 WAEP
В обращении на 1 января	1 557 560	10,34	1 136 523	19,54
Выдано в течение года	625 391	–	677 231	–
Исполнено в течение года	(1 255 391)	–	–	–
Изъято в течение года	(24 015)	18,31	(78 214)	17,79
Истечение срока действия в течение года	(123 088)	13,00	(177 980)	26,47
В обращении на 31 декабря	780 457	18,03	1 557 560	10,34
Может быть исполнено на 31 декабря	780 457	18,03	1 557 560	10,34

Оставшийся контрактный средневзвешенный срок по опционам на акции на 31 декабря 2016 года составляет 1,75 года (в 2015 году: 3,46 года). Диапазон цены исполнения по опционам в обращении на 31 декабря 2016 года составлял 0,00 долларов США – 26,10 долларов США за ГДР (в 2015 году: 0,00 долларов США – 26,10 долларов США). ОПС 1, ОПС 2, ОПС 3, ОПС 4 и ОПС 5 являются планами на основе долевого инструмента по справедливой стоимости, которая оценивается на дату выдачи.

11.3 Требования Казахстанской Фондовой Биржи к раскрытию информации

11 октября 2010 года Казахстанская Фондовая Биржа утвердила новые листинговые требования, согласно которым Компания должна раскрывать общую сумму капитала за минусом прочих нематериальных активов (Примечание 6), деленную на общее количество акций в обращении на конец года. На 31 декабря 2016 года данный показатель на одну акцию составляет 28 240 тенге (на 31 декабря 2015 года: 26 544 тенге).

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

12 ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

	2016	2015
Средневзвешенное количество всех акций в обращении	68 283 721	68 162 635
Прибыль за год	131 576	243 669
Базовая и разведенная прибыль на акцию, тысяч тенге	1,93	3,57

Приведённое выше раскрытие включает как простые, так и привилегированные акции, так как владельцы привилегированных акций имеют равные права участия в распределении дохода на акцию как и владельцы обыкновенных акций, что ведет к идентичному доходу на акцию для обоих классов акций.

13 РЕЗЕРВЫ

	Экологическое обязательство	Налоги и связанные штрафы и пени	Обязательство по выбытию активов	Прочее	Итого
На 1 января 2015 года	17 450	932	16 613	8 221	43.216
Дополнительные резервы	–	60 086	165	9 049	69 300
Амортизация дисконта	1 267	–	1 317	–	2 584
Изменения в оценке	127	–	3 599	–	3 726
Использовано в течение года	(1 234)	(932)	(372)	(1 014)	(3 552)
На 31 декабря 2015 года	17 610	60 086	21 322	16 256	115 274
Текущая часть	8 270	60 086	556	1 098	70 010
Долгосрочная часть	9 340	–	20 766	15 158	45 264
На 1 января 2016 года	17 610	60 086	21 322	16 256	115 274
Дополнительные резервы	–	4 952	164	1 043	6 159
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(18 985)	–	–	(18 985)
Амортизация дисконта	1 265	–	1 670	1 278	4 213
Изменения в оценке	(3 387)	–	(5 441)	(563)	(9 391)
Использовано в течение года	(1 232)	(2 667)	(545)	(1 600)	(6 044)
На 31 декабря 2016 года	14 256	43 386	17 170	16 414	91 226
Текущая часть	487	43 386	820	1 233	45 926
Долгосрочная часть	13 769	–	16 350	15 181	45 300

Компания сторнировала резерв по налогам на сумму 18 754 миллиона тенге после получения официального уведомления от соответствующих уполномоченных органов о сокращении налогов, штрафов и пени, относящихся к комплексной налоговой проверки за 2009-2012 (Примечание 24).

14 ДОХОДЫ

	Прим.	2016	2015
Экспорт:			
Сырая нефть		512 699	364 484
Продукты переработки		54 733	–
Продукты переработки газа		162	891
Внутренний рынок:			
Продукты переработки	23	126 676	1 394
Сырая нефть	23	15 459	145 285
Продукты переработки газа	23	7 683	6 498
Прочие продажи и услуги		9 742	11 260
		727 154	529 812

15 ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ

	Прим.	2016	2015
Вознаграждения работникам		152 422	153 928
Расходы по переработке		48 548	1 109
Услуги по ремонту и обслуживанию		24 434	20 206
Электроэнергия		20 958	18 389
Материалы и запасы		20 003	18 357
Транспортные расходы		5 435	5 345
Изменение остатков нефти		1 303	3 356
Изменение в оценке экологического обязательства	13	(3 463)	127
Уменьшение обязательств по выбытию активов, превышающее сумму капитализированного актива		(3 790)	(1 686)
Прочее		8 903	5 918
		274 753	225 049

16 РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ, ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

	Прим.	2016	2015
Транспортные расходы		91 851	66 637
Вознаграждения работникам		18 331	19 364
Агентский гонорар		5 407	–
Консультационные и аудиторские услуги		3 238	1 889
Спонсорство		2 093	726
Услуги по ремонту и обслуживанию		1 212	1 026
(Сторнирование)/начисление штрафов и пени, нетто	23	(14 117)	24 737
Прочее		7 007	4 222
		115 022	118 601

17 НАЛОГИ, КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

	2016	2015
Экспортная таможенная пошлина	76 411	65 588
Налог на добычу полезных ископаемых	39 188	67 160
Рентный налог	18 164	39 838
Налог на имущество	6 699	6 265
Прочие налоги	4 969	2 650
	145 431	181 501

18 ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ/ЗАТРАТЫ

18.1 Финансовый доход

	Прим.	2016	2015
Процентный доход по вкладам в банках		19 157	15 719
Процентный доход по дебиторской задолженности от совместно контролируемых предприятий		8 873	7 265
Амортизация дисконта на долгосрочный НДС к возмещению	23	–	1 860
Прочее		2 007	1 250
		30 037	26 094

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

18 ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ/ЗАТРАТЫ продолжение

18.2 Финансовые затраты

	Прим.	2016	2015
Амортизация дисконта на обязательство по выбытию активов		1 670	1 317
Амортизация дисконта на обязательство по восстановлению окружающей среды		1 265	1 267
Оценочный резерв на заём KS EP	8	1 404	11 017
Признание дисконта на долгосрочный НДС к возмещению	23	–	1 051
Расходы по вознаграждению		1 503	347
		5 842	14 999

19 ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, представлены следующим образом:

	2016	2015
Корпоративный подоходный налог	17 936	109 124
Налог на сверхприбыль	(1 203)	6 563
Текущий подоходный налог	16 733	115 687
Корпоративный подоходный налог	20 514	8 847
Налог на сверхприбыль	(171)	2 987
Отсроченный подоходный налог	20 343	11 834
Расходы по подоходному налогу	37 076	127 521

В следующей таблице приведена сверка ставки подоходного налога в Казахстане с эффективной ставкой налога Компании на прибыль до налогообложения.

	2016	2015
Прибыль до налогообложения	168 652	371 190
Подоходный налог	37 076	127 521
Эффективная ставка налога	22%	34%
Ставка подоходного налога, установленная законодательством	20%	20%
Увеличение/(уменьшение) в результате:		
Налога, удерживаемого у источника выплат	1%	1%
Налога на сверхприбыль	–	1%
Корпоративного подоходного налога за предыдущие годы	(2%)	7%
Доли в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	1%	(1%)
Дохода, не облагаемого налогом	(1%)	(2%)
Резервов по НДС к возмещению	(2%)	3%
Расходов, не относимых на вычеты	5%	5%
Эффективная ставка налога	22%	34%

Изменения в активах и обязательствах по отсроченному налогу, относящемуся к КПН и НСП, представлены следующим образом:

Активы по отсроченному налогу

	Основные средства и нематериальные активы	Резервы	Прочее	Прочее	Итого
На 1 января 2015 года	63 056	8 265	7 869	4 877	84 067
Признано в составе прибылей и убытков	(13 033)	5 368	(3 413)	(1 085)	(12 163)
На 31 декабря 2015 года	50 023	13 633	4 456	3 792	71 904
Признано в составе прибылей и убытков	(10 681)	(1 479)	(4 203)	(4 082)	(20 445)
На 31 декабря 2016 года	39 342	12 154	253	(290)	51 459

Обязательства по отсроченному налогу

	Основные средства и нематериальные активы	Резервы	Прочее	Налог	Итого
На 1 января 2015 года	(638)	69	2	(2)	(569)
Признано в составе прибылей и убытков	398	(69)	(2)	2	329
На 31 декабря 2015 года	(240)	–	–	–	(240)
Признано в составе прибылей и убытков	102	–	–	–	102
На 31 декабря 2016 года	(138)	–	–	–	(138)

Компания производит зачёт налоговых активов и налоговых обязательств только в тех случаях, когда у неё имеется юридически закрепленное право на зачёт текущих налоговых активов и текущих налоговых обязательств, а отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства относятся к налогам на прибыль, которые взимаются одним и тем же налоговым органом.

20 СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Категория «организации под общим контролем» включает организации, контролируемые Материнской компанией. Категория «прочие организации под государственным контролем» включает организации, контролируемые ФНБ «Самрук-Қазына».

Продажи и приобретения со связанными сторонами за двенадцать месяцев, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 годов и сальдо по сделкам со связанными сторонами на 31 декабря 2016 и 2015 годов, представлены следующим образом:

	2016	2015
Продажи товаров и услуг		
Организации под общим контролем	632 678	535 105
Прочие организации под контролем государства	165	31
Ассоциированная компания	34	29
Совместные предприятия	4 391	4 973
Приобретения товаров и услуг		
Организации под общим контролем	102 248	40 316
Прочие организации под контролем государства	21 363	18 410
Совместные предприятия	1 189	57
Проценты, начисленные по финансовым активам		
Доход от вознаграждения по займам совместным предприятиям	6.660	4.323
Средняя процентная ставка по займам совместным предприятиям	1,04%	1,04%
Оценочный резерв на финансовые активы		
Совместные предприятия	3 783	11 017

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

20 СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ продолжение

	2016	2015
Зарботная плата и прочие кратковременные выплаты		
Члены Совета директоров	300	179
Члены Правления	549	473
Выплаты на основе долевых инструментах		
Члены Правления	914	331
Торговая и прочая дебиторская задолженность		
Организации под общим контролем	77 992	95 516
Совместные предприятия	64 626	72 306
Прочие организации под контролем государства	872	2 796
Ассоциированная компания	11	7
Торговая кредиторская задолженность		
Организации под общим контролем	3 771	2 530
Прочие организации под контролем государства	275	327
Совместные предприятия	684	28

Продажи и дебиторская задолженность

Продажи связанным сторонам представляют собой в основном экспортные и внутренние продажи сырой нефти и нефтепродуктов предприятиям группы НК КМГ. Экспортные продажи связанным сторонам составили 4 945 797 тонн сырой нефти в 2016 году (в 2015 году: 4 646 981 тонн). Цены реализации сырой нефти определяются со ссылкой на котировки Platt's, скорректированные на стоимость фрахта, маржи трейдера и скидок на разницу в качестве. Средняя цена за тонну по таким продажам на экспорт составляла приблизительно 107 433 тенге в 2016 году (в 2015 году: 81 046 тенге).

В 2016 и 2015 годах Компания не производила экспортные продажи нефтепродуктов связанным сторонам. Внутренние продажи связанным сторонам составили 847 569 тонн нефтепродуктов (в 2015 году: ноль тонн), проданные КМГ Өнімдері, дочерней компании КМГ ПМ.

В 2015 году Компания продажи сырой нефти организациям под общим контролем включают в себя доходы от встречной поставки в Российскую Федерацию 916 300 тонн нефти, средняя цена за тонну 50 289 тенге при посредничестве КМГ ПМ.

Услуги по транспортировке 6 256 857 тонн сырой нефти (в 2015 году: 6 467 528 тонн) и перевалке 2 148 682 тонн сырой нефти в пункт сбора Каспийского трубопроводного консорциума в 2016 году (в 2015 году: 1 849 985 тонн) были приобретены у дочерней организации Материнской компании за 33 602 миллиона тенге в 2016 году (2015: 33 727 миллионов тенге).

Кроме того, с 1 апреля 2016 года Компания приобретает услуги переработки у дочерней организации Материнской компании за 54 468 миллионов тенге (Примечание 16). Остальные услуги, приобретенные у дочерней организации НК КМГ, включают, в основном, платежи за охранные услуги.

Выплаты на основе долевых инструментов членам Правления

Выплаты на основе долевых инструментов членам Правления представляют собой амортизацию выплат на основе долевых инструментов в течение срока наделения правами. В течение 2016 года Компания выдала 411 728 опционов членам Правления (в 2015 году: 140 259 опционов).

21 ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Компания имеет различные финансовые обязательства, такие как кредиты, займы, торговая и прочая кредиторская задолженность. Компания также имеет различные финансовые активы, такие как торговая дебиторская задолженность, краткосрочные и долгосрочные депозиты и денежные средства и их эквиваленты.

Компания подвержена риску изменения процентной ставки, валютному риску, кредитному риску, риску ликвидности и риску изменения цен на сырьевые товары. Финансовый Комитет Компании оказывает помощь руководству по мониторингу, и, где сочтено целесообразным, минимизации рисков в соответствии с утвержденными политиками, такой как политика управления денежными средствами Компании.

Риск изменения процентной ставки

На 31 декабря 2016 года Компания не имеет займов с плавающей процентной ставкой и не подвержена риску изменения процентных ставок.

Валютный риск

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Компании до налогообложения к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров (вследствие изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств).

	Увеличение/ уменьшение курса тенге к курсу доллара США	Влияние на прибыль до налогообложения
2016		
Доллар США	+13,00%	127 774
Доллар США	-13,00%	(127 774)
2015		
Доллар США	+20,00%	174 285
Доллар США	-5,00%	(43 571)

Кредитный риск

Компания подвержена кредитному риску в связи с её торговой дебиторской задолженностью. Большую часть продаж Компания осуществляет аффилированному предприятию Материнской компании, и Компания имеет в отношении него существенную концентрацию риска по дебиторской задолженности (Примечания 7, 20). Дополнительная незначительная доля дебиторской задолженности распределена по однородным группам и на совокупной основе постоянно оценивается на предмет обесценения, в результате чего риск Компании по безнадёжной задолженности является несущественным.

Компания также подвержена кредитному риску в результате осуществления своей инвестиционной деятельности. Компания размещает вклады в казахстанских и зарубежных банках.

Кредитный риск, связанный с остатками на счетах в финансовых учреждениях контролируется департаментом казначейства Компании в соответствии с политикой управления денежными средствами Компании, которая утверждается Советом Директоров Компании. Максимальный размер чувствительности Компании к кредитному риску, возникающему от дефолта финансовых учреждений равен балансовой стоимости этих финансовых активов.

В следующей таблице показаны сальдо финансовых активов в банках на отчётную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's» и «Fitch», если не указано иное.

Банки	Местонахождение	Рейтинг ¹ 2016	Рейтинг ¹ 2015	2016	2015
Народный Банк	Казахстан	BB (отрицательный)	BB+ (отрицательный)	316 322	294 748
HSBC Plc	Великобритания	AA (отрицательный)	A (стабильный)	166 836	62 230
Банк Сосьете Женераль (Societe Generale)	Великобритания	A (стабильный)	Не доступно	162 469	–
BNP Paribas	Великобритания	A (стабильный)	A+ (отрицательный)	166 295	170 156
ING Bank	Нидерланды	A (стабильный)	A (стабильный)	158 566	144 901
Казкоммерцбанк	Казахстан	B- (отрицательный)	B- (отрицательный)	157 844	99 394
Credit Suisse	Швейцария	A (стабильный)	BBB+ (стабильный)	25 473	30 301
Сити Банк Н.А.	Филиал в Великобритании	A+ (стабильный)	A (положительный)	13 514	100 390
АТФ Банк (Fitch)	Казахстан	B (отрицательный)	B- (стабильный)	9 636	18 229
Bank of Scotland	Великобритания	A (отрицательный)	Не доступно	2 299	–
RBS NV	Великобритания	BBB- (стабильный)	BBB- (отрицательный)	–	2 790
Bank RBK	Казахстан	B- (стабильный)	Не доступно	1 789	–
Дойче Банк	Великобритания	BBB+ (отрицательный)	BBB+ (стабильный)	152	170 097
Астана - Финанс	Казахстан	Не доступно	Не доступно	91	312
Евразийский Банк	Казахстан	B (стабильный)	B (стабильный)	–	11 231
Сбербанк	Казахстан	BB+ (отрицательный)	BB+ (отрицательный)	–	100
Прочие				23	103
				1 181 309	1 104 982

¹Источник: официальные сайты банков и рейтинговых агентств по состоянию на 31 декабря соответствующего года.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

21 ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ продолжение

Риск ликвидности

Компания контролирует риск ликвидности, используя инструмент планирования ликвидности. С помощью этого инструмента анализируются сроки платежей, связанных с финансовыми инвестициями и финансовыми активами (например, дебиторская задолженность и другие финансовые активы), а также прогнозируемые денежные потоки от операционной деятельности.

Целью Компании является поддержание баланса между непрерывностью финансирования и гибкостью посредством использования краткосрочных и долгосрочных вкладов в местных банках.

В следующей таблице представлена информация по срокам погашения финансовых обязательств Компании по состоянию на 31 декабря 2016 года на основании договорных недисконтированных платежей:

На 31 декабря 2015 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	601	4 913	6 468	1 494	13 476
Торговая и прочая кредиторская задолженность	49 549	–	–	–	–	49 549
	49 549	601	4 913	6 468	1 494	63 025
На 31 декабря 2016 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	590	4 893	4 124	1 264	10 871
Торговая и прочая кредиторская задолженность	67 669	–	–	–	–	67 669
	67 669	590	4 893	4 124	1 264	78 540

Риск изменения цен на сырьевые товары

Компания подвержена риску изменения цен на сырую нефть, которые котируются в долларах США на международных рынках. Компания готовит ежегодные бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Управление капиталом

Капитал включает в себя весь собственный капитал Компании. Основной целью Компании в отношении управления капиталом является обеспечение стабильной кредитоспособности и нормального уровня достаточности капитала для ведения деятельности Компании и осуществления стратегических целей.

На 31 декабря 2016 года у Компании было устойчивое финансовое положение и консервативная структура капитала. В дальнейшем, Компания намерена поддерживать структуру капитала, что дает ей гибкость и позволяет использовать возможности роста по мере их возникновения.

Компания управляет структурой капитала и изменяет её в соответствии с изменениями экономических условий. С целью сохранения или изменения структуры капитала Компания может регулировать размер выплат дивидендов, возвращать капитал акционерам и выпускать новые акции. За годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 годов, не было внесено изменений в цели, политику и процедуры управления капиталом.

22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Справедливая стоимость финансовых инструментов, таких как дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия и совместных предприятий, краткосрочная торговая дебиторская задолженность, торговая кредиторская задолженность и привлеченные средства по фиксированной процентной ставке приблизительно равна их балансовой стоимости.

23 ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Политические и экономические условия

В Казахстане продолжают экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Казахстанское правительство обязывает нефтедобывающие компании поставлять часть добытой сырой нефти на внутренний рынок для удовлетворения местных энергетических потребностей. Так как цена по данным поставкам сырой нефти до 1 апреля 2016 года согласовывалась с Материнской компанией, она может быть значительно ниже мировых цен. В случае, если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем поставляемой Компанией в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше дохода, чем от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может оказать существенное и отрицательное влияние на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Компании.

Начиная с 1 апреля 2016 года Компания прекратила продажу сырой нефти КМГ ПМ и начала перерабатывать сырую нефть на Атырауском Нефтеперерабатывающем заводе (далее – «АНПЗ») и Павлодарском Нефтехимическом заводе (далее – «ПНХЗ»), и продавать полученные нефтепродукты через КМГ ПМ в соответствии с договором поручения.

До 1 апреля 2016 года Компания поставляла сырую нефть на внутренний рынок путём реализации КМГ ПМ, дочерней организации Материнской компании. Цена по поставкам на внутренний рынок ранее определялась путём ежегодных переговоров с КМГ ПМ и Материнской компанией.

С 1 января 2017 года Компания прекратила пользоваться услугами КМГ ПМ в качестве своего агента по продажам, и начала продавать нефтепродукты самостоятельно.

Что касается нефтепродуктов, правительство Казахстана также требует поставлять основную часть нефтепродуктов, в частности, легкие дистилляты, для удовлетворения внутренних потребностей в топливе и для поддержки сельхозпроизводителей в период весенних и осенних полевых работ. Это достигается за счет либо запретом на экспорт легких дистиллятов или путем выдачи квот на поставку сельхозпроизводителям. Внутренние цены на рынке нефтепродуктов значительно ниже международных рыночных цен, а также внутренние цены на некоторые нефтепродукты регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий.

Налогообложение

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтвержденные нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Ввиду неопределённости, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2016 года.

Руководство Компании считает, что его интерпретация налогового законодательства является уместной, и что Компания имеет допустимые основания в отношении налоговой позиции.

Комплексная налоговая проверка за 2009-2012 годы

В 2015 году Компания получила окончательное уведомление по результатам комплексной налоговой проверки за 2009-2012 годы на сумму 38 512 миллиона тенге, включая налоговое требование, административный штраф и пеню. Компания не согласна с результатами налоговой проверки и направила апелляцию в Комитет государственных доходов. В соответствии с решением Комитета государственных доходов сумма налогового требования и пени была снижена до 11 483 миллиона тенге. В соответствии с решением Специального межрайонного административного суда города Астаны сумма административного штрафа была снижена до 2,002 миллиона тенге. Компания рассчитывает получить 18 754 миллиона тенге в 2017 году, которые в настоящее время числятся как предоплата по текущему подоходному налогу, налогу на сверхприбыль, налогу на добычу полезных ископаемых и связанных с ними штрафами и пенями. Компания планирует подать апелляцию на оставшуюся сумму 13 486 миллионов тенге в соответствующие суды. Прилагаемая финансовая отчетность включает в себя условные обязательства, относящиеся ко всей сумме претензии.

НДС к возмещению

31 августа 2016 года Компания подала заявление на возмещение НДС в размере 57 410 миллионов тенге, из которых 46 558 миллионов тенге связаны с продажей активов АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз» в 2012 году. 10 октября 2016 года сумма в размере 24 567 миллионов тенге налоговыми органами была подтверждена к возмещению, и в последующем, была получена Компанией.

В данной финансовой отчетности Компания восстановила начисленный в предыдущем периоде резерв на НДС на сумму 24 567 миллионов тенге. Оставшаяся сумма начисленного резерва на НДС по состоянию на 31 декабря 2016 года составляет 33 196 миллионов тенге, в том числе 11 205 миллионов тенге были включены в отчет о совокупном доходе Компании в этом году.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

В сентябре 2016 года АО «Озенмунайгаз» получило одобрение на применение временно сниженной ставки НДПИ для месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области. Пониженная ставка НДПИ установлена в размере 9,0% (по сравнению с 13,0% в 2015 году) на весь 2016 год при условии, что в 2016 году месторождения Узень и Карамандыбас признают убыток в налоговом учете для целей расчета корпоративного подоходного налога на основе примененного налогового законодательства. Эффект от снижения ставки составляет 14 896 миллионов тенге, которые были включены в полном объеме в эту финансовую отчетность, так как руководство ожидает, что АО «Озенмунайгаз» в последующем будет иметь налогооблагаемый убыток при подаче финальной налоговой декларации за 2016 год.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности продолжение

В миллионах тенге, если не указано иное

23 ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА продолжение

Рентный налог

В 2016 году были введены изменения в налоговое законодательство в отношении методологии расчета рентного налога. На основании данных изменений и переписки с налоговыми органами Компания решила пересмотреть налоговые декларации за период 2012-2015 годов, и снизить сумму текущего рентного налога к оплате на 11 664 миллиона тенге, которая составляет сумму уменьшения рентного налога применяя новую ставку к этим периодам.

Экологические обязательства

Законодательство по защите окружающей среды в Казахстане находится в процессе развития и поэтому подвержено постоянным изменениям. Штрафы за нарушение законодательства Республики Казахстан в области охраны окружающей среды могут быть существенными. Кроме сумм, раскрытых в Примечании 13, Руководство считает, что не существует вероятных экологических обязательств, которые могут существенно и негативно повлиять на финансовое положение Компании, отчёт о совокупном доходе или отчёт о движении денежных средств.

Лицензии на нефтяные месторождения

Компания является объектом периодических проверок со стороны государственных органов касательно выполнения требований лицензий и соответствующих контрактов на недропользование. Руководство сотрудничает с государственными органами по согласованию исправительных мер, необходимых для разрешения вопросов, выявленных в ходе таких проверок. Невыполнение положений, содержащихся в лицензии, может привести к штрафам, пени, ограничению, приостановлению или отзыву лицензии. Руководство Компании считает, что любые вопросы, касающиеся несоблюдения условий контрактов или лицензий, будут разрешены посредством переговоров или исправительных мер и не окажут существенного влияния на финансовое положение Компании, отчёт о совокупном доходе или отчёт о движении денежных средств.

Месторождения нефти и газа Компании расположены на земле, принадлежащей Мангистауской и Атырауской областным администрациям. Лицензии выданы Министерством Нефти и Газа Республики Казахстан, и Компания уплачивает налог на добычу полезных ископаемых и налог на сверхприбыль для осуществления разведки и добычи нефти и газа на этих месторождениях.

Основные лицензии Компании и даты истечения срока их действия представлены в следующей таблице:

	Контракт	Дата истечения срока действия
Месторождение		
Узень (8 месторождений)	No. 40	2036
Эмба (1 месторождение)	No. 37	2041
Эмба (1 месторождение)	No. 61	2048
Эмба (23 месторождения)	No. 211	2037
Эмба (15 месторождений)	No. 413	2043

Договорные обязательства по лицензиям на нефтяные месторождения

	Капитальные расходы	Операционные расходы
Год		
2017	115 706	4 361
2018	12 238	4 000
2019	11 162	3 640
2020	5 380	3 532
2021-2048	–	15 944
	144 486	31 477

Договорные обязательства Казгермунай

По состоянию на 31 декабря 2016 года доля Компании в договорных обязательствах Казгермунай представлена следующим образом:

	Капитальные расходы	Операционные расходы
Год		
2016 (остаточная сумма)	6 695	4 469

Договорные обязательства UGL

По состоянию на 31 декабря 2016 года доля Компании в договорных обязательствах UGL представлена следующим образом:

	Капитальные расходы	Операционные расходы
Год		
2016 (остаточная сумма)	4 563	297

Договорные обязательства РКІ

По состоянию на 31 декабря 2016 года доля Компании в договорных обязательствах РКІ представлена следующим образом:

	Капитальные расходы
Год	
2016 (остаточная сумма)	224

24 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ

27 января 2017 года Компания получила уведомление по результатам апелляции Общества, связанной с комплексной налоговой проверкой за 2009-2012 годы и соответствующего решения Комитета государственных доходов по снижению общего налогового долга и пени до 11 483 миллионов тенге. 31 января 2017 года. Компания получила решение Специального межрайонного административного суда Астаны по сокращению административного штрафа, связанного с комплексной налоговой проверкой за 2009-2012 годы до 2 002 миллиона тенге. Резервы под уплату налогов, включенные в данную финансовую отчетность, были снижены на 18 754 миллиона тенге с учетом этого решения (Примечание 13).

Данная консолидированная финансовая отчетность подписана от имени Компании следующими лицами, состоящими в должностях, указанных по состоянию на 14 февраля 2017 года:

Исказиев К.О.
Генеральный директор



Абдулгафаров Д.Е.
Заместитель генерального директора
по экономике и финансам



Дрейдер Ш., СА
Финансовый директор –
Финансовый контроллер



Зайнелова А.А., СРА
Главный бухгалтер



Информация для акционеров

Годовое общее собрание акционеров

Годовое общее собрание акционеров состоялось 23 мая 2017 года в 10 часов 00 минут по адресу: Республика Казахстан, г. Астана, пр. Кабанбай батыра 17 (место нахождения исполнительного органа Компании), актовый зал, 3 этаж.

Веб-сайт

Информация о Компании, включая описание деятельности, пресс-релизы, годовые и промежуточные отчеты, доступна на корпоративном сайте по адресу www.kmgep.kz.

Запросы акционеров

Акционеры Компании могут обращаться с запросами по заочному голосованию, дивидендам, уведомлению об изменении в личных данных и иным подобным вопросам к регистратору/депозитарию Компании:

Держатели простых и привилегированных акций:

АО «Единый регистратор ценных бумаг»
30А/3, ул. Сатпаева, Алматы, 050040, Республика Казахстан
Тел.: +7 (727) 272-47-60

Держатели глобальных депозитарных расписок (ГДР):

Deutsche Bank Trust Company Americas, Depositary Receipts Group
60 Wall Street, New York, NY 10005, U.S.A.
Тел.: +1 (121) 250-91-00, Факс: +1 (732) 544-63-46, Email: adr@ddb.com

Количество выпущенных акций

	Простые акции	Привилегированные акции	Всего уставный капитал ²
Количество выпущенных акций ¹	70 220 935	4 136 107	74 357 042

¹ Включает выкупленные ГДР для реализации опционной программы Компании, находящиеся в доверительном управлении (на 31 декабря 2016 года – 8 305 010 штук ГДР), а также акции, выкупленные в соответствии с программой выкупа собственных акций (на 31 декабря 2016 года – 2 527 860 простых акций и 2 073 147 привилегированных акций).

² Акции Компании находятся в обращении на Казахстанской фондовой бирже, а глобальные депозитарные расписки – на Лондонской фондовой бирже. Одна ГДР соответствует 1/6 простой акции.

Контактные данные

Зарегистрированный офис Компании

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»
ул. Кабанбай Батыра 17,
Астана, 010000,
Республика Казахстан
Тел.: +7 (7172) 97-74-27
Факс: +7 (7172) 97-74-26

Связь с общественностью

Тел.: +7 (7172) 97-79-08
Бакдаулет Толеген
Email: pr@kmgp.kz

Корпоративный секретарь

Тел.: +7 (7172) 97-54-08, +7 (7172) 97-54-09
Факс: +7 (7172) 97-54-03
Айдар Жексенбиев
Email: info@kmgp.kz, Aidar@kmgp.kz

Связь с инвесторами

(запросы институциональных инвесторов)
Тел.: +7 (7172) 97-54-33
Факс: +7 (7172) 97-54-45
Директор департамента по связям с инвесторами
Сакен Шошанов
Email: ir@kmgp.kz

Аудиторы

ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан»
ул. Фурманова, 240/G,
Алматы, 050059,
Республика Казахстан
Тел.: +7 (727) 258-59-60
Факс: +7 (727) 258-59-61

Регистратор

АО «Единый регистратор ценных бумаг»
30А/3, ул. Сатпаева, Алматы, 050040,
Республика Казахстан
Тел.: +7 (727) 272-47-60

Банк – депозитарий

Дойче Банк Траст Компани Америкас
США, NY 10005, Нью-Йорк, Уолл-Стрит, 60
Тел.: +1 (212) 250-91-00,
Факс: +1 (212) 544-63-46,
Email: adr@db.com

Справочная информация

Обозначение	Расшифровка
CCEL	CCEL (CITIC Canada Energy Limited, 100% владелец CCPL, ранее Nations Energy Company Ltd). Владеет 100% голосующих акций в АО «Каражанбасмунай», которое разрабатывает месторождение Каражанбас
CIC	Китайская инвестиционная корпорация – Государственный инвестиционный фонд КНР. Основная миссия CIC – осуществление долгосрочных инвестиций для снижения рисков финансовой деятельности на благо своих акционеров
Gaffney, Cline & Associates/ Miller and Lents, Ltd	Независимая международная консалтинговая компания, специализирующаяся на оценке запасов углеводородов
KASE / КФБ	Казахстанская фондовая биржа
LSE / ЛФБ	Лондонская фондовая биржа
Standard&Poor's/Moody's	международные рейтинговые агентства, которые занимаются присвоением краткосрочных и долгосрочных кредитных рейтингов
АНПЗ	ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»
Категория 1Р	доказанные запасы
Категория 2Р	доказанные и вероятные запасы
Категория 3Р	доказанные, вероятные и возможные запасы
КБМ	АО «Каражанбасмунай»
КГМ	ТОО «СП «Казгермунай»
ККТ	Казахстанско-китайский трубопровод
Коэффициенты баррелизации	Для РД КМГ – 7,36 КГМ – 7,70, КБМ – 6,68, ПКИ – 7,75, другие – 7,33 баррелей за тонну
КПН	корпоративный подоходный налог
КТК	Каспийский Трубопроводный Консорциум – нефтепровод, соединяющий месторождение Тенгиз в Казахстане с российским портом Новороссийск на Черном море, является важным маршрутом транспортировки нефти с берегов Каспийского моря на международный рынок
НГДУ	нефтегазодобывающее управление
НДПИ	налог на добычу полезных ископаемых
НК КМГ	АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» – государственная нефтегазовая компания Республики Казахстан в форме акционерного общества, 90% акций которого принадлежат АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» и 10% – Национальному банку Республики Казахстан
НПС	нефтеперекачивающая станция
НСП	налог на сверхприбыль
ОМГ	АО «Озенмунайгаз» – один из двух производственных активов Компании РД КМГ, который действует на двух основных месторождениях в Мангистауской области
ПКИ	«ПетроКазахстан Инк.»
ПКОП	ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс»
ПНХЗ	ТОО Павлодарский нефтехимический завод
«Самрук-Қазына»	Фонд национального благосостояния по управлению государственными активами и акциями национальных компаний

Обозначение	Расшифровка
СНГ	Содружество Независимых Государств
ТП	АО «Тургай Петролеум»
УАС	Узень-Атырау-Самара – нефтепроводной маршрут протяженностью 1 500 километров, проходящий по территории Атырауской и Мангистауской областей в Россию
УБР	ПСП «Управление буровых работ»
УТТиОС	ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин»
ЦДНГ	цех добычи нефти и газа
ЦПС	центральный пункт сбора
ЭМГ	АО «Эмбаунайгаз» – один из двух производственных активов компании РД КМГ, действующий на 41 месторождении в Атырауской области на западе Казахстана
ЭТП	экспортная таможенная пошлина

Для заметок