ҚазМұнайГаз
БАРЛАУ ӨНДІРУ АКЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ

ИНТЕГРИРОВАННЫЙ

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ

2017

Путем сотрудничества
и интеграции

АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА
«КАЗМУНАЙГАЗ»

ОБ ЭТОМ ОТЧЕТЕ

Цель настоящего годового отчета заключается в информировании читателя обо всех существенных сторонах нашей деятельности. АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее — РД КМГ или Компания) ставит своей целью оказать максимальное содействие нашим инвесторам и прочим заинтересованным сторонам в понимание того, 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 организации, 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?
- В какой мере организация достигла своих целей и решила свои задачи за отчетный период, и каким образом это отразилось на стоимости Компании для заинтересованных сторон?
- Каковы основные вызовы и неопределенности, с которыми Компании, вероятно, придется столкнуться в ходе реализации ее стратегии, и какое потенциальное воздействие они могут оказать на ее бизнес-модель и будущие показатели?

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ 02
Ключевые показатели деятельности 02
О бизнесе 04
Котировки акций 08
О Казахстане 10
О нефтегазовой отрасли Казахстана 12
Бизнес-модель 16
Обращение Председателя Совета директоров 18
Обзор истории РД КМГ как публичной компании 20
О выкупе миноритарной доли и делистинге 24
Обращение Генерального директора 28
Ключевые события года 32
Ключевые финансовые и операционные показатели 34
Обзор рынка 36
Обзор операционной деятельности 40
Капитальные затраты 54
Обзор финансовой деятельности 58
Налогообложение 68
Обзор деятельности совместных предприятий и ассоциированной компании 69
Ликвидность и ресурсы капитала 78
Факторы риска 80
Корпоративная социальная ответственность 88

ОТЧЕТ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ 104
Совет директоров 105
Члены Совета директоров и их биографии 106
Кодекс корпоративного управления 110
Заявление об ответственности директоров 113
Комитеты Совета директоров 117
Информация по налогообложению в Великобритании 121

АУДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ 124
Заключение независимого аудитора 126
Консолидированная финансовая отчетность 130
Примечания к консолидированной финансовой отчетности 136

ПРИЛОЖЕНИЯ 179
Информация для акционеров 179
Контактные данные 180
Справочная информация 181

КЛЮЧЕВЫЕ СОБЫТИЯ

ЯНВАРЬ

Компания обнародовала результаты оценки своих запасов, согласно которым запасы жидких углеводородов по состоянию на 31 декабря 2016 года по категории «доказанные плюс вероятные» (2P) составили 145 млн тонн (1 061 млн баррелей). Коэффициент восполнения запасов (отношение прироста запасов к добыче за год) составил 8%.

ФЕВРАЛЬ

Компания объявила о положительных результатах апелляции по налоговой проверке за 2009-2012 годы, в результате чего сумма налоговых претензий за упомянутый период была снижена на 25 млрд тенге — до 13,5 млрд тенге.

АПРЕЛЬ

Совет директоров рекомендовал размер дивиденда по итогам 2016 года в размере 289 тенге на одну простую и привилегированную акцию, утвердил корректировку плана капитальных вложений на 2017 год (увеличение капитальных вложений в 2017 году до 133 млрд тенге, что на 14,1 млрд тенге или 12% выше ранее озвученных ожиданий) и утвердил повышение тарифов на переработку нефти на АНПЗ с 1 апреля 2017 года.

АПРЕЛЬ

Независимые неисполнительные директора высказались за более высокую выплату дивидендов или выплату специального дивиденда.

МАЙ

На заседании ГОСА и Совета директоров утвержден размер ранее рекомендованных дивидендов и избран новый состав Совета директоров.

ИЮНЬ

РД КМГ приобрела 49-процентную долю в ТОО «Карповский Северный» у MOL Hungarian Oil and Gas Plc. за 1 (один) доллар США и стала единственным акционером KS EP Ivestments BV со 100-процентной долей участия в ТОО «Карповский Северный».

АВГУСТ

В первом полугодии чистая прибыль составила 88 млрд тенге (276 млн долларов США). Для сравнения: за тот же период 2016 года чистая прибыль составила 17 млрд тенге (50 млн долларов США). Чистые денежные средства[1] на 30 июня 2017 года составляли 1 286 млрд тенге (4 млрд долларов США), что на 347 млн долларов США больше объема чистых денежных средств на конец первого квартала 2017 года.

СЕНТЯБРЬ

Даурен Карабаев сменил Игоря Гончарова на посту Председателя Совета директоров Компании ввиду ухода последнего из АО «Национальная компания «КазМунайГаз».

ОКТЯБРЬ

Тариф на переработку нефти в ТОО СП «Caspi Bitum» увеличен до 18 000 тенге за тонну с 12 258 тенге за тонну с 1 ноября 2017 года, согласно письму, полученному от АО НК «КазМунайГаз».

ОКТЯБРЬ

По решению ВОСА, в состав Совета директоров РД КМГ избран Олег Карпушин, исполнительный вице-президент по добыче, разведке и нефтесервисам АО «Национальная компания «КазМунайГаз» вместо Игоря Гончарова; также были определены дополнительные размеры и условия выплаты вознаграждения Независимым Неисполнительным Директорам РД КМГ за исполнение ими своих обязанностей.

НОЯБРЬ

Чистая прибыль за первые девять месяцев 2017 года составила 168 млрд тенге (521 млн долларов США), денежные потоки от операционной деятельности составили 184 млрд тенге (570 млн долларов США). Чистые денежные средства на 30 сентября 2017 года составили 1 360 млрд тенге (4 млрд долларов США), по сравнению с 1 172 млрд тенге (3,5 млрд долларов США) на 31 декабря 2016 года.

ДЕКАБРЬ

Совет директоров утвердил бюджет на 2018 год и бизнес-план на 2018-2022 гг. Независимые директора РД КМГ воздержались от голосования по вопросу утверждения бюджета на 2018 год и бизнес-плана на 2018-2022 гг.

ДЕКАБРЬ

Компания объявила о намерении осуществить выкуп своих ГДР и произвести делистинг ГДР и акций с Лондонской фондовой биржи (ЛФБ) и Казахстанской фондовой биржи (КФБ).

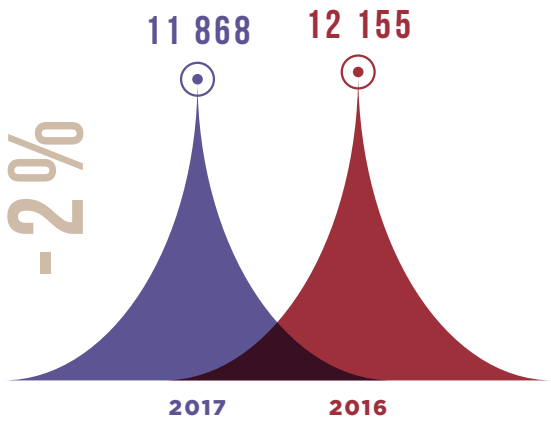
ДЕКАБРЬ

ГДР РД КМГ включены в официальный список Казахстанской фондовой биржи для того, чтобы держатели ГДР могли подать свои ГДР в рамках Тендерного предложения и на казахстанской торговой площадке, без удержания налога у источника выплат вне зависимости от того являются они казахстанскими резидентами или нет.

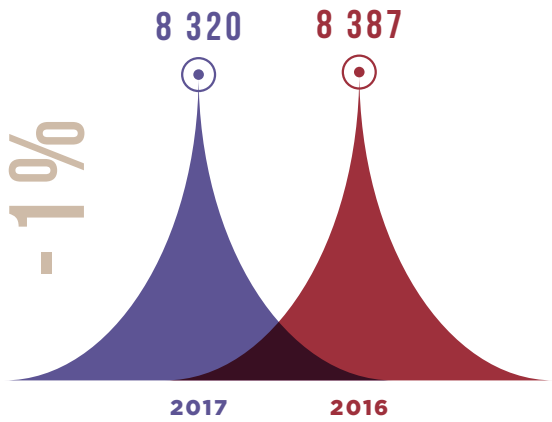
[1] Денежные средства, эквиваленты денежных средств и прочие финансовые активы за вычетом заимствований.

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

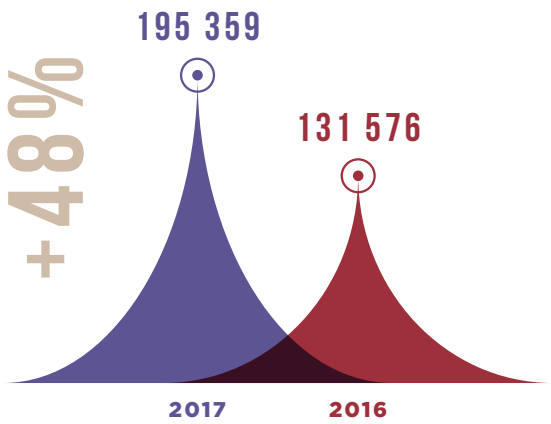
ОБЪЕМ ДОБЫЧИ,
тыс. тонн*



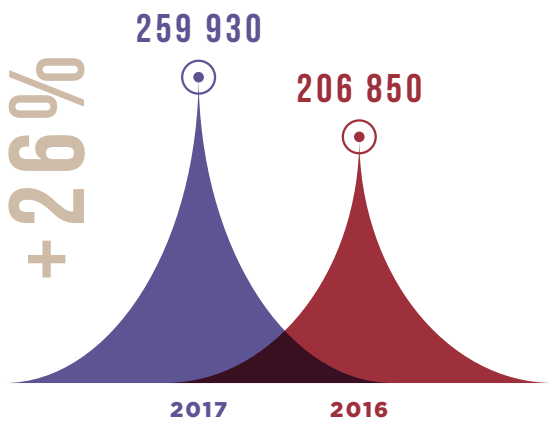
ОБЪЕМ ДОБЫЧИ ОМГ И ЭМГ,
тыс. тонн



ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ,
млн тенге

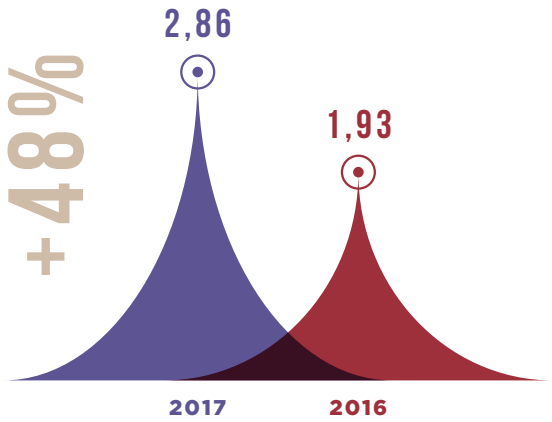


EBITDA,
млн тенге**

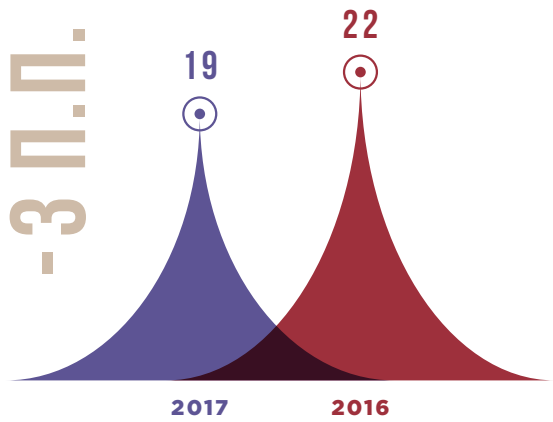


* Включая пропорциональную долю предприятий, учитываемых методом долевого участия, а также CCEL.
** EBITDA рассчитывается путем прибавления доходов от участия в предприятиях, учитываемых методом долевого участия, финансовых доходов и не денежных расходов по износу и амортизации к операционной прибыли Компании.

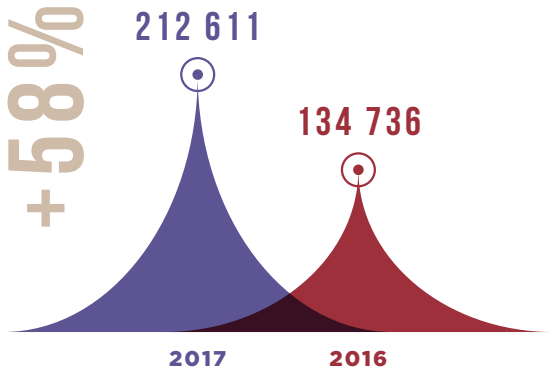
БАЗОВАЯ И РАЗВОДНЕННАЯ ПРИБЫЛЬ НА ОДНУ АКЦИЮ, тыс. тенге



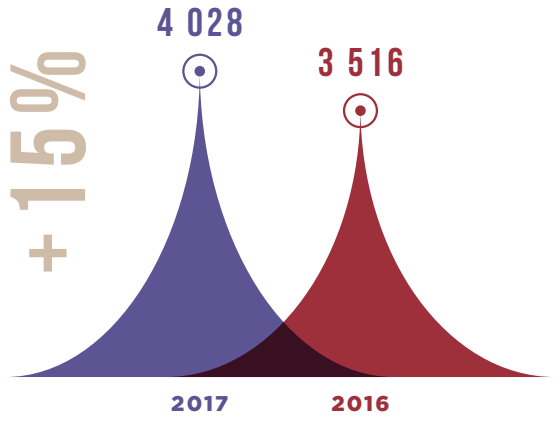
ОПЕРАЦИОННАЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, %***



ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДО КОРРЕКТИРОВОК ОБОРОТНОГО КАПИТАЛА, млн тенге



ЧИСТАЯ ДЕНЕЖНАЯ ПОЗИЦИЯ НА КОНЕЦ ПЕРИОДА, млн долларов США



*** 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 не операционные расходы, убыток от приобретения дочерней организации.

О БИЗНЕСЕ

ИСТОКИ

Республика Казахстан является одним из крупнейших производителей нефти в мире. В ноябре 1899 года на месторождении Карашунгул ударил первый нефтяной фонтан, с этого и началась история казахстанской нефти. После обретения страной независимости в 1991 году в целях консолидации нефтегазовых активов страны и управления ими была создана государственная корпорация «Казахстаннефтегаз».

В 1990-е годы частные нефтяные компании стали играть все более заметную роль в развитии и модернизации нефтегазовой отрасли Казахстана. В 1997 году государство передало все принадлежащие ему акции в «ЭмбаМунайГаз» (ЭМГ) и «УзеньМунайГаз» (ОМГ) ЗАО «Казахойл» — казахстанской национальной нефтяной компании. В конечном итоге активы, оставшиеся под контролем государства, были объединены во вновь сформированную Национальную компанию «КазМунайГаз» («НК КМГ») в 2002 году, которая была образована путем объединения ННК ЗАО «Казахойл» и НК ЗАО «Транспорт Нефти и Газа».

МИССИЯ, СТРАТЕГИЯ, ЦЕННОСТИ И ЦЕЛИ

АО «РД «КазМунайГаз» является ведущей компанией в области разведки и добычи углеводородов в Казахстане, входит в число лидеров нефтегазового бизнеса в Каспийском регионе, способных конкурировать в глобальном масштабе.

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, а также в содействии реализации потенциала каждого сотрудника Компании.

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 на 2006-2009 гг. в 2010 году была утверждена Стратегия-2020. Стратегия Компании на действующих месторождениях заключается в проведении мероприятий по поддержанию уровня добычи, работе по оптимизации затрат, повышении эффективности бизнес-процессов и технологических процессов, интенсификации добычи и повышения коэффициента извлечения нефти. Все эти меры направлены на оптимизацию производственных и операционных процессов.

В результате выкупа простых акций и ГДР, принадлежащих миноритарным акционерам, и прекращения листинга этих ценных бумаг на биржах РД КМГ получит возможность более тесно интегрировать свою деятельность с материнской компанией — НК КМГ. В частности, это означает, что в будущем стратегия РД КМГ будет в еще большей степени определяться стратегией и решениями своего основного акционера. Вместе с тем, в отношении существующих активов существенных изменений стратегии не ожидается.

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.

ПЛАНЫ НА БУДУЩЕЕ И ЦЕЛИ

Ключевые задачи Компании на 2018-2019 гг.:

- реализация решений, направленных на выкуп долей миноритарных акционеров Компании и делистинг простых акций и ГДР Компании с целью дальнейшей более тесной интеграции деятельности РД КМГ и НК КМГ;
- 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;
- 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;
- прозрачность и соблюдение стандартов корпоративного управления;
- регулярное проведение мероприятий по обучению и развитию персонала.

[2] В % от совокупного количества выпущенных обыкновенных и привилегированных акций.

СТРУКТУРА АКТИВОВ, ВЗАИМООТНОШЕНИЯ С МАТЕРИНСКОЙ КОМПАНИЕЙ, ДОЧЕРНИМИ И ЗАВИСИМЫМИ ОБЩЕСТВАМИ

По состоянию на конец 2017 года НК КМГ сохраняла за собой мажоритарную долю, равную 58%[2] акций. В свободном обращении находилось 34% акций. В форме казначейских акций числится еще 8%. НК КМГ имеет большинство мест в Совете директоров Компании. В то же время права миноритарных акционеров защищены как применимыми законами и требованиями бирж, на которых обращаются ценные бумаги РД КМГ, так и системой корпоративного управления, внедренной в связи с IPO Компании в 2006 году, включая Договор о взаимоотношениях.

В настоящее время Компания завершает ряд действий, в результате которых НК КМГ и РД КМГ теперь в общей сложности владеют 56 210 435 простых акций и 82 165 972 ГДР, что приблизительно составляет 99,5% всех выпущенных простых акций (включая простые акции, представленные в форме ГДР). Были внесены определенные поправки в Устав Компании, согласно которым действующие положения, защищающие права миноритарных акционеров, стали неприменимы.

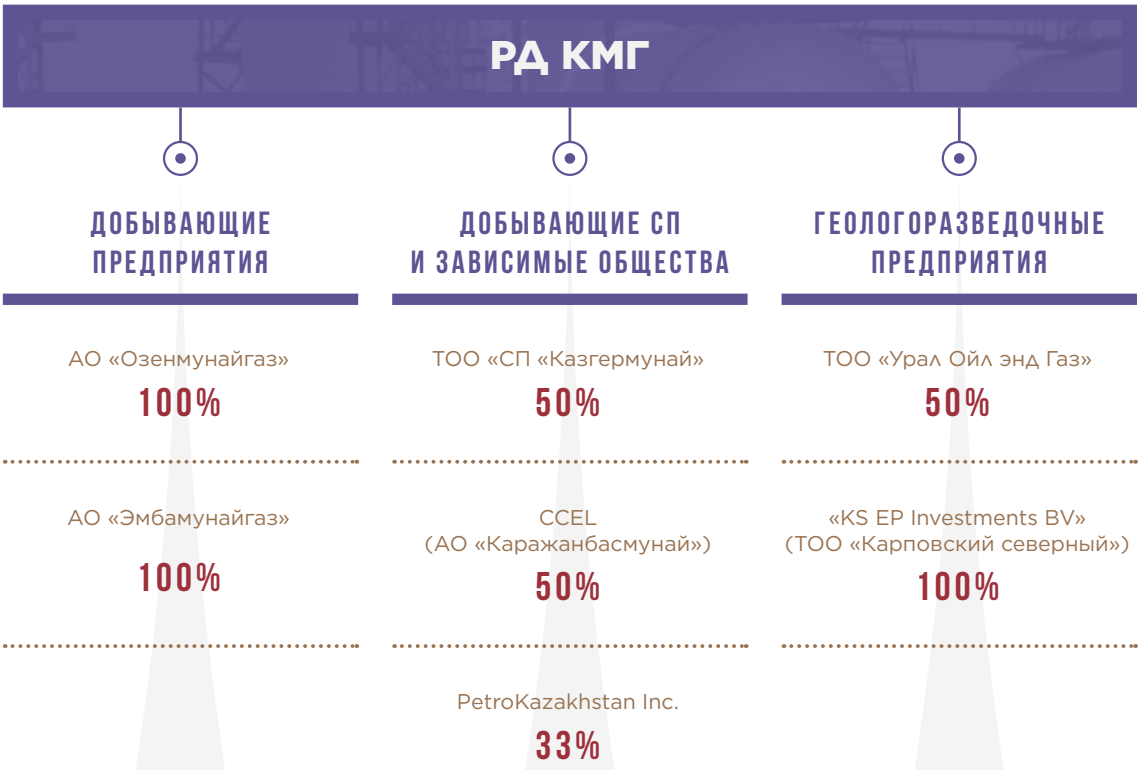
99,5%

ВСЕХ ВЫПУЩЕННЫХ ПРОСТЫХ АКЦИЙ ВЛАДЕЮТ НК КМГ И РД КМГ

После прекращения торговли и отмены листинга ГДР и простых акций с ЛФБ и КФБ, запланированные на первую половину мая 2018 года, Договор о взаимоотношениях незамедлительно прекратит свое действие (подробнее см. стр. 24).

90 процентов акций НК КМГ принадлежат АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына», 10 процентов акций принадлежат Национальному банку Республики Казахстан.

СТРУКТУРА ВЛАДЕНИЯ АКТИВАМИ



ОСНОВНЫЕ ЛИЦЕНЗИИ НА РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ

Наименование	Доля владения	Основная деятельность	Метод консолидации
АО «Озенмунайгаз» («ОМГ»)	100%	Добыча сырой нефти и газа	Полная консолидация
АО «Эмбамунайгаз» («ЭМГ»)	100%	Добыча сырой нефти	Полная консолидация
ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод» («КазГПЗ»)	100%	Переработка газа	Полная консолидация
«KS EP Investments BV» («KC»)	100%	Нефтегазовая разведка	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

СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ

Компания делает все для поддержки и развития своих работников, а также тесно сотрудничает с населением в регионах осуществления деятельности. В течение года Компания проводит ряд мероприятий, направленных на решение этих задач. В 2017 году такие мероприятия включали в себя:

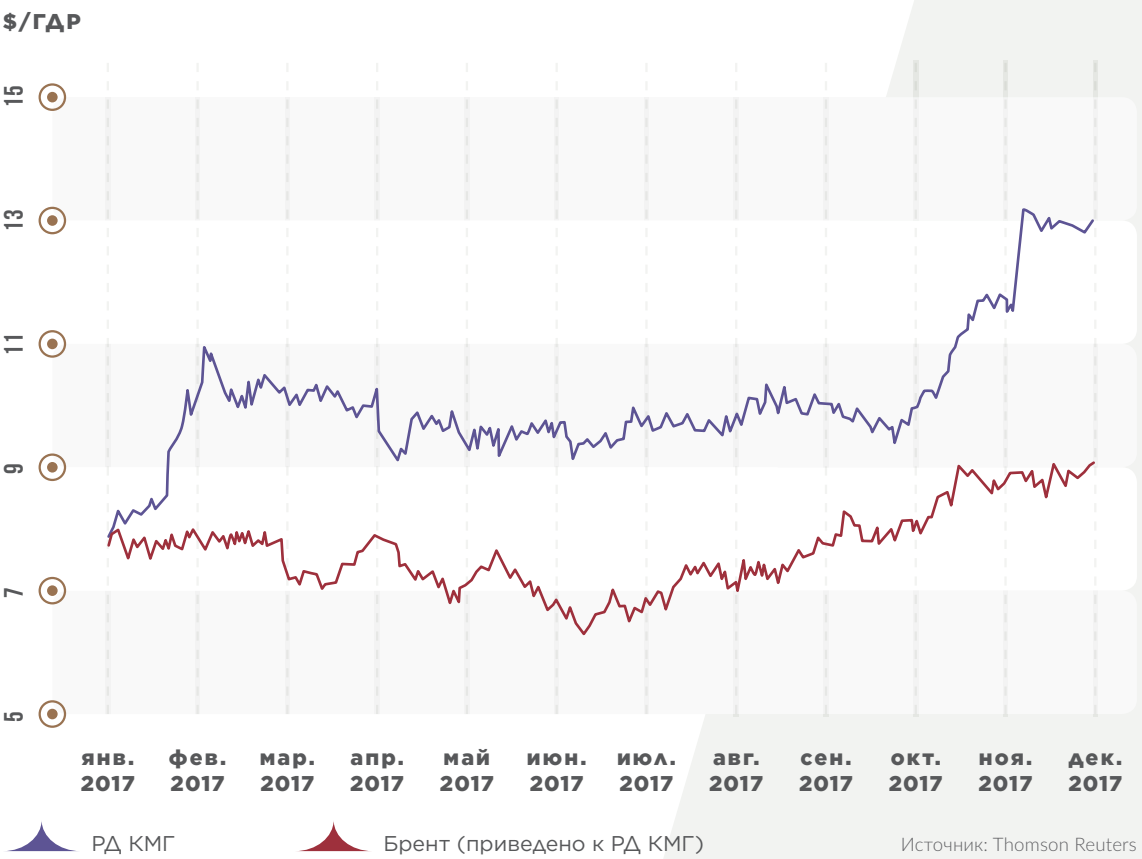
- проведенный в июне День дублера — мероприятие, проведенное в рамках реализации Молодежной политики, целью которого являлось привлечение молодых специалистов к будущей руководящей работе;
- регулярное мероприятие — День молодого специалиста, направленное на объединение молодежи компаний, входящих в состав РД КМГ — в 2017 году впервые прошло в формате научно-практической конференции, на которой состоялись презентации и обсуждение реализованных и реализуемых в настоящее время проектов в дочерних организациях и совместных предприятиях Компании;
- конкурс профессионального мастерства на звание «Үздік маман», целью которого является повышение мотивации представителей рабочих профессий, выявление, обобщение и распространение передового опыта работы;
- проведение корпоративного HR-форума АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», на котором были подытожены результаты 14-летней HR-истории Компании, обсуждены тренды, дана оценка перспектив HR-отрасли в Казахстане и сформированы планы на будущее, стратегия развития HR Компании;
- выделение финансовых ресурсов на социальное развитие регионов деятельности в рамках контрактов на недропользование (Атырауская и Мангистауская области);
- финансирование природоохранных мероприятий в сумме свыше 4 млрд тенге в 2017 году, что в 1,4 раза больше, чем в 2016 году.

Дополнительная информация о социальных проектах Компании представлена на страницах 97-102.

КОТИРОВКИ АКЦИЙ

На Лондонской фондовой бирже в 2017 году максимальная цена за одну ГДР РД КМГ составила 13,25 доллара США, а минимальная — 7,69 доллара США. Средняя цена за одну ГДР в 2017 году составила 10,13 доллара США (по сравнению с 7,31 доллара США в 2016 году). На Казахстанской фондовой бирже в 2017 году максимальная цена за одну простую акцию РД КМГ составила 26 586 тенге, а минимальная — 15 270 тенге. Средняя цена одной простой акции в 2017 году составила 19 775 тенге (по сравнению с 14 882 тенге в 2016 году). В 2017 году максимальная цена привилегированных акций РД КМГ составила 13 100 тенге, а минимальная — 6 501 тенге. Средняя цена одной привилегированной акции составила 8 179 тенге (против 7 200 тенге за 2016 год).

ДИНАМИКА ЦЕН ГДР И СТОИМОСТИ НЕФТИ СОРТА BRENT



Источник: Thomson Reuters

В декабре 2017 года Компания объявила о намерении осуществить выкуп своих ГДР по цене 14,00 долларов США за ГДР и произвести их делистинг с Лондонской фондовой биржи, а также выкупить все свои находящиеся в обращении простые акции на тех же экономических условиях (то есть, по цене 84 доллара США за акцию, в соответствии с коэффициентом конвертации акций в ГДР 1:6), с их последующим делистингом с Казахстанской фондовой биржи (КФБ). Намерения о реализации выкупа ГДР и простых акций являлись определяющим фактором динамики котировок этих ценных бумаг с декабря 2017 года.

ГЛОБАЛЬНЫЙ РЫНОК НЕФТИ В 2017 ГОДУ И ЕГО КРАТКОСРОЧНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

2017 год сложился довольно позитивным для рынка нефти в глобальном масштабе, что свидетельствует о том, что мировой рынок углеводородов постепенно приближается к балансу спроса и предложения. Средние цены на нефть марки Brent составили 54 доллара США за баррель, что на 10 долларов больше аналогичного показателя в 2016 году. По мнению американского управления по энергетической информации (EIA), в 2018 и 2019 годах средние цены на нефть марки Brent могут равняться среднему значению в 60 и 61 доллар США за баррель соответственно. Наиболее сильный рост был отмечен во втором полугодии, когда декабрьские цены выросли до 67 долларов США.

Такой динамике во многом способствовало решение о сокращении добычи нефти, которое ОПЕК и Россия приняли еще в декабре 2016 года для борьбы с избытком сырья, вызванного в 2011-2014 годах стремительным ростом добычи в странах, не входящих в ОПЕК.

Согласно прогнозам инвестиционных банков устойчивый рост мирового спроса на уровне 1,5 млн баррелей нефти в сутки (средневзвешенный прогноз ОПЕК, Международного энергетического агентства и EIA) в течение 2018 года будет покрыт за счет увеличения поставок из стран, не входящих в ОПЕК, до 1,4 млн баррелей в сутки, в том числе и Казахстана.

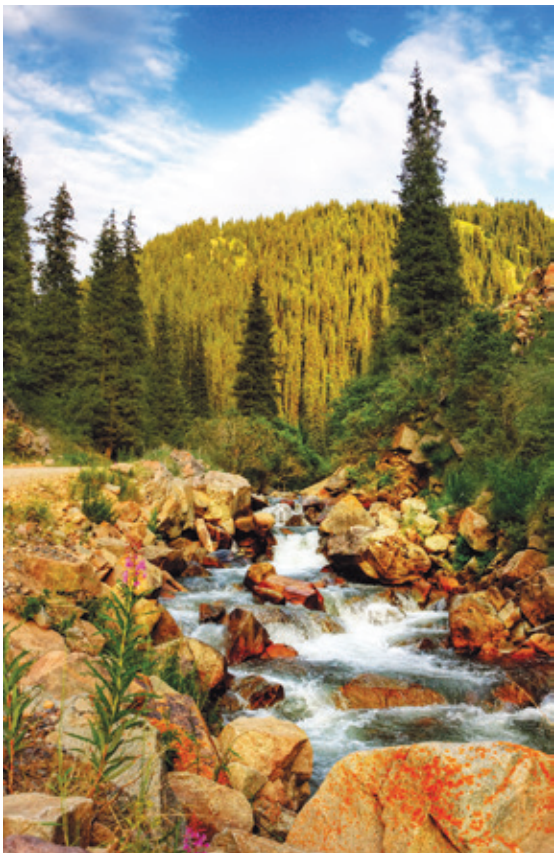
Фактором, который может привести к снижению спроса на углеводороды и негативно повлиять на рост цен на нефть в 2018 году, может быть замедление роста глобальной экономики, в частности Китая.

О КАЗАХСТАНЕ

КЛЮЧЕВЫЕ ФАКТЫ

Казахстан — унитарное государство с президентской формой правления, бывшая республика СССР, объявившая независимость 16 декабря 1991 года, с устойчивым экономическим ростом и политической стабильностью. Президент Республики Казахстан является главой государства, его высшим должностным лицом, определяющим основные направления внутренней и внешней политики государства и представляющим Казахстан внутри страны и в международных отношениях.

- Население — приблизительно 18,3 миллионов человек (на 31 декабря 2017 г.).
- Столица — Астана (приблизительная численность населения — 1,0 млн человек).
- Крупнейший город — Алматы (приблизительная численность населения — 2,0 млн человек).
- Этнический состав населения страны — один из самых многонациональных в мире (казахи — 66,97%, русские — 20,20%, узбеки — 3,14%, украинцы — 1,58%, уйгуры — 1,46%, татары — 1,13%, другие — 5.68%).
- Соотношение городского и сельского населения — приблизительно 54% к 46%.
- Национальная валюта — тенге (₸).
- ВВП на душу населения — 6 038 долларов США (2017).
- Рост ВВП в 2017 году составил 4%.
- Территория: 2 млн 724,9 тыс. квадратных километров. Общие границы с Российской Федерацией, Китайской Народной Республикой, Республикой Кыргызстан, Республикой Узбекистан и Республикой Туркменистан общей протяженностью 13 200 км (по суше).
- Основные торговые партнеры республики — Российская Федерация, Китайская Народная Республика, государства Европы и СНГ.
- Запасы нефти и газа — около 1,8% мировых запасов.
- Согласно международному рейтингу Всемирного Банка и Международной финансовой корпорации Doing Business в 2017 году в общем рейтинге по легкости ведения бизнеса Казахстан занимает 35-е место, в том числе по показателю «Защита миноритарных инвесторов» — 3-е место, «Обеспечение исполнения контрактов» — 9-е место.
- Основатель и участник ЕАЭС.
- Объем иностранных инвестиций с 1991 года составил около 300 млрд долларов США.



КРЕДИТНЫЕ РЕЙТИНГИ КАЗАХСТАНА ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2017 ГОДА

Moody's	Standard & Poor's (S&P)	Fitch
июль 2017 года	сентябрь 2017 года	октябрь 2017 года
Baa3 (Стабильный)	BBB-/A-3 (Стабильный)	BBB (Стабильный)

Казахстан — огромная страна, расположенная в средней Азии, занимающая площадь, примерно равную площади Западной Европы. Это девятая по величине страна мира. Она располагает громадными запасами полезных ископаемых и значительным потенциалом экономического роста. Из 105 элементов таблицы Менделеева в недрах Казахстана выявлено 99, разведаны запасы по 70, вовлечено в производство более 60 элементов. В настоящее время известно 493 месторождения, содержащих 1225 видов минерального сырья.

Ресурс	Место в мире
Цинк, вольфрам, барит	1
Серебро, свинец, хромит, уран	2
Медь, флюорит	3
Молибден	4
Золото	6
Уголь	7
Нефть	12
Газ	24

По результатам геолого-экономической оценки имеющихся запасов полезных ископаемых Казахстана, наибольший вес по экономической значимости имеют уголь, нефть, медь, железо, свинец, цинк, хромиты, золото, марганец. Руды черных и цветных металлов, добываемые в Казахстане, идут на экспорт в Японию, Южную Корею, США, Канаду, Россию, Китай и страны Европейского союза.

За период с 1991 года страна провела ряд структурных реформ, позволивших в значительной степени развить экономику страны. Это, в сочетании с политической и социальной стабильностью страны, а также прочными внешними связями, 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 2017 годы объемы прямых иностранных инвестиций в страну превысили 260 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 широкого набора финансовых инструментов, удовлетворяющих потребности компаний, расположенных в Казахстане, ЕАЭС и других близлежащих странах, в доступе к мировому рынку капитала. Для этих целей в Астане создается финансовый хаб — Международный финансовый центр «Астана» (МФЦА) и основными стратегическими направлениями его деятельности является развитие: рынка капитала, управления активами, управления благосостоянием состоятельных частных лиц (private banking), финансовых технологий и исламского финансирования.

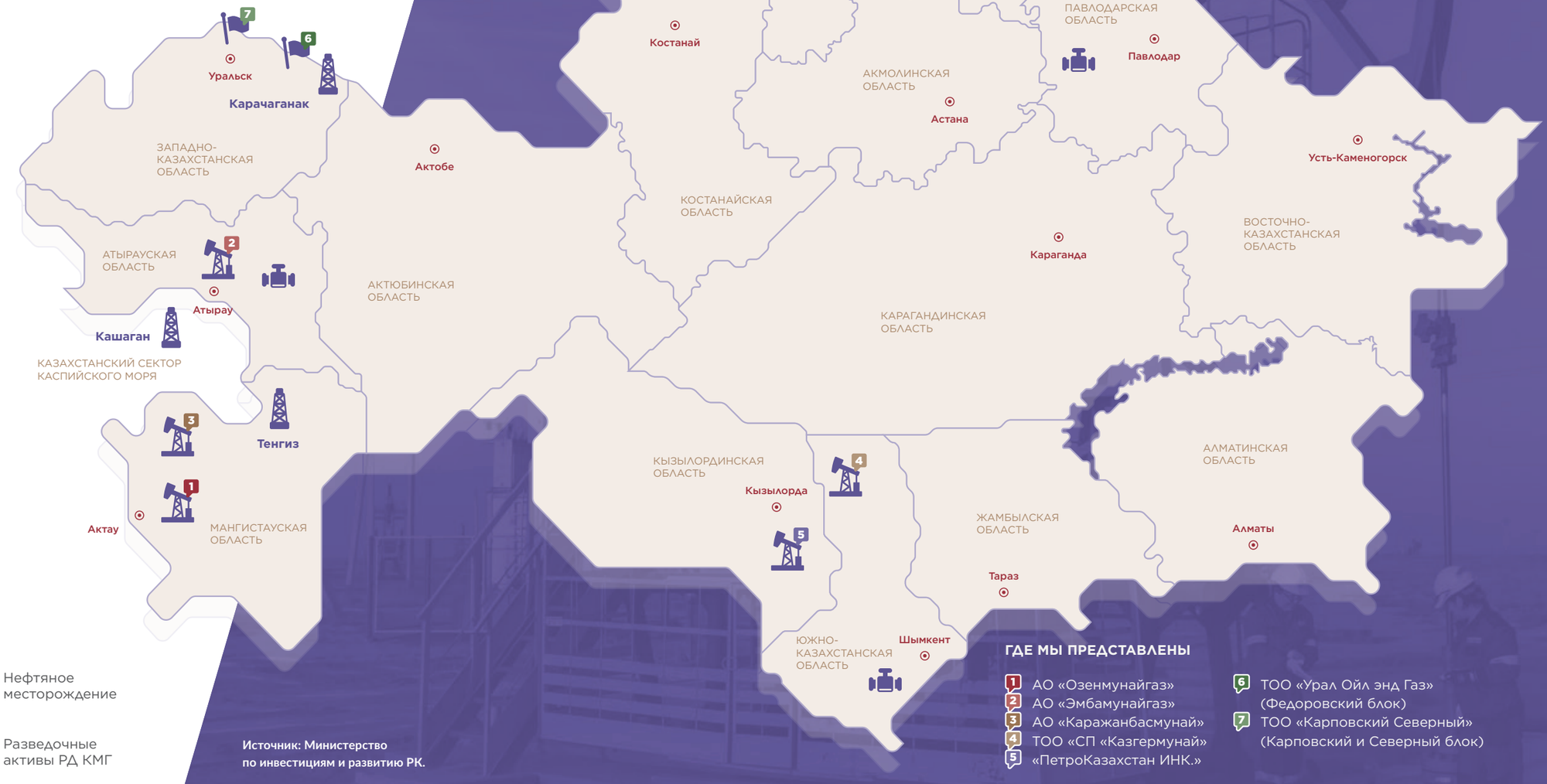
Источники: Комитет геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан, Комитет по статистике Министерства национальной экономики РК, вебсайты Всемирного банка, ВТО, Статистический обзор BP, Всемирный валютный фонд, АО «Национальная компания «Kazakh Invest».

О НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

Казахстанские запасы нефти составляют около 1,8% доказанных мировых запасов — более 3,9 млрд тонн. Нефтегазоносные районы занимают примерно 62% территории страны. Насчитывается 172 нефтяных месторождения, более 80 из которых находятся в разработке.

КРУПНЕЙШИЕ НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Более 90% запасов нефти сосредоточены на 15 крупнейших нефтяных месторождениях, которые расположились на территории шести из четырнадцати областей Казахстана. Это Актюбинская, Атырауская, Западно-Казахстанская, Карагандинская, Кызылординская и Мангистауская области. При этом примерно 70% запасов углеводородов сконцентрировано на западе Казахстана и в особенности в Прикаспийском нефтегазовом бассейне.



Производственные активы РД КМГ

Нефтяное месторождение

Нефтеперерабатывающий завод

Разведочные активы РД КМГ

Источник: Министерство по инвестициям и развитию РК.

ГДЕ МЫ ПРЕДСТАВЛЕНЫ

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)

ДОБЫЧА НЕФТИ И КОНДЕНСАТА

Совокупная добыча нефти и конденсата составила 86,2 млн тонн в 2017 году, что на 10,5% больше, чем в 2016 году (78 млн тонн), в том числе по трем крупным проектам: Кашаган — 8,3 млн тонн, Тенгиз — 28,7 млн тонн (рост на 4,1% к 2016 г.) и Карачаганак — 12,5 млн тонн (увеличение на 9,5% к 2016 г.).

Согласно прогнозам Министерства энергетики РК, добыча нефти и конденсата в 2018 году составит не менее 86 млн тонн и постепенно вырастет до 88 млн тонн к 2020 году.

ФАКТОРЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ РОСТУ ДОБЫЧИ

Согласно прогнозам Министерства энергетики Казахстана, в перспективе объем добычи нефти и газа в Казахстане будет иметь тенденцию к значительному росту. В среднесрочной перспективе основными источниками роста станут реализуемые в стране крупные нефтегазовые проекты. Это месторождение Тенгиз, где проводимые работы по расширению, как ожидается, позволят увеличить добычу с текущих 27 млн тонн до 39 млн тонн в год с 2023 года, и месторождение Кашаган, введенное в эксплуатацию в октябре 2016 года.

ТЕНГИЗ

Месторождение Тенгиз — одно из крупнейших в мире. Его освоением занимается консорциум TengizChevroil (ТСО). 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 месторождения Тенгиз оцениваются на уровне 3,1 млрд тонн или 26 млрд баррелей нефти.

КАРАЧАГАНАК

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Западно-Казахстанской области, является одним из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в мире и содержит более 1,2 млрд тонн жидких углеводородов и более 1,3 трлн кубометров газа. Месторождение было открыто в 1979 году, разработка месторождения началась в 1984 году.

Карачаганакский проект реализуется в рамках Окончательного соглашения о разделе продукции (ОСРП), заключенного между Правительством Республики Казахстан и консорциумом иностранных компаний в составе компаний «Бритиш Газ». Соглашение было подписано 18 ноября 1997 года сроком на 40 лет и вступило в силу 27 января 1998 года. В 2016 году компания «Шелл» поглотила компанию «БиДжи», в результате чего теперь долей «БиДжи» в Карачаганакском проекте владеет компания «Шелл». Компании «Шелл» и «Аджип» являются единым оператором проекта.

КАШАГАН

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

Добыча на Кашагане началась в сентябре 2013 года, но месяцем позже была приостановлена по причине утечки газа из одного из основных трубопроводов. Добыча на месторождении была возобновлена в октябре 2016 года. В 2017 году на Кашагане было добыто свыше 8 млн тонн нефти. Планируется, что в 2018 году добыча нефти на Кашагане достигнет уровня 13 млн тонн.

ПЕРЕРАБОТКА И ТРАНСПОРТИРОВКА

Совокупные объемы переработки сырой нефти в Казахстане в 2017 году выросли до 14,9 млн тонн, что на 2,8% больше по сравнению с 2016 годом.

Согласно индикативному плану Министерства энергетики РК, объем переработки сырой нефти в

2018 году вырастет до 15,8 млн тонн. В настоящее время Казахстан импортирует некоторые светлые нефтепродукты для удовлетворения внутреннего спроса. По информации Министерства энергетики Республики Казахстан, в результате модернизации нефтеперерабатывающих заводов (модернизация АНПЗ и ПНХЗ завершена в 2017 году, а модернизация ПКОП будет завершена, как ожидается, в 2018 году), после 2019 года 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, внутренний спрос на светлые нефтепродукты будет полностью удовлетворен.

Основная доля (около 85%) добываемой в Казахстане нефти экспортируется. Основными внешнеторговыми партнерами Казахстана на рынке сырой нефти являются страны Европы — Италия, Нидерланды, Франция, Австрия, Швейцария и прочие, а также Китай.

Объемы транспортировки на экспорт в 2017 году составили 69,8 млн тонн нефти, что на 22% больше по сравнению с 2016 годом. Из этих объемов 49,6 млн тонн сырой нефти были экспортированы по трубопроводу Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК) в Новороссийск. 15,4 млн тонн были транспортированы на север по трубопроводу Атырау — Самара. 2,3 млн тонн были направлены на восток, в Китай, по трубопроводу Атасу — Алашанькоу.

Кроме того, 1,2 млн тонн сырой нефти было отгружено из порта Актау, 0,6 млн тонн газового конденсата были направлены на Оренбургский НПЗ, и 0,7 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. Через трубопроводную систему КТК в 2017 году на экспорт было направлено 55,1 млн тонн сырой нефти, в том числе 49,6 млн тонн из Казахстана.

ДОБЫЧА И ЭКСПОРТ ГАЗА

Казахстан занимает 24-е место в мире по запасам природного газа, объем которого составляет более 1 трлн кубометров или 0,5% от общемировых запасов. Основная часть природного газа в Казахстане добывается на двух крупных месторождениях — Карачаганак и Тенгиз. На их долю приходится около 70% от всей добычи газа Казахстана.

Объем добычи газа в 2017 году составил порядка 53 млрд куб. метров, это 114% к 2016 г. или 110% к плану 2017 г. в объеме 48,1 млрд куб. метров. По данным Министерства энергетики Казахстана, в 2018 году планируется сохранить добычу на том же уровне — свыше 53,4 млрд кубометров газа.

Объем экспорта газа увеличился на рекордные 26% в 2017 году по сравнению с годом ранее и составил 17,3 млрд кубометров. В 2017 году Казахстан впервые экспортировал свой газ в Китай в объеме 1,1 млрд кубометров. Это самый перспективный и емкий рынок сбыта в Азии. Казахстан и Китай подписали договор о поставке 5 млрд кубометров казахстанского газа в год. В 2018 году планируется укрепить экономическое сотрудничество и нарастить экспорт газа до 10 млрд кубометров.

В целом, в 2017 году топливно-энергетический сектор Казахстана достиг рекордных показателей, и Правительство в лице Министерства энергетики намерено и дальше принимать меры для удержания заданного темпа роста и стимулирования отрасли к дальнейшему развитию. Уже усовершенствована налоговая политика для сферы недропользования (обновленный Налоговый кодекс вступил в силу в январе 2018 года), а в газовой отрасли планируется внедрить электронную торговую площадку для улучшения механизма ценообразования и распределения сжиженного нефтяного газа с поэтапным выведением из государственного регулирования предельной цены оптовой реализации. Необходимые законодательные нормы, как ожидается, будут разработаны до декабря 2018 года.

Источники: Комитет по статистике Министерства национальной экономики РК, Министерство энергетики РК, Национальный банк РК, Министерство по инвестициям и развитию, АО «Национальная компания «Kazakh Invest».

БИЗНЕС-МОДЕЛЬ

НАШИ ОСНОВНЫЕ ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

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

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 автоматизации и использования новых технологий, придавая первостепенное значение управлению издержками, совершенствуя свои бизнес-процессы и оптимизируя структуру своих активов.

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Компания стремится вводить в действие процедуры корпоративного управления, соответствующие международным стандартам и в полной мере обеспечивающие защиту интересов различных заинтересованных лиц, включая акционеров, работников, поставщиков и подрядчиков, государство, население регионов присутствия, международных партнеров и прочих.

ЗНАНИЕ РЕГИОНА И МЕСТНЫЕ СВЯЗИ

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

КОРПОРАТИВНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

- стремится работать и поддерживать местное население;
- 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.

ТРИ 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 образом 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 соответствии с новой схемой РД КМГ поставляла нефть на АНПЗ и ПНХЗ для переработки с последующей реализацией полученных нефтепродуктов на внутреннем и международном рынках. Переход на схему процессинга вывел Компанию из ситуации, когда через АО «КазМунайГаз — переработка и маркетинг» в отсутствие формулы ценообразования самостоятельно устанавливала цены покупки нефти РД КМГ для ее последующей переработки и реализации нефтепродуктов. По результатам 2017 года можно констатировать, что переход на данную схему положительно повлиял на рост выручки Компании. Это не только подтверждает правильность принятого решения, но и еще раз доказывает приверженность менеджмента повышению эффективности управления Компании в целом.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ОЦЕНКА

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.

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 с целью подтверждения и уточнения масштаба обнаруженных запасов, а также установления перспектив их промышленной разработки.

ЧЕТЫРЕ ЗАДАЧИ

1. Восполнение и расширение сырьевой базы Компании и поддержание уровня добычи.
2. Обеспечение рентабельности активов.
3. Развитие новых компетенций в бизнесе.
4. Поддержание ценностей Компании.

ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

ДАУРЕН КАРАБАЕВ

УВАЖАЕМЫЕ АКЦИОНЕРЫ!

Прошедший 2017 год стал последним полным годом в истории РД КМГ в качестве публичной компании, ценные бумаги которой обращаются на Лондонской Фондовой Бирже и Казахстанской Фондовой Бирже. После завершения выкупа акций и глобальных депозитарных расписок в рамках Тендерного предложения, Компания прекращает свой листинг и берет курс на более тесную интеграцию с другими активами в составе группы НК КМГ.

Размещение ценных бумаг Компании на местном и международных рынках в 2006 году стало крупнейшим IPO в Центральной Азии. Тогда удалось привлечь более 2 млрд долларов США. С момента IPO Компания начала успешно работать в условиях финансовой прозрачности и постоянного внимания со стороны инвесторов и аналитиков, отвечая требованиям лучших международных практик фондовых рынков. Эти усилия были высоко оценены инвесторами: IPO РД КМГ было одним из самых успешных на постсоветском пространстве, и все последующие годы инвесторы демонстрировали доверие созданной системе корпоративного управления, прозрачной отчетности и топ-менеджменту Компании. Особо подчеркну, что этот результат был достигнут силами, в первую очередь, казахстанских специалистов.

История Компании за эти годы характеризуется разными событиями, как позитивными, так и тяжелыми. Был период активного роста, когда Компания сделала ряд существенных приобретений, купив доли в компаниях «Казгермунай», «Каражанбасмунай», «ПетроКазахстан». Были сделаны геологические открытия, расширены масштабы геологоразведки. Но были и

сложности. Тяжелым испытанием стал период социальной напряженности. Непросто пришлось и в период резкого падения цен на нефть в 2015 году, которое потребовало существенных мер экономии. Отвечая на эти вызовы, Компания успешно реализовала меры по стабилизации добычи, контролю операционных и капитальных затрат, переходу на схему самостоятельного процессинга нефти.

В результате предпринятых мер, отчетный 2017 год стал одним из самых успешных за последние годы. На фоне постепенного улучшения рыночной конъюнктуры и продолжения использования схемы процессинга нефти на внутреннем рынке, Компания поддерживает добычу на стабильном уровне, получила высокие финансовые результаты, обеспечив за год чистую прибыль в размере 195 млрд тенге (599 млн долларов США), свободный денежный поток на уровне 186 млрд тенге (570 млн долларов США) и прирост чистых денежных средств на 167 млрд тенге (512 млн долларов США).

«КОМПАНИЯ ПОДДЕРЖИВАЕТ ДОБЫЧУ НА СТАБИЛЬНОМ УРОВНЕ, ПОЛУЧИЛА ВЫСОКИЕ ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ, ОБЕСПЕЧИВ ЗА ГОД ЧИСТУЮ ПРИБЫЛЬ В РАЗМЕРЕ 195 МЛРД ТЕНГЕ (599 МЛН ДОЛЛАРОВ США), СВОБОДНЫЙ ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК НА УРОВНЕ 186 МЛРД ТЕНГЕ (570 МЛН ДОЛЛАРОВ США) И ПРИРОСТ ЧИСТЫХ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ НА 167 МЛРД ТЕНГЕ (512 МЛН ДОЛЛАРОВ США).»

Таким образом, решение о делистинге было непростым, но необходимым, прежде всего, в связи со стратегическими задачами дальнейшего развития главного акционера РД КМГ — Национальной компании «КазМунайГаз».

При выходе на лондонскую биржу в РД КМГ была создана система корпоративного управления, отвечающая международным требованиям и призванная решать сложную задачу поддержания баланса интересов различных стейкхолдеров: НК КМГ как основного акционера и ключевого игрока нефтегазового рынка Казахстана, миноритарных акционеров, работников предприятия, государства, населения регионов присутствия компании, зарубежных партнеров.

Однако существенные изменения рыночной конъюнктуры и изменения в стратегии Национальной компании привели к тому, что интересы различных групп акционеров стали все больше расходиться. В этих условиях развитие компании было затруднено, формировалось контрпродуктивное противостояние, не выгодное ни одной из сторон, и приоритетом стал поиск взаимовыгодного выхода из этой ситуации.

Несмотря на сложности, оптимальное решение было найдено, и результаты принятия миноритарными акционерами Тендерного предложения на уровне 98% свидетельствуют о том, что предложенный вариант, суть которого в выкупе миноритарной доли с рынка и делистинге РД КМГ, устроил практически всех. Таким образом, миноритарные акционеры получили возможность продать свои акции по справедливой цене, в то время как НК КМГ получила возможность обеспечить более тесную интеграцию РД КМГ внутри холдинга, и рассчитывает реализовать преимущества этой интеграции на уровне всей группы НК КМГ.

С финансовой точки зрения, акционеры – участники IPO Компании, сохранившие свои позиции и принявшие последнее предложение о выкупе, получили, с учетом дивидендов, положительную доходность.

В заключение, я хотел бы отметить, что одиннадцать лет, которые Компания существовала в качестве публичной, — это огромный и чрезвычайно ценный опыт, который планируется сохранить и применить во благо всей группы НК КМГ, и поблагодарить весь трудовой коллектив, менеджмент и своих коллег — членов Совета директоров за профессионализм и готовность работать сообща в интересах Компании.

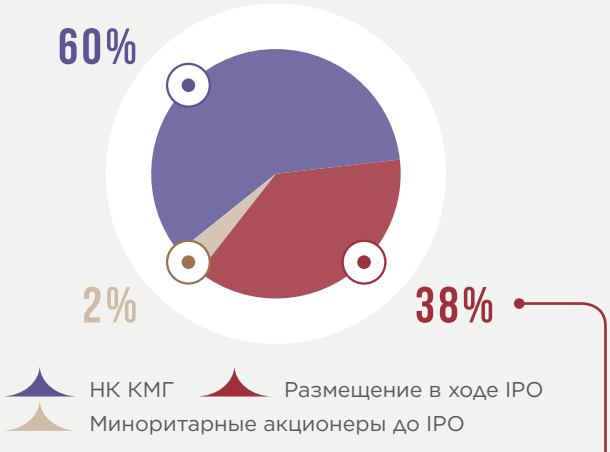
Даурен Карабаев,
Исполнительный вице-президент,
финансовый директор АО НК «КазМунайГаз»,
Председатель Совета директоров РД КМГ

ОБЗОР ИСТОРИИ РД КМГ КАК ПУБЛИЧНОЙ КОМПАНИИ

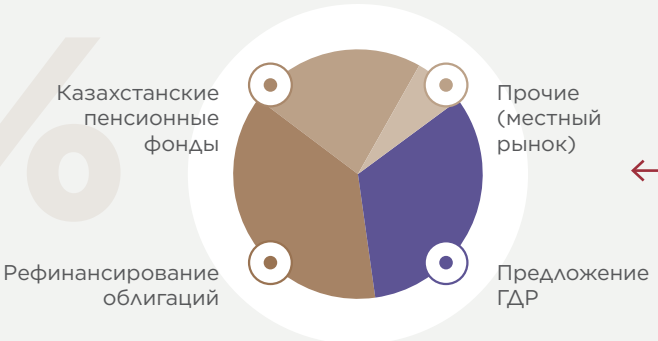
ПЕРВИЧНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ АКЦИЙ (IPO)

В сентябре 2006 г. РД КМГ разместила 38% своих акций на фондовом рынке: в форме простых акций на Казахстанской фондовой бирже, и в форме глобальных депозитарных расписок (ГДР) на Лондонской фондовой бирже, в результате чего привлекла свыше 2 миллиардов долларов США.

СТРУКТУРА АКЦИОНЕРОВ НА МОМЕНТ IPO (ПРОСТЫЕ АКЦИИ)



IPO: СТРУКТУРА РАЗМЕЩЕНИЯ



* 100% = добыча ОМГ и ЭМГ в 2017 году и 2P запасы ОМГ и ЭМГ на конец 2017 года.

** Срок окупаемости приобретения рассчитан как период времени, в течение которого полученные дивиденды покрыли затраты на приобретения.

ПРИОБРЕТЕНИЕ 50% В СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

Сделка по приобретению 50%-ной доли в «Казгермунае», завершившаяся в апреле 2007 г., вывела РД КМГ на второе место в Казахстане по добыче нефти. Сумма сделки составила 969 миллионов долларов США.

Приобретение доли в «Казгермунае» позволило увеличить* суммарные запасы нефти на 6%, добычи — на 17%. Месторождения компании Казгермунай отличаются более низкой себестоимостью добычи и более высоким качеством нефти, чем основные месторождения РД КМГ. Данное приобретение окупилось в течение четырех лет**.

ПРИОБРЕТЕНИЕ 50% В CCEL («КАРАЖАНБАСМУНАЙ»)

Вторая крупная сделка — приобретение 50%-ной доли в CCEL — была завершена 12 декабря 2007 г.

CCEL разрабатывает месторождение Каражанбас, расположенное в Мангистауской области на западе Казахстана. В результате сделки суммарные запасы нефти РД КМГ выросли* на 17%, добыча — на 13%. Финансовая структура этой сделки обеспечивает приоритетную защиту интересов РД КМГ. По условиям сделки РД КМГ выплатила 150 миллионов долларов США из собственных средств второму акционеру — компании CITIC Group и получила право на приоритетный ежегодный доход в сумме 26,9 миллионов долларов США. Данное приобретение окупилось в течение 6 лет**.

ПРИОБРЕТЕНИЕ 33%-НОЙ ДОЛИ В «ПЕТРОКАЗАХСТАН ИНК.»

22 декабря 2009 г. РД КМГ завершила сделку по приобретению 33%-ной доли в «ПетроКазахстан Инк.» Группа компаний «ПетроКазахстан Инк.» занимается разведкой и добычей углеводородов, а также продажей нефти и нефтепродуктов. Вторым акционером «ПетроКазахстан Инк.» является китайская нефтегазовая компания CNPC Exploration and Development Company Ltd. (CNPC E&D).

В результате сделки суммарные запасы нефти РД КМГ выросли* на 4%, добычи — на 13%. Данное приобретение окупилось в течение 3-х лет**.

ЛИСТИНГ ПРИВИЛЕГИРОВАННЫХ АКЦИЙ КОМПАНИИ НА КФБ И ЗАПУСК ПРОГРАММЫ ИХ ОБРАТНОГО ВЫКУПА

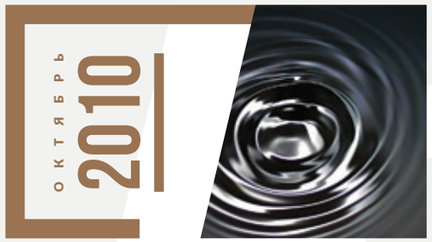
По решению Совета директоров осуществлен листинг привилегированных акций РД КМГ на Казахстанской фондовой бирже (КФБ) и начата реализация программы их выкупа, которая заметно оживила фондовый рынок Казахстана, составив значительную долю операций в 2011 году. Завершившись в ноябре 2011 г., программа позволила выкупить более двух миллионов акций на общую сумму более 37 млрд тенге.

ПРОГРАММА ОБРАТНОГО ВЫКУПА АКЦИЙ КОМПАНИЙ

Совет директоров РД КМГ одобрил программу обратного выкупа акций Компании на общую сумму до 350 млн долларов США. Начало реализации программы обратного выкупа своих акций — 24 ноября 2008 г., завершение — 31 октября 2009 г.

ПРИОБРЕТЕНИЕ 11% АКЦИЙ КОМПАНИИ КИТАЙСКОЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ КОРПОРАЦИЕЙ

Государственный инвестиционный фонд Китайской Народной Республики China Investment Corporation (CIC) объявил о приобретении около 11% акций Компании в форме глобальных депозитарных расписок на сумму 939 млн долларов США. Рынок отреагировал на это приобретение повышением стоимости акций РД КМГ на 11%.



РД КМГ ОТКРЫЛА ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ НА БЛОКЕ ЛИМАН

Компания сообщила об открытии залежи нефти на разведочном блоке Лиман. Залежь располагается на южном склоне соляного купола Новобогатинск и находится в непосредственной близости от разрабатываемого ПФ «Эмбамунайгаз» нефтяного месторождения Новобогатинское Юго-Восточное в 70 км к западу от г. Атырау.

Фонтанный приток нефти получен в первой разведочной скважине на глубине более 1 200 метров из отложений среднего триаса.

* 100% = добыча ОМГ и ЭМГ в 2017 году и 2P запасы ОМГ и ЭМГ на конец 2017 года.

** Срок окупаемости приобретения рассчитан как период времени, в течение которого полученные дивиденды покрыли затраты на приобретения.

ПРИОБРЕТЕНИЕ 50% АКЦИЙ URAL GROUP LIMITED, ЯВЛЯЮЩЕЙСЯ ЕДИНСТВЕННЫМ УЧАСТНИКОМ В ТОО «УРАЛ ОЙЛ ЭНД ГАЗ»

Компания заключила соглашение о приобретении 50% акций в компании Ural Group Limited (UGL), являющейся единственным участником в ТОО «Урал Ойл энд Газ», обладающей правом недропользования на проведение разведки углеводородов на Федоровском блоке, расположенном в Западно-Казахстанской области.

ПРОГРАММА ПО ОБРАТНОМУ ВЫКУПУ АКЦИЙ КОМПАНИИ

Программа длилась год — с октября 2011 до 31 декабря 2012 года. За этот период Компания выкупила 19 461 простых акций и 14 386 605 ГДР на общую сумму 263 млн долларов США.

РД КМГ ЗАВЕРШАЕТ СДЕЛКУ ПО ПРИОБРЕТЕНИЮ РАЗВЕДОЧНОГО БЛОКА «КАРПОВСКИЙ СЕВЕРНЫЙ»

Компания объявила о закрытии сделки по приобретению у ТОО «ГазМұнайӨнім» 100% акций АО «Карповский Северный», обладающего правом недропользования по Контракту на разведку нефти, газа и конденсата на участке «Карповский Северный» в Западно-Казахстанской области РК. Сумма сделки — 59 млн долларов США.

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ПФ ОМГ И ЭМГ В АО

Совет директоров принял решение преобразовать производственные филиалы в акционерные общества, 100% акций которых будут принадлежать РД КМГ. Данные преобразования включали передачу создаваемым акционерным обществам основных средств и прав на недропользование при получении предусмотренных законодательством согласований государственных органов.

РД КМГ РЕАЛИЗОВАЛА 49-ПРОЦЕНТНУЮ ДОЛЮ В АО «КАРПОВСКИЙ СЕВЕРНЫЙ»

РД КМГ заключила договор купли-продажи с MOL Hungarian Oil and Gas Plc. по реализации 49% пакета акций в АО «Карповский Северный», обладающего правом недропользования по Контракту на разведку нефти, газа и конденсата на участке «Карповский Северный» в Западно-Казахстанской области РК.

ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКСАЙ

Введено в эксплуатацию нефтегазовое месторождение Аксай, лицензия на разработку которого принадлежит компании Казгермунай в Кызылординской области.

ПЕРЕХОД НА СХЕМУ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССИНГА НЕФТИ

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.

ОТКРЫТИЕ НОВОЙ ЗАЛЕЖИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ РОЖКОВСКОЕ, БЛОК ФЕДОРОВСКИЙ

Разведкой занимается ТОО «Урал Ойл энд Газ», единственным участником которого является Ural Group Limited, 50% акций которого РД КМГ приобрел в 2011 году. Открытие залежи подтверждает высокий потенциал этого актива.

ОТЗЫВ ПРЕДЛОЖЕНИЯ НК КМГ ПО ВЫКУПУ АКЦИЙ РД КМГ

Независимые директора Компании получили уведомления от НК КМГ о том, что НК КМГ отзывает свое предложение о возможном приобретении простых акций РД КМГ по цене 18,50 долларов США за ГДР. Предварительно объявление НК КМГ было сделано в июле 2014 года.

ВНЕОЧЕРЕДНОЕ ОБЩЕЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ

3 августа 2016 года состоялось внеочередное собрание акционеров, на котором независимые акционеры проголосовали Против Решений 1 и 2 касательно внесения изменений в Договор о взаимоотношениях и Устав Компании. 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 Циркуляре НК КМГ.

ОМГ УСТАНОВЛЕНА ПОНИЖЕННАЯ СТАВКА НДПИ НА 2016 ГОД

ОМГ получило положительное решение по своей заявке на временную пониженную ставку налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для месторождений Узень и Карамандыбас. Ставка НДПИ установлена на уровне 9% на весь 2016 год. Экономический эффект составил 15 млрд тенге в 2016 году.

РД КМГ ПРИОБРЕЛА 49% АКЦИЙ КОМПАНИИ KS EP INVESTMENTS BV, ОБЛАДАЮЩЕЙ 100% ДОЛЕЙ УЧАСТИЯ В ТОО «КАРПОВСКИЙ СЕВЕРНЫЙ»

Компания приобрела 49% акций компании KS EP Investments BV, которая владеет 100% долей участия в ТОО «Карповский Северный» («КС») у MOL Hungarian Oil and Gas Plc. за 1 (один) доллар США и стала единственным акционером KS EP Investments BV со 100%-й долей участия в КС.

РЕШЕНИЕ КОМПАНИИ О ДОБРОВОЛЬНОМ ДЕЛИСТИНГЕ И ВЫКУПЕ СВОИХ АКЦИЙ С КФБ И ГДР С ЛФБ

Компания объявляет о намерении осуществить тендерное предложение (далее — «Тендерное предложение в отношении ГДР») по выкупу всех своих выпущенных ГДР по цене 14 долларов США за одну ГДР, что представляет собой премию в размере 23,7 процентов к средневзвешенной по объему за 30 дней цене ГДР по состоянию на 1 декабря 2017 г., равной 11,32 доллара США.

О ВЫКУПЕ МИНОРИТАРНОЙ ДОЛИ И ДЕЛИСТИНГЕ

Данный раздел содержит обзор действий Компании и ее акционеров по выкупу ГДР и простых акций РД КМГ, принадлежащих миноритарным акционерам, и последующему прекращению листинга этих ценных бумаг. Представленная здесь обзорная информация не заменяет официальных документов по данной сделке, в частности, Циркуляра от 8 декабря 2017 г. «Тендерное предложение на покупку ГДР и исключение ГДР из официального списка и отмена допуска к обращению на Лондонской фондовой бирже» (http://kmgep.kz/rus/investor_relations/tender_offer/?cid=28), материалов и протоколов последующих собраний акционеров и иных документов, относящихся к сделке. Акционеры Компании должны руководствоваться указанным циркуляром, решениями Совета директоров и собраний акционеров для принятия решений о своих действиях в связи с данной сделкой.

В первые годы после первичного размещения акций (IPO) в 2006 г. Компания успешно реализовывала свою стратегию развития. Средства, привлеченные на IPO, а также права, полученные Компанией от НК КМГ в рамках IPO, были использованы для покупки важных добывающих активов на суше – долей в компаниях «Казгермунай», «Каражанбасмунай», «ПетроКазахстан». Эти активы позволили Компании диверсифицировать свою ресурсную базу и снизить средние затраты на производство, в то же время обеспечивая ей выручку в виде дивидендов.

В 2011 г. имели место трудовые конфликты на крупнейшем предприятии Компании. Эти конфликты привели к снижению объема производства, а также повышению затрат, в основном, за счет выделения дополнительных средств с целью снижения социальной напряженности и восстановления трудовой дисциплины. НК КМГ оказала значительное содействие разрешению этих конфликтов.

С 2011 г. по сегодняшний день Компания целенаправленно сфокусирована на стабилизации производства и обеспечении контроля над затратами. При этом РД КМГ эксплуатирует в основном месторождения на поздней стадии разработки, на которых расходы на поддержание добычи остаются относительно высокими и требуют растущих инвестиций в связи со снижением уровня добычи. Кроме того, социальные обязательства Компании растут, что ограничивает ее способность контролировать будущие затраты.

В то же время из-за разногласий различных групп акционеров и их представителей в Совете директоров, Компания не смогла воспользоваться большим объемом свободных денежных средств для создания акционерной стоимости через новые приобретения или возврат денежных средств акционерам посредством выплаты дивидендов.

Хозяйственная и операционная деятельность РД КМГ и НК КМГ существенно сопряжены. НК КМГ оказывает РД КМГ помощь в решении социальных и налоговых проблем, с которыми сталкивается РД КМГ. При этом права НК КМГ в отношении РД КМГ ограничены условиями Договора о взаимоотношениях по сравнению с правами, которые предусмотрены Законом об АО.

Исходя из опыта своего взаимодействия РД КМГ и НК КМГ сделали вывод о том, что отсутствие согласия между различными интересами держателей ГДР и акционеров Компании, с одной стороны, и НК КМГ, с другой стороны, требует урегулирования.

Помимо этого, НК КМГ и РД КМГ считают, что необходим полный операционный контроль НК КМГ над РД КМГ, так как у НК КМГ существует больше социальных обязательств, чем у других акционеров. Статус НК КМГ как государственной национальной компании может потребовать от нее полной поддержки РД КМГ в случаях, когда у РД КМГ не будет достаточно средств для сохранения уровня трудовой занятости местного населения на принадлежащих ей предприятиях.

ВАРИАНТЫ ДЕЙСТВИЙ АКЦИОНЕРОВ

Компания предприняла шаги для обеспечения удобных условий для реализации всеми категориями акционеров своих прав наиболее эффективным для них способом. С учетом требований законодательства и Устава Компании возможные варианты действий акционеров включали:

1. Участие в тендерном предложении на внебиржевой основе для держателей ГДР. (Удерживается казахстанский налог у источника выплаты. Срок участия истек 8 марта).
2. Участие в тендере на КФБ для держателей ГДР. (Без начисления казахстанского налога у источника выплаты, вне зависимости от того, являются ли держатели ГДР казахстанскими резидентами. Компания организовала возможность участия в тендере через брокера SBI без комиссии. Срок подачи заявок истек 8 марта).
3. Участие в предложении для держателей простых акций (на экономических условиях, эквивалентных предложению для держателей ГДР, в соответствии с решением ВОСА, срок подачи заявок истек 12 марта).
4. Оставаться держателем ГДР или простых акций (акционерам следует учитывать прекращение листинга, изменения Устава и прекращение действия Договора о взаимоотношениях).

08 ДЕКАБРЯ 2017 Г.

Объявление о Тендерном предложении и начало периода его действия.

Цена предложения — 14 долларов США за 1 ГДР.

20 ДЕКАБРЯ 2017 Г.

Листинг ГДР на Казахстанской фондовой бирже.

Для организации тендера на КФБ.

22 ЯНВАРЯ 2018 Г.

ВОСА 1 для утверждения некоторых поправок в Методологии оценки акций.

89,5% голосов было отдано за принятие резолюции.

23 ЯНВАРЯ 2018 Г.

Объявление о Предложении об акциях.

Цена предложения — 84 доллара США за 1 акцию, эквивалентно предложению для держателей ГДР.

23 ЯНВАРЯ 2018 Г.

Объявление результатов Тендерного предложения.

РД КМГ получила должным образом оформленные уведомления о принятии в отношении 119 741 576 или приблизительно 87% ГДР в обращении. Тендерное предложение открыто для принятия до 8 марта 2018 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ НЕЗАВИСИМЫХ ДИРЕКТОРОВ

Независимые неисполнительные директора, консультации которым оказывали Rothschild и HSBC в качестве финансовых консультантов, считают, что Предложение (о выкупе ГДР и обыкновенных акций, см. подробнее Циркуляр) является справедливым и составлено в наилучших интересах держателей ГДР и держателей обыкновенных акций в целом. Соответственно, ННД единогласно рекомендуют держателям ГДР принять Тендерное предложение.

РЕКОМЕНДАЦИИ ISS И GLASS LEWIS

Лидирующие консультационные компании в области корпоративного управления — ISS (Institutional Shareholder Services) и Glass Lewis, в своих отчетах выступили с рекомендацией голосовать за решение, предложенное на предстоящем Внеочередном Общем собрании акционеров («ВОСА 1»), которое состоялось 22 января 2018 года.

ИЗМЕНЕНИЯ В УСТАВЕ

Далее приводятся основные поправки к Уставу, которые соответствуют требованиям законов Казахстана и которые были утверждены 12 марта 2018 года на ВОСА 2:

a. изменить необходимое большинство голосов для принятия акционерами резолюций, относящихся к определенным вопросам, указанным в Уставе, в том числе исключение ценных бумаг Компании из биржевого списка и внесение изменений в Устав с квалифицированного большинства (например, 75%) от общего числа голосующих акций на простое большинство голосов, использованное на собрании;
b. изменить требование о том, что Совет директоров принимает решения по определенным вопросам, указанным в Уставе, большинством голосов директоров (включая большинство голосов независимых членов Совета директоров), присутствующих на соответствующем собрании, на принятие таких решений простым

19 ФЕВРАЛЯ 2018 Г.

Первая дата расчетов по Тендерному предложению и Предложению об акциях.

РД КМГ приобрела в общей сложности 134 070 054 ГДР и 320 688 простых акций в обращении, что на 31 января 2018 г. составляли приблизительно 97,7% всех ГДР в обращении и 32,3% выпущенных простых акций (включая простые акции, представленные в форме ГДР) на общую сумму 1 878 млн долларов США.

12 МАРТА 2018 Г.

ВОСА 2 для утверждения Исключения из биржевого списка и принятия некоторых изменений в Уставе Правки в Депозитарном договоре становятся действительными.

Предложенные резолюции были полностью приняты на ВОСА 2. 11 апреля 2018 года, РД КМГ направит заявку на делистинг ГДР и простых акций с ЛФБ и КФБ.

05 АПРЕЛЯ 2018 Г.

Финальная Дата расчетов по Тендерному предложению и Предложению об акциях.

РД КМГ приобрела в общей сложности 135 454 910 ГДР и 336 584 простых акций в обращении, что на 18 февраля 2018 г. составляли приблизительно 98,7% всех ГДР в обращении и 32,6% простых акций (включая простые акции, представленные ГДР) в обращении на общую сумму 1 898 млн долларов США.

10 МАЯ 2018 Г.

Прекращение листинга простых акций и ГДР на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах.

11 апреля 2018 года Компания направила заявки на делистинг ГДР и простых акций на ЛФБ и КФБ.

большинством голосов директоров, присутствующих на собрании;

c. удалить положение о праве независимых членов Совета директоров привлекать профессиональных консультантов для составления рекомендаций за счет Компании (без ущерба каким-либо договорам, заключенным до ВОСА 2);

d. изменить требование об утверждении повестки дня всех совещаний Совета директоров большинством независимых членов Совета директоров, присутствующих на соответствующем совещании, на простое большинство голосов всех присутствующих на совещании директоров;

e. изменить требования к кворуму, необходимому для проведения должным образом созванного Совета директоров, с двух третей на половину всех директоров;

f. изменить требование о том, чтобы две трети состава независимых членов Совета директоров присутствовали на заседании Совета директоров.

Цель предложений — позволить НК КМГ увеличить свой контроль над Компанией, а РД КМГ — перевести себя в разряд частных компаний путем исключения из биржевого списка ЛФБ и исключения из биржевого списка Казахстанской фондовой биржи, в то же время предоставив держателям ГДР и миноритарным владельцам обыкновенных акций возможность выгодно выйти из инвестиции.

Совет директоров РД КМГ понимает, что окончательная корпоративная структура после завершения всех операций будет определена компанией НК КМГ. Помимо прочих вариантов РД КМГ может остаться дочерней компанией или может быть реорганизована в соответствии с казахстанским законодательством, в частности с Законом «Об акционерных обществах».

Договор о взаимоотношениях и предусмотренные им меры защиты для держателей ГДР и миноритарных владельцев обыкновенных акций автоматически прекращают свое действие при исключении из Лондонского биржевого списка.

ОБРАЩЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА

КУРМАНГАЗЫ ИСКАЗИЕВ

В 2017 году РД КМГ удалось достичь успеха, основы которого были заложены в предыдущем году. Меры по поддержанию стабильной добычи на зрелых месторождениях, контроль операционных и капитальных затрат, использование и совершенствование доказавшей свою эффективность схемы процессинга нефти и маркетинга нефтепродуктов, – все это позволило Компании в прошедшем году получить впечатляющий результат. Чистая прибыль составила 195 млрд тенге (599 млн долларов США), свободный денежный поток на уровне 186 млрд тенге (570 млн долларов США), а прирост чистых денежных средств – 167 млрд тенге (512 млн долларов США) до 1 339 млрд тенге (4,0 млрд долларов США) на конец года.

ДОБЫЧА И КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

В 2017 году Компания выполнила задачу по поддержанию добычи на стабильном, оптимальном уровне, несмотря на то, что добыча Компании ведется на месторождениях, наибольшая часть которых прошла пик производительности.

Суммарный объем добычи на наших основных активах, «Озенмунайгаз» (ОМГ) и «Эмбамунайгаз» (ЭМГ), составил в 2017 году 8 320 тыс. тонн (168 тыс. баррелей в сутки), что на 1% меньше по сравнению с 2016 годом. При этом ЭМГ добыло на 0,3% нефти больше,

чем в предыдущем году, что частично компенсировало снижение добычи в ОМГ.

С учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), АО «Каражанбасмунай» (CCEL) и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) Компания в 2017 году добыла 11 868 тыс. тонн нефти (240 тыс. баррелей в сутки), то есть, на 2% меньше, чем в 2016 году. Основной фактор сокращения данного показателя – естественное, плановое снижение добычи нефти в ПКИ и КГМ.

11 868 ТЫС. ТОНН

ДОБЫЧА НЕФТИ В 2017 ГОДУ (С УЧЕТОМ ДОЛЕЙ В КГМ, КБМ И ПКИ)

Не менее успешной была и работа по возмещению углеводородной базы Компании. В соответствии с независимой оценкой запасов, проведенной компанией «ДеГольер энд МакНотон», коэффициент восполнения 2P запасов в 2017 году составил 100% в ОМГ и ЭМГ.

Капитальные вложения в 2017 году составили 111 млрд тенге (341 млн долларов США), приблизительно на уровне предыдущего года. В соответствии с утвержденным в декабре 2017 года пятилетним бизнес-планом, Компания планирует небольшое увеличение капитальных вложений в 2018 году и снижение до среднего уровня в 118 млрд тенге (347 млн долларов США) в год в 2019-2022 годах.

«В 2017 ГОДУ КОМПАНИЯ ВЫПОЛНИЛА ЗАДАЧУ ПО ПОДДЕРЖАНИЮ ДОБЫЧИ НА СТАБИЛЬНОМ, ОПТИМАЛЬНОМ УРОВНЕ, НЕСМОТРЯ НА ТО, ЧТО ДОБЫЧА КОМПАНИИ ВЕДЕТСЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, НАИБОЛЬШАЯ ЧАСТЬ КОТОРЫХ ПРОШЛА ПИК ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ.»

Отмечу, что в 2017 году было завершено строительство установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на Прорвинской группе месторождений АО «Эмбамунайгаз». После завершения пусконаладочных работ и ввода в эксплуатацию, на УКПГ будут производиться товарный газ, товарная гранулированная сера, стабильный газовый конденсат. Запуск данной установки позволит Компании исключить сжигание газа на факелах на Прорвинской группе месторождений.

Еще одна важная инициатива – внедрение концепции интеллектуального месторождения на наших активах. В 2017 году мы начали тиражирование успешного опыта проекта цифровизации на 14 месторождениях группы компаний РД КМГ, таких как Узень, Каражанбас, Акшабулак, Прорвинская группа месторождений, Жанаталап и т.д. На эти месторождения приходится около 90% ежегодной добычи нефти и остаточных извлекаемых запасов нефти, где присутствует потенциал роста. Отмечу, что данный проект является одним из ключевых в рамках государственной программы «Цифровой Казахстан», предусматривающей повсеместное внедрение цифровых технологий для повышения конкурентоспособности различных отраслей экономики. Проект «Интеллектуальное месторождение» на примере месторождения УАЗ АО «Эмбамунайгаз» был презентован Главе государства в сентябре прошлого года.

В прошлом году был подписан ряд меморандумов о взаимопонимании и сотрудничестве с Российским государственным университетом нефти и газа имени И.М. Губкина (РГУ), с компанией «Аджип Карачаганак Б.В.» (Eni), а также с компанией «Шелл Казахстан» и Научно-исследовательским институтом технологий добычи и бурения «КазМунайГаз». В соответствии с вышеназванными меморандумами разработана концепция развития месторождений Узень и Карамандыбас с целью последующего изучения возможностей развития совместных проектов в разведке и добыче, совместного изуче-

2 533 ТЫС ТОНН

СЫРОЙ НЕФТИ БЫЛО ПОСТАВЛЕНО В 2017 ГОДУ НА КАЗАХСТАНСКИЕ НПЗ

ния реализации методов повышения нефтеотдачи, производственной эффективности на выбранных месторождениях, а также предусмотрена разработка мероприятий по обмену опытом. В рамках первого этапа реализации концепции завершены научно-исследовательские работы и начаты опытно-промышленные испытания. Также в этом году мы планируем начать разработку концепции на месторождении АО «Каражанбасмунай» с привлечением РГУ, а также разработку концепции на месторождениях ТОО «СП «Казгермунай» с привлечением Томского политехнического университета и Heriot-Watt University.

ПРОЦЕССИНГ НЕФТИ И МАРКЕТИНГ НЕФТЕПРОДУКТОВ

В апреле 2016 года Компания перешла к схеме процессинга нефти и реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке Республики Казахстан.

В 2017 году Компания реализовала 2 388 тыс. тонн нефтепродуктов. По состоянию на начало 2018 года, доля РД КМГ составляла около 16% от общего объема светлых нефтепродуктов, произведенных на казахстанских НПЗ.

КАДРОВАЯ ПОЛИТИКА И СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ

Наша ключевая ценность — это люди, и Компания повсеместно прилагает усилия по сохранению социальной стабильности в регионах присутствия и обеспечению достойного уровня жизни населения. Новый коллективный договор сроком на 3 года был подписан с трудовым коллективом АО «Озенмунайгаз» в августе 2017 года. Условиями договора, как и раньше, предусматриваются ежемесячные и премиальные выплаты, оплата медицинского страхования и расходы на повышение квалификации. Кроме того, Компания приняла активное участие в международной выставке ЭКСПО, которая проходила в Астане с 10 июня по 10 сентября 2017 года. Выставку посетили и познакомились с современными «зелеными» технологиями 5 920 сотрудников Компании.

Компания ценит вклад всех своих работников и предоставляет им широкие возможности для раскрытия собственного потенциала и карьерного роста. В целях поддержания стабильного уровня добычи, улучшения производственной эффективности, Компания уделяет особое внимание обучению производственного персонала. В 2017 году 1,6 млрд тенге

было направлено на повышение квалификации 49 071 работника группы компаний РД КМГ, включая 36 299 работников производственного персонала.

Компания продолжает активно реализовывать социальные проекты. Так, в 2017 году на различные социальные проекты в Атырауской и Мангистауской областях было выделено 1,9 миллиарда тенге (6 млн долларов США). В частности, необходимое финансирование было направлено на ремонт автомобильных дорог, благоустройство городских микрорайонов, создание социальных рабочих мест. Была проведена работа с местным населением и исполнительными органами, чтобы определить их актуальные потребности и в этом направлении были реализованы социальные проекты.

1,9 МЛРД ₸

ВЫДЕЛЕНО В 2017 Г. НА СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ В АТЫРАУСКОЙ И МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТЯХ

ДЕЛИСТИНГ И БОЛЕЕ ТЕСНАЯ ИНТЕГРАЦИЯ С НК КМГ

Хотелось бы остановиться на важном корпоративном событии Компании 2017 года по достигнутому акционерами конструктивному соглашению об обратном выкупе у миноритарных держателей простых акций и глобальных депозитарных расписок, а также о последующем прекращении листинга указанных ценных бумаг на Лондонской и Казахстанской фондовых биржах.

Несмотря на важность данного решения для стратегического развития Компании, хочу подчеркнуть, что цели нашей каждодневной, операционной деятельности остаются неизменными. Мы продолжим работу на зрелых месторождениях, по-прежнему будем прилагать усилия по повышению коммерческой эффективности и неизменно следовать приоритетам в области социальной политики в регионах присутствия. Задача менеджмента была и остается в том, чтобы получить максимальный долгосрочный экономический эффект от эксплуатации активов Компании, не забывая при этом про социальные обязательства. Именно эту задачу перед нами ставили все акционеры, и я признателен им за постоянную поддержку, которая сохранялась независимо от состояния отношений между различными группами акционеров в тот или иной момент.

Уверен, что каждый сотрудник РД КМГ в условиях более тесной интеграции в составе группы компаний НК КМГ найдет для себя новые возможности для применения своего опыта, знаний и деловых качеств.

В этой связи хотел бы поблагодарить всех работников Компании за достигнутые в 2017 году результаты и готовность идти к новым трудовым достижениям.

Курмангазы Исказиев,
Генеральный директор,
(Председатель Правления)

КЛЮЧЕВЫЕ СОБЫТИЯ ГОДА

1-Й КВАРТАЛ

- Независимая консалтинговая фирма «DeGolyer and MacNaughton» (D&M) провела оценку запасов жидких углеводородов по состоянию на 31 декабря 2016 года. Согласно отчету D&M, доказанные и вероятные запасы (2P) жидких углеводородов без учета долей Компании в ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), CCEL («Каражанбасмунай») и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) составили 145 млн тонн (1 061 млн баррелей), что на 4% меньше, чем по оценке на конец 2015 года. Доказанные запасы (1P) жидких углеводородов составили 93 млн тонн (684 млн баррелей), а доказанные, вероятные и возможные запасы (3P) – 196 млн тонн (1 433 млн баррелей).
- Компания получила положительные результаты апелляции по налоговой проверке за 2009-2012 годы, согласно которым Комитетом государственных доходов Министерства финансов Республики Казахстан первоначальная сумма налоговых претензий была снижена на 25 млрд тенге — до 13,5 млрд тенге.
- За первые три месяца 2017 года совокупный объем добычи РД КМГ составил 2 904 тыс. тонн сырой нефти (238 тыс. баррелей в сутки) с учетом долей Компании в КГМ, CCEL и ПКИ, что на 5% меньше, чем за аналогичный период 2016 года.
- Выручка в первые три месяца 2017 года составила 214 млрд тенге (663 млн долларов США), что на 76% выше, чем в аналогичном периоде 2016 года. Чистая прибыль — 2,3 млрд тенге (7 млн долларов США), сумма чистых денежных средств на 31 марта 2017 года — 1 143 млрд тенге (3,6 млрд долларов США), капитальные вложения составили 18 млрд тенге (55 млн долларов США), что на 37% меньше, чем в первом квартале 2016 года.

2-Й КВАРТАЛ

- Избран новый состав Совета директоров РД КМГ со сроком полномочий на один год — до 23 мая 2018 года включительно. В состав Совета директоров вошли три новых члена — Даурен Карабаев и Ардак Мукушов, в качестве представителей АО «Национальная компания «КазМунайГаз», сменив Серика Абденова и Асию Сыргабекову, а также Фрэнсис Соммер был избран в состав Совета директоров в качестве независимого неисполнительного директора РД КМГ, сменив Эдварда Уолша. На заседании Совета директоров Игорь Гончаров, старший вице-президент по добыче нефти и газа НК КМГ, был вновь избран председателем Совета директоров РД КМГ.
- Решением годового общего собрания акционеров (ГОСА) принято решение о выплате дивидендов по акциям (простым и привилегированным) по итогам 2016 года в размере 289 тенге (включая налоги, удерживаемые в соответствии с законодательством РК). Общая сумма дивиденда составит около 19,8 млрд тенге (около 63 млн долларов США), или 15% от консолидированной чистой прибыли Компании за 2016 год.
- РД КМГ приобрела 49% акций компании KS EP Investments BV, владеющей 100% долей участия в ТОО «Карповский Северный» («КС») у MOL Hungarian Oil and Gas Plc. за 1 доллар США, став единственным акционером KS EP Investments BV со 100%-процентной долей участия в КС. Все необходимые разрешения регулирующих органов получены. Компания реализовала свое приоритетное право выкупа доли в КС в соответствии с Соглашением акционеров.
- Изменения в составе Правления Компании, в которое по решению Совета директоров вошли Куанышбай Нургалиев, управляющий директор по производству и разработке месторождений, и Бекмурат Найзабеков, управляющий директор по маркетингу, закупкам и реализации нефти, сменив Даулетжана Хасанова и Каирбека Елеусинова.
- В течение первого полугодия 2017 года консолидированная добыча с учетом долей в КГМ, CCEL и ПКИ составила 5 885 тыс. тонн сырой нефти (240 тыс. баррелей в сутки), что на 3% меньше, чем в аналогичном периоде 2016 года. Реализация нефтепродуктов за первые шесть месяцев 2017 года в соответствии со схемой самостоятельного процессинга нефти составила 1 282 тыс. тонн нефтепродуктов.
- Выручка Компании за первые шесть месяцев 2017 года составила 437 млрд тенге (1 371 млн долларов США), что на 39% выше, чем в аналогичном периоде 2016 года. Рост выручки в основном связан с увеличением цены нефти сорта Brent на 30%, более высокой долей экспортных поставок и переходом на схему процессинга нефти с апреля 2016 года, что было частично нивелировано снижением среднего обменного курса тенге к доллару США на 8%. Чистая прибыль первых шести месяцев 2017 года составила 88 млрд тенге (276 млн долларов США), в то время как показатель за тот же период 2016 года составил 17 млрд тенге (50 млн долларов США). Сумма чистых денежных средств на 30 июня 2017 года составила 1 286 млрд тенге (4,0 млрд долларов США), что на 347 млн долларов США выше по сравнению с суммой чистых денежных средств по состоянию на конец первого квартала 2017 года.

3-Й КВАРТАЛ

- В сентябре Компания провела очередное заседание Совета директоров, на котором был избран новый председатель Совета директоров РД КМГ. Им стал Даурен Карабаев — исполнительный вице-президент — финансовый директор НК КМГ, который сменил на посту Игоря Гончарова в связи с его уходом из НК КМГ.
- РД КМГ с учетом принадлежащих ей долей в КГМ, CCEL и ПКИ добыла 8 884 тыс. тонн сырой нефти (239 тыс. баррелей в сутки) за девять месяцев 2017 года, что на 3% меньше, чем за тот же период 2016 года. В январе-сентябре 2017 года РД КМГ реализовала 1 774 тыс. тонн нефтепродуктов в соответствии со схемой самостоятельного процессинга нефти.
- Выручка за первые девять месяцев 2017 года составила 666 млрд тенге (2 059 млн долларов США), что на 29% выше, чем в аналогичном периоде 2016 года. Чистая прибыль за первые девять месяцев 2016 года составила 168 млрд тенге (521 млн долларов США), чистые денежные потоки от операционной деятельности составили 184 млрд тенге (570 млн долларов США). Сумма чистых денежных средств на 30 сентября 2017 года составила 1 360 млрд тенге (4,0 млрд долларов США).

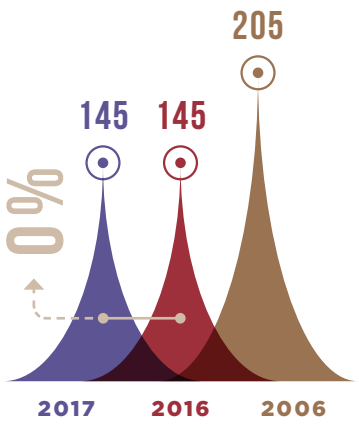
4-Й КВАРТАЛ

- Компания провела ВОСА, на котором в состав Совета директоров РД КМГ избран Олег Карпушин, исполнительный вице-президент по добыче, разведке и нефтесервисам НК КМГ вместо Игоря Гончарова, чьи полномочия в качестве члена Совета директоров РД КМГ были досрочно прекращены.
- СД Компании утвердил бюджет на 2018 год и бизнес-план на 2018-2022 годы. Бюджет на 2018 год составлен исходя из прогноза цены на нефть марки Brent в размере 55 долларов США за баррель и курса 340 тенге за доллар США. Общий планируемый объем добычи в 2018 году в ОМГ и ЭМГ составляет 8,5 млн тонн (171 тыс. баррелей в сутки), что на 2% меньше утвержденного плана добычи в 2017 году, в основном, в результате снижения базовой добычи ОМГ в 2017 году. Планируется, что в 2018-2022 годы свободный денежный поток Компании будет положительным в основном благодаря позитивному эффекту от схемы самостоятельного процессинга нефти.
- Компания объявила о намерении осуществить выкуп своих ГДР по цене 14 долларов США за одну ГДР, что представляет собой премию в размере 23,7 процентов к средневзвешенной по объему за 30 дней цене ГДР по состоянию на 1 декабря 2017 г., равной 11,32 доллара США, и произвести делистинг с Лондонской фондовой биржи (ЛФБ) и Казахстанской фондовой биржи (КФБ).
- ГДР РД КМГ были включены в официальный список КФБ для реализации одного из вариантов их выкупа у миноритарных акционеров.
- За 2017 год РД КМГ с учетом принадлежащих ей долей в КГМ, CCEL и ПКИ добыла 11 868 тыс. тонн нефти (241 тыс. баррелей в сутки), что на 2% меньше, чем в 2016 году. Реализация нефтепродуктов в 2017 году в соответствии со схемой самостоятельного процессинга нефти, составила 2 388 тыс. тонн нефтепродуктов.
- Выручка за 2017 год увеличилась на 32% относительно предыдущего года и составила 956 млрд тенге (2 933 млн долларов США[3]). Чистая прибыль 2017 года составила 195 млрд тенге (599 млн долларов США), чистые денежные потоки от операционной деятельности — 218 млрд тенге (667 млн долларов США). Сумма чистых денежных средств на 31 декабря 2017 года составила 1 339 млрд тенге (4,0 млрд долларов США), что на 167 млрд тенге (512 млн долларов США) или 14% выше по сравнению с суммой чистых денежных средств по состоянию на 31 декабря 2016 года.

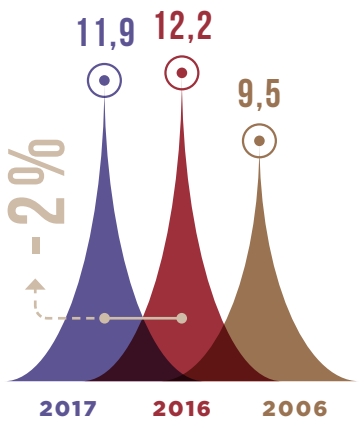
[3] Суммы переведены в доллары США исключительно для удобства читателей, по среднему обменному курсу за соответствующий период для консолидированного отчета о совокупном доходе и отчета о движении денежных средств и по курсу на конец периода для консолидированного отчета о финансовом положении (средние курсы за 2017 и 2016 гг. составляли 326,08 и 341,76 тенге за 1 доллар США, соответственно; курсы на конец периода на 31 декабря 2017 г. и 31 декабря 2016 г. составляли 332,33 и 333,29 тенге за 1 доллар США соответственно).

КЛЮЧЕВЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

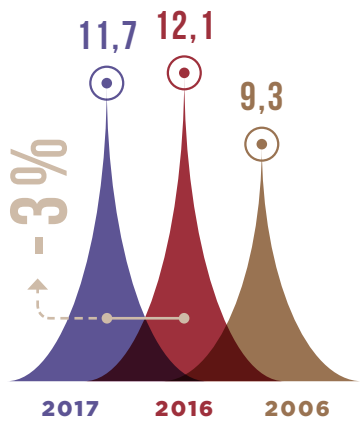
ЗАПАСЫ КАТЕГОРИИ 2Р,
млн тонн*



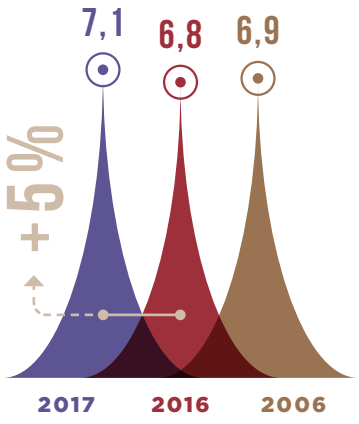
ДОБЫЧА НЕФТИ,
млн тонн в год**



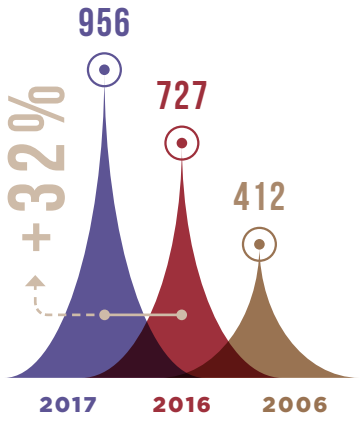
ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ,
млн тонн в год**



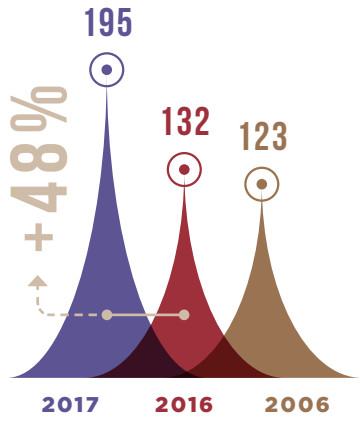
ЭКСПОРТ,
млн тонн в год**



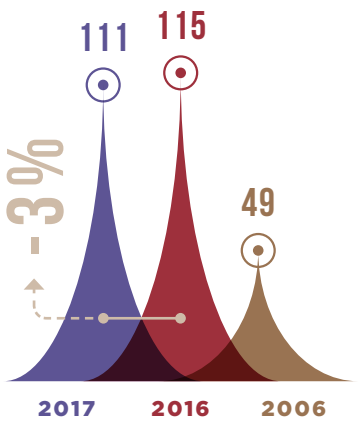
ВЫРУЧКА,
млрд тенге*



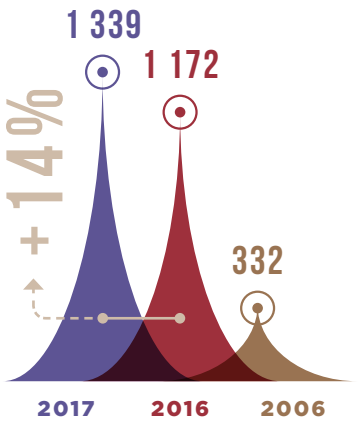
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ,
млрд тенге



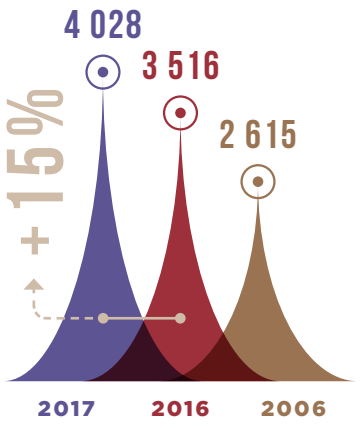
КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ,
млрд тенге*



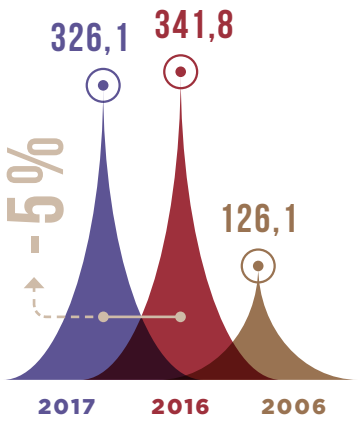
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА,
млрд тенге***



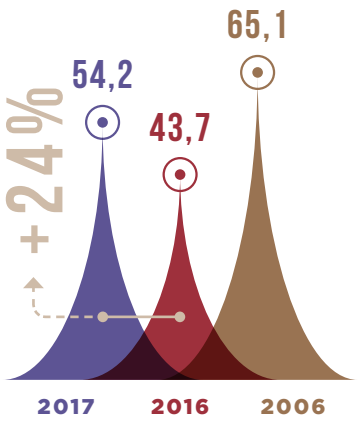
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА,
млн долларов США***



СРЕДНИЙ ОБМЕННЫЙ КУРС,
тенге за 1 доллар США



СРЕДНЯЯ ЦЕНА BRENT,
долларов США за баррелль



* Без учета долей в КГМ, CCEL и ПКИ.

** С учетом долей в КГМ, CCEL 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.

	2017	2016	Изменение
Средняя цена Brent (DTD)	54,19	43,73	24%
Уровень инфляции в Казахстане (%)	7,1%	8,5%	-16%
Средний обменный курс (тенге за 1 доллар США)	326,08	341,76	-5%
Обменный курс на отчетную дату (тенге за 1 доллар США)	332,33	333,29	0%

Источник: Национальный Банк Республики Казахстан

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН

Добыча нефти и конденсата в Казахстане в 2017 году составила 86,2 млн тонн нефти (110,5% по сравнению с 2016 годом и 102,1% по сравнению с планом на 2017 год). В 2018 году уровень добычи ожидается 87 млн тонн нефти в соответствии с прогнозом Министерства энергетики Республики Казахстан.

Объем экспорта нефти и конденсата из Казахстана по итогам 2017 года составил 69,8 млн тонн или около 81% 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 2017 году составил 14,9 млн тонн (102,7% по сравнению с 2016 годом). На Атырауском нефтеперерабатывающем заводе (АНПЗ) было переработано 4,7 млн тонн нефти, на Павлодарском нефтехимическом заводе (ПНХЗ) — 4,7 млн тонн нефти, а на Шымкентском нефтеперерабатывающем заводе (ПКОП) — 4,7 млн тонн нефти. В 2018 году в соответствии с индикативным планом переработки нефти и производства нефтепродуктов, утвержденным Министерством энергетики Республики Казахстан, планируется переработать 15,8 млн тонн нефти.

По итогам 2017 года около 28% от общего объема потребления бензина марки АИ-92 на внутреннем рынке было импортировано из России. По информации Министерства энергетики Республики Казахстан, в результате завершения модернизации вышеуказанных нефтеперерабатывающих заводов (модернизация АНПЗ и ПНХЗ завершена в 2017 году, а модернизация ПКОП, как ожидается, будет завершена 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

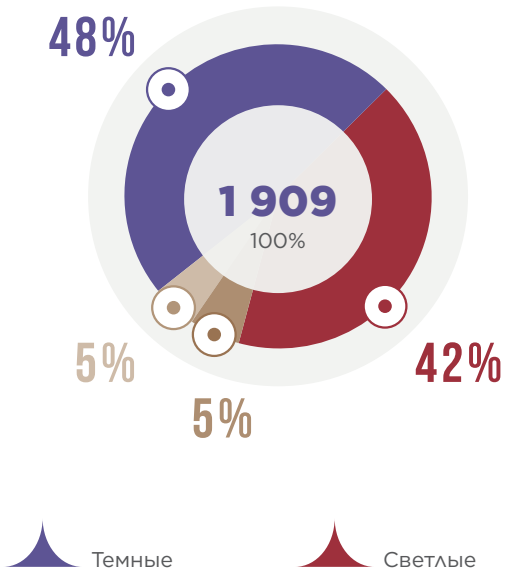
В соответствии со статьей 62 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года уполномоченный орган в области углеводородов — Министерство энергетики Республики Казахстан — реализует государственную политику в области углеводородов посредством формирования графиков поставки нефти для переработки на территории Республики Казахстан и за ее пределами для обеспечения потребностей внутреннего рынка нефтепродуктами. Также, в соответствии со статьей 130 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года в целях обеспечения потребностей внутреннего рынка нефтепродуктами РД КМГ обязана в соответствии с графиками поставки осуществлять поставку нефти для переработки на АНПЗ и ПНХЗ. Транспортировку нефти на экспорт можно производить после выполнения обязательств по поставкам нефти на внутренний рынок.

В 2017 году Компания поставила на внутренний рынок 2 533 тыс. тонн сырой нефти, из которой на АНПЗ и ПНХЗ было выработано 2 364 тыс. тонн нефтепродуктов. По итогам прошлого года всего реализация нефтепродуктов составила 2 388 тыс. тонн.

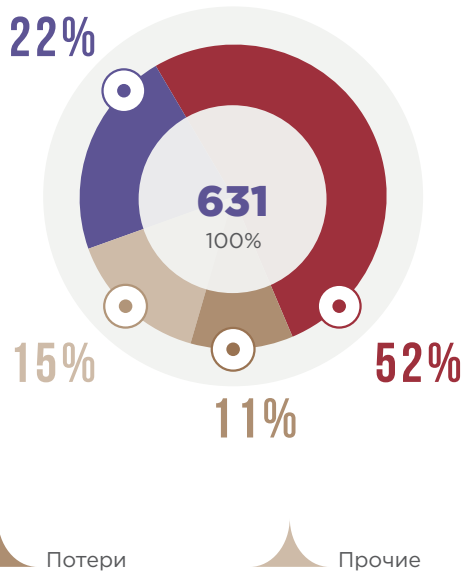
В 2017 году около 16% светлых нефтепродуктов, поставленных из казахстанских НПЗ на внутренний рынок, были произведены из ресурсов Компании.

Компания реализует светлые нефтепродукты, которые производятся на АНПЗ, преимущественно на внутреннем рынке. Темные и прочие нефтепродукты, такие как печное топливо, сера и коксы, отгружаются на экспорт. Все нефтепродукты, производимые на ПНХЗ, за исключением вакуумного газойля, были реализованы Компанией на внутреннем рынке.

ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ
2017 Г. — АНПЗ, тыс. тонн



ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ
2017 Г. — ПНХЗ, тыс. тонн



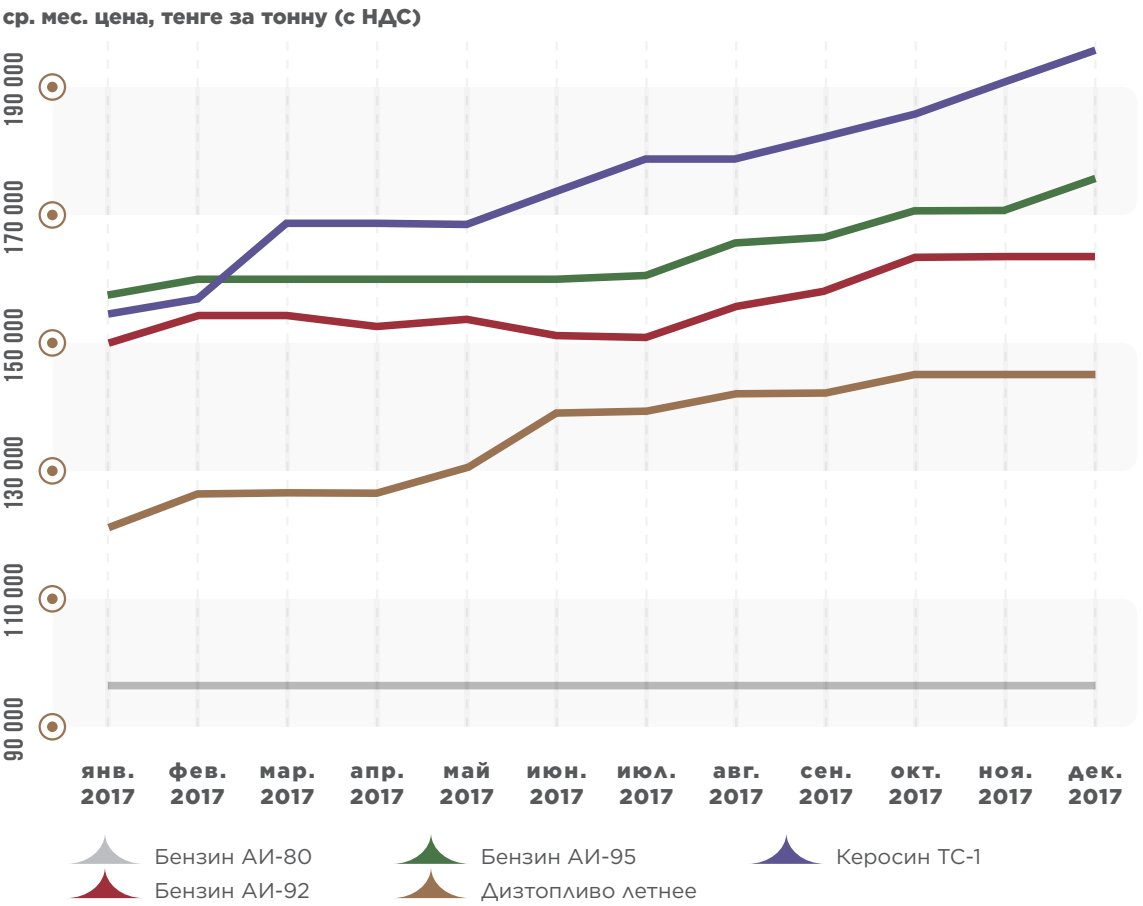
Основными факторами, влияющими на ценообразование нефтепродуктов, поставляемых на внутренний рынок, являются: затраты на переработку и транспортировку, налоговая нагрузка, различные пошлины, стоимость добычи нефти, а также макроэкономические факторы и законодательные ограничения Республики Казахстан.

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. В настоящее время государством регулируются только цены на бензин марки АИ-80, согласно внесенным 29 июля 2016 года поправкам 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 от регулирования цен на АИ-92/93 в целях исключения дефицита бензина этой марки. В августе 2016 году цены на дизельное топливо также были выведены из-под государственного регулирования. С момента отмены регулирования среднемесячная

ДИНАМИКА ЦЕН НА СВЕТЛЫЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ В 2017 ГОДУ



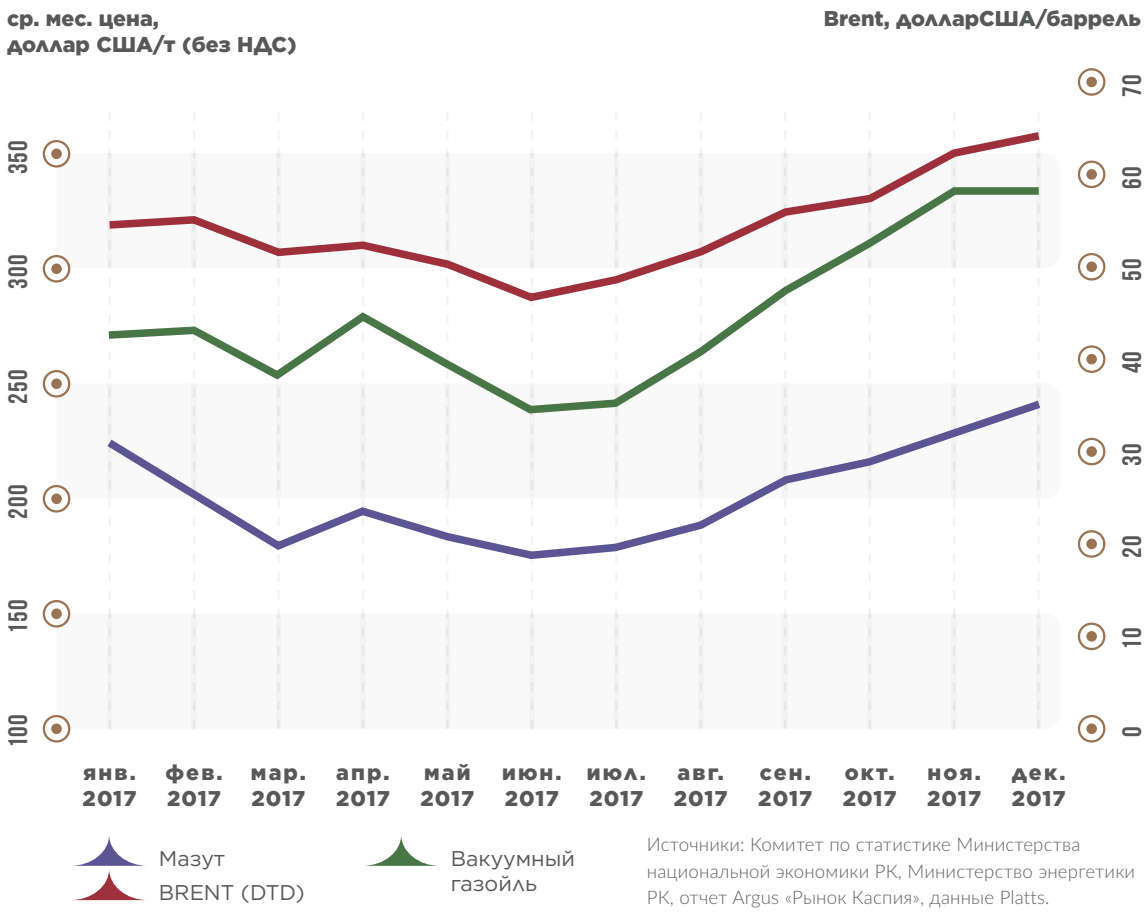
цена дизельного топлива на рынке к концу 2017 года выросла ориентировочно на 40%. Среднемесячные цены на высокооктановые бензины марки АИ-92 и АИ-95 показали положительную 10%-ную динамику роста в 2017 году, согласно данным Argus (отчет «Рынок Каспия»). Рост цен на авиакеросин ТС-1 составил порядка 27%, и был обусловлен значительной долей импортных поставок из Российской Федерации (более 45%) на фоне высоких цен в связи с возросшим спросом российских потребителей.

Высокая доля импорта дизельного топлива и бензина из России (от 16 до 28% общего объема потребления) оказывает значительное влияние на ценообразование на казахстанском рынке нефтепродуктов. В графике ниже представлена динамика изменения среднемесячных цен на светлые нефтепродукты (на условиях FCA НПЗ) в 2017 году, которые реализуются Компанией на внутреннем рынке в соответствии с самостоятельной схемой процессинга.

Что касается нефтепродуктов, экспортируемых с нефтеперерабатывающих заводов РК, 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 Компанией нефтепродукты, которые демонстрируют позитивную динамику роста в течение 2017 года и положительную корреляцию с изменением цен на нефть марки Brent.

ДИНАМИКА ЦЕН ЭКСПОРТИРУЕМЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРОИЗВОДСТВА АНПЗ В 2017 ГОДУ,



Источники: Комитет по статистике Министерства национальной экономики РК, Министерство энергетики РК, отчет Argus «Рынок Каспия», данные Platts.

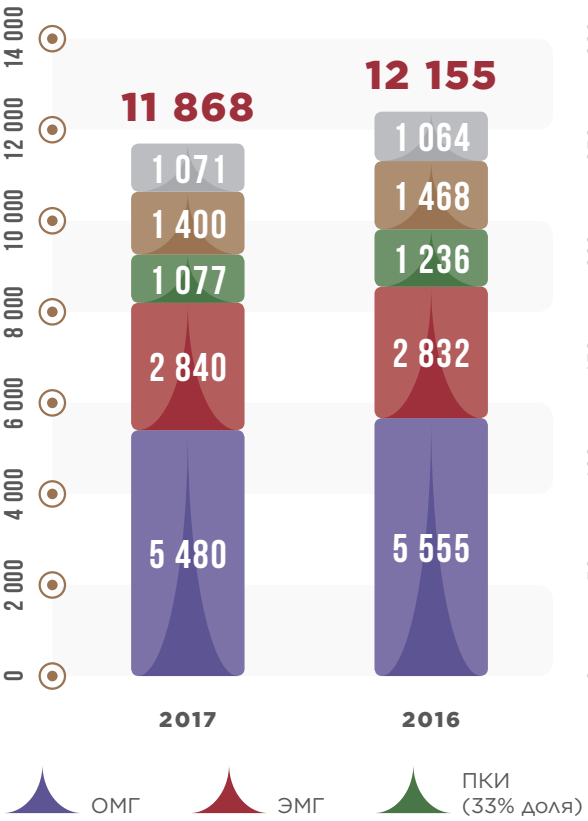
ОБЗОР ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ДОБЫЧА НЕФТИ

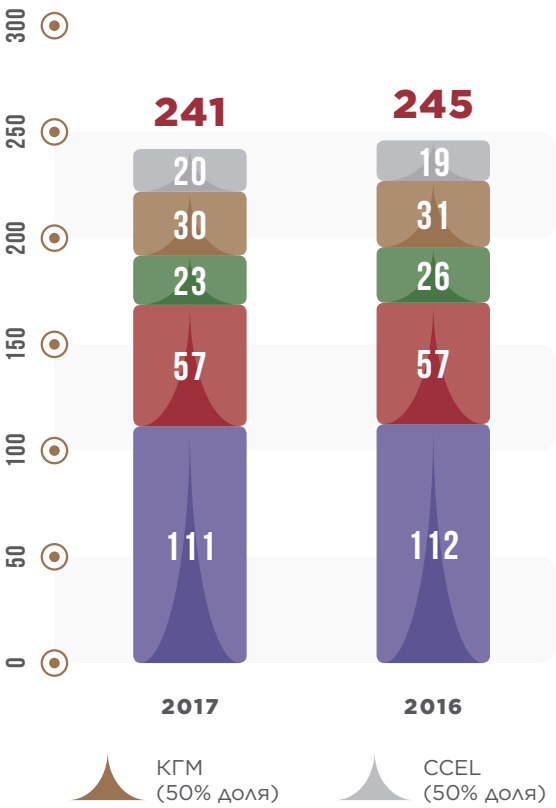
Важной составляющей дальнейшего развития Компании является повышение эффективности добычи на зрелых месторождениях. Для выполнения этой задачи на производственных объектах РД КМГ на постоянной основе осуществляется контроль производственных процессов с целью их оптимизации, соблюдения политики энергосбережения, а также ведется поиск способов повышения коэффициента извлечения нефти.

В 2017 году РД КМГ с учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), АО «Каражанбасмунай» (CCEL) и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) добыла 11 868 тыс. тонн нефти (241 тыс. баррелей в сутки), что на 2% меньше, чем в 2016 году.

ОБЪЕМ ДОБЫЧИ ЗА ПЕРИОД, тыс. тонн



СРЕДНЕСУТОЧНАЯ ДОБЫЧА, тыс. баррелей/сут.



ДОБЫЧА ОМГ И ЭМГ

АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) добыло 5 480 тыс. тонн (111 тыс. баррелей в сутки), что на 1% меньше по сравнению с 2016 годом, главным образом в связи со снижением уровня добычи от переходящего фонда скважин.

АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) добыло 2 840 тыс. тонн (57 тыс. баррелей в сутки), что на 0,3% больше, чем в 2016 году. Добыча ЭМГ находится на стабильном уровне.

В результате общий объем добычи ОМГ и ЭМГ составил 8 320 тыс. тонн (168 тыс. баррелей в сутки), что на 1% меньше по сравнению с 2016 годом.

Объем добычи за 12 месяцев 2017 года по сравнению с 12 месяцами 2016 года в ОМГ уменьшился на 1% или на 75 тыс. тонн, главным образом за счет естественного истощения запасов. Причинами данного уменьшения являются увеличение обводненности в результате нарушений в эксплуатационных колоннах и увеличение простоя скважин в результате нарушений в работе подземного оборудования. На месторождениях ЭМГ за 12 месяцев 2017 года было добыто на 8 тыс. тонн нефти (менее, чем на 1%) больше, чем за 12 месяцев 2016 года, главным образом, в результате проведенных геолого-технических мероприятий.

В 2017 году на основных активах ОМГ и ЭМГ было пробурено 212 эксплуатационных добывающих и нагнетательных скважин, что примерно соответствует уровню 2016 года. Добыча нефти от ввода новых скважин в ОМГ за 2017 год составила 297 тыс. тонн по сравнению с 314 тыс. тонн годом ранее в связи с меньшим количеством дней, отработанных скважинами. В 2017 году методика учета добычи была изменена с замерной на парковую добычу.

В отчетном периоде в ОМГ капитальный ремонт 989 скважин обеспечил 212 тыс. тонн дополнительной добычи, в 2016 году 949 КРС обеспечили 259 тыс. тонн. Метод учета добычи был также изменен с замерной на парковую добычу. Также с 2017 года такие работы как ликвидация аварии, очистка забоя, ремонтно-изоляционные работы отнесены к текущему капитальному ремонту скважин (ТКРС) для поддержания добычи нефти переходящего фонда.

8 320 ТЫС. ТОНН

ДОБЫЧА НЕФТИ ОМГ И ЭМГ В 2017 ГОДУ

Фонд скважин на 31 декабря 2017*	Ввод новых скважин 2017*	Ввод новых скважин 2016*		КРС 2017	КРС 2016	ПРС 2017	ПРС 2016
Количество скважин				Количество КРС		Количество ПРС	
5 107	171	169	**ОМГ**	989	949	12 685	13 512
2 692	41	47	**ЭМГ**	286	246	3 167	3 398
1 765	53	19	**ПКИ (100%)****	151	150	619	623
262	20	23	**КГМ (100%)****	51	62	93	114
3 765	108	51	**CCEL (100%)****	94	59	3 946	3 794

* Эксплуатационные скважины, включая нагнетательные скважины.

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

1 275 СКВАЖИН

СУММАРНЫЙ КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ В ОМГ И ЭМГ

Добыча нефти от ввода новых скважин в ЭМГ за отчетный период составила 54 тыс. тонн по сравнению с 78 тыс. тонн нефти в 2016 году. Капитальный ремонт 286 скважин за 12 месяцев 2017 года обеспечил 110 тыс. тонн дополнительной добычи, в то время как капитальный ремонт 246 скважин в 12 месяцах 2016 года обеспечил 122 тыс. тонн дополнительной добычи, в связи с большим количеством дней, отработанных скважинами в 2016 году. В 2017 году договоры на бурение и капитальный ремонт скважин были заключены позднее в связи с тендерными процедурами. Суммарно в ОМГ и ЭМГ в 2017 году был осуществлен капитальный ремонт 1 275 скважин по сравнению с 1 195 скважинами в 2016 году. Количество операций по подземному ремонту скважин составило 15 852 скважин за отчетный период.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ» (ОМГ) И АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» (ЭМГ) НА КОНЕЦ 2017 ГОДА

	ОМГ	ЭМГ	РД КМГ
Количество месторождений	2	42	44
Количество добывающих скважин	3 926	2 237	6 163
Количество нагнетательных скважин	1 181	455	1 636
Среднесуточный дебит на 1 скважину, по нефти (тон/сут.)	4,5	3,7	4,1
Запасы нефти категории 2Р, млн баррелей	675	292	1 065*
Лифтинг затраты, $/баррель	12,0	8,9	11,0
Лифтинг затраты, тенге/тонну	28 861	21 227	26 255
Добыча нефти за 2017 г., тыс. тонн в сутки	15,0	7,8	22,8
Добыча нефти за 2017 г., тыс. баррелей в сутки	111	57	168

* С учетом 50% доли в УОГ.

Планируемый объем добычи в 2018 году в АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) составляет 5,6 млн тонн (113 тыс. баррелей в сутки), в АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) — 2,9 млн тонн (58 тыс. баррелей в сутки). Общий планируемый объем добычи ОМГ и ЭМГ в 2018 году составляет 8,5 млн тонн (171 тыс. баррелей в сутки), что на 2% больше добычи в 2017 году. Рост предполагается обеспечить за счет комплексных мероприятий по работе с переходящим фондом скважин и дополнительных геолого-технических мероприятий.

8,5 МЛН ТОНН

ОБЩИЙ ПЛАНИРУЕМЫЙ ОБЪЕМ ДОБЫЧИ ОМГ И ЭМГ В 2018 ГОДУ

ДОБЫЧА КГМ, CCEL И ПКИ

Доля РД КМГ в добыче компаний КГМ, CCEL и ПКИ в 2017 году составила 3 547 тыс. тонн (73 тыс. баррелей в сутки), на 6% меньше, чем в 2016 году, главным образом, в связи с естественным снижением уровня добычи нефти в ПКИ и КГМ.

Доля РД КМГ в планируемом объеме добычи нефти компаний ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), CCEL («Каражанбасмунай») и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) в 2018 году составляет 3,4 млн тонн (68 тыс. баррелей в сутки), на 5% меньше добычи в 2017 году, главным образом в связи с ожидаемым естественным снижением уровня добычи нефти в ПКИ и КГМ.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ» (КГМ), «CCEL», «ПЕТРОКАЗАХСТАН ИНК.» (ПКИ) ЗА 2017 ГОД

	КГМ	CCEL	ПКИ
Количество месторождений	3	1	12
Количество добывающих скважин	213	2 751	850
Количество нагнетательных скважин	35	766	361
Запасы нефти категории 2P, млн баррелей	66,8	152,6	37,2
Лифтинг затраты, $/баррель	2,2	15,3	4,8
Добыча нефти за 2017 г., тыс. баррелей в сутки	30	20	23

Источник: КГМ, CCEL, ПКИ.

150 МЛН КУБОМЕТРОВ В ГОД

МОЩНОСТЬ УСТАНОВКИ ПО УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА ПОСЛЕ ЗАВЕРШЕНИЯ ПУСКО-НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ НА УКПГ

УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА (УКПГ)

В 2017 году Компания вышла на этап завершения крупного инфраструктурного проекта направленного на решение проблемы утилизации газа Прорвинской группы месторождений, эксплуатацию которых ведет АО «Эмбамунайгаз». Сумма EPC контракта по проекту составила 39,5 млрд тенге (включая НДС).

После завершения пуско-наладочных работ на УКПГ мощность установки составит 150 млн кубических метров в год.

Строительство установки началось в 2014 году. Особенностью установки является использование — впервые в Казахстане — экологически безвредной технологии LO-CAT фирмы MERICHEM. В результате Компания не только сможет избавиться от необходимости сжигания газа на факелах, но и получит товарную продукцию.

На УКПГ будут производиться: товарный газ, товарная гранулированная сера, стабильный газовый конденсат. Товарный газ планируется транспортировать по промысловому газопроводу УКПГ — ГСП «Толкын», стабильный газовый конденсат будет использоваться для собственных нужд, а гранулированная сера — реализовываться на внутренних и внешних рынках.

2 388 ТЫС. ТОНН

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

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 2017 году составила 8 233 тыс. тонн сырой нефти (163 тыс. баррелей в сутки), в том числе 5 700 тыс. тонн (113 тыс. баррелей в сутки) сырой нефти на экспорт, что составляет 69% от общего объема реализации; и 2 533 тыс. тонн (50 тыс. баррелей в сутки) сырой нефти на внутренний рынок, что составляет 31% от общего объема реализации. Доля Компании от общего объема поставок сырой нефти на внутренний рынок в 2016 году составила 41%.

Из 2 533 тыс. тонн (50 тыс. баррелей в сутки) сырой нефти, поставленных ОМГ и ЭМГ на внутренний рынок, 1 909 тыс. тонн (38 тыс. баррелей в сутки) были поставлены на Атырауский нефтеперерабатывающий завод (АНПЗ) и 624 тыс. тонн (12 тыс. баррелей в сутки) на Павлодарский нефтехимический завод (ПНХЗ).

Реализация нефтепродуктов в 2017 году в соответствии со схемой самостоятельного процессинга нефти составила 2 388 тыс. тонн нефтепродуктов.

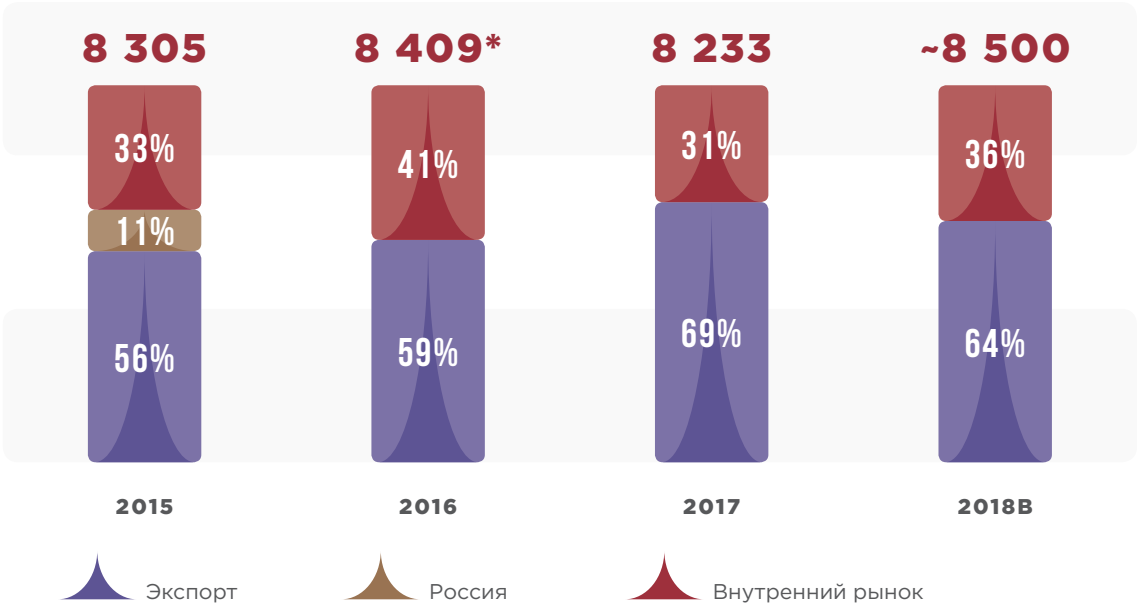
ПРОИЗВОДСТВО И РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ ЗА 2017 ГОД

Нефтепродукты	Производство			Реализация		
тыс. тонн	АНПЗ	ПНХЗ	Всего	АНПЗ	ПНХЗ	Всего
Бензин Аи-80	21,71	17,75	39,46	21,72	21,17	42,89
Бензин Аи-92	191,48	123,49	314,97	195,65	130,14	325,78
Бензин Аи-95	22,79	10,85	33,64	28,70	11,91	40,62
Дизельное топливо	554,92	175,30	730,22	561,03	165,40	726,43
Авиатопливо	9,43	-	9,43	9,78	-	9,78
Всего светлые нефтепродукты	**800,33**	**327,39**	**1 127,71**	**816,87**	**328,62**	**1 145,49**
Вакуумный газойль	295,74	28,12	323,86	298,92	28,28	327,20
Мазут	615,96	91,59	707,54	622,50	94,81	717,31
Битум	-	18,76	18,76	-	18,76	18,76
Всего темные нефтепродукты	**911,69**	**138,46**	**1 050,16**	**921,42**	**141,84**	**1 063,26**
Сжиженный газ	14,79	29,72	44,51	14,79	32,04	46,83
Печное топливо	23,20	22,90	46,09	22,89	18,32	41,21
Сера	0,87	3,28	4,14	1,31	0,24	1,55
Кокс прокаленный	22,42	-	22,42	22,43	-	22,43
Кокс суммарный	24,55	24,10	48,66	24,02	39,87	63,89
Другие	3,69	16,93	20,62	3,65	-	3,65
Всего других нефтепродуктов	**89,52**	**96,92**	**186,44**	**89,09**	**90,47**	**179,56**
Потери	107,45	68,61	176,06	-	-	-
Всего	**1 909,00**	**631,38**	**2 540,38**	**1 827,38**	**560,94**	**2 388,32**

Доля поставок на внутренний рынок из ресурсов ОМГ и ЭМГ снизилась до 31% в 2017 году по сравнению с 41% в 2016 году. Планируется, что ОМГ и ЭМГ в 2018 году поставят примерно 36% от общего объема продаж или 3,0 млн тонн нефти (60 тыс. баррелей в сутки) напрямую на Атырауский нефтеперерабатывающий завод (АНПЗ) и на Павлодарский нефтехимический завод (ПНХЗ) для последующей переработки и реализации нефтепродуктов в соответствии со схемой самостоятельного процессинга нефти, действующей с апреля 2016 года. Из этих 3 млн тонн на АНПЗ будет поставлено 1,9 млн тонн нефти (38 тыс. баррелей в сутки) и на ПНХЗ будет поставлено 1,1 млн тонн (22 тыс. баррелей в сутки).

Планируется, что доля поставок нефти на внутренний рынок из ресурсов ОМГ и ЭМГ в среднем составит 33% от общего объема продаж в 2019-2022 гг.

ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ (ОМГ И ЭМГ), тыс. тонн



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

Доля от объемов продаж компаний КГМ, CCEL и ПКИ, принадлежащая РД КМГ, составила 3 676 тыс. тонн нефти (75 тыс. баррелей в сутки), включая 1 832 тыс. тонн нефти (36 тыс. баррелей в сутки) на экспорт, что составляет 50% от общего объема продаж этих компаний. 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 КГМ, CCEL и ПКИ в 2018 году составит 1,6 млн тонн (34 тыс. баррелей в сутки) или примерно 49% от общего объема продаж этих компаний. Прогнозируется, что в 2019-2022 гг. доля поставок на внутренний рынок КГМ, CCEL и ПКИ сохранится на уровне не более 50% от общего объема продаж этих компаний.

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 поставляла в 2016 году 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 реализовывать нефтепродукты самостоятельно.

ЦЕНЫ И КОРЗИНА НЕФТЕПРОДУКТОВ В 2017 Г.

Нефтепродукт	АНПЗ		ПНХЗ	
	Выход, %	Цена, тыс. тенге/тонна	Выход, %	Цена, тыс. тенге/тонна
Бензин АИ-80	1,1%	86,9	2,8%	86,9
Бензин АИ-92	10,0%	137,7	19,6%	140,8
Бензин АИ-95	1,2%	145,0	1,7%	149,4
Дизель	29,1%	121,3	27,8%	120,7
Авиатопливо	0,5%	156,1	0,0%	
Итого светлые нефтепродукты	**41,9%**	**125,6**	**51,9%**	**127,5**
Вакуумный газойль	15,5%	88,7	4,5%	96,4
Мазут	32,3%	63,5	14,5%	35,0
Битум	0,0%		3,0%	62,1
Итого темные нефтепродукты	**47,8%**	**71,6**	**21,9%**	**50,8**
Сжиженный газ	0,8%	30,5	4,7%	30,7
Печное топливо	1,2%	89,5	3,6%	80,4
Сера	0,0%	4,1	0,5%	11,0
Прокаленный кокс	1,2%	51,1	0,0%	
Сырой кокс	1,3%	21,0	3,8%	13,4
Другие	0,2%	205,5	2,7%	
Итого другие нефтепродукты	**4,7%**	**55,1**	**15,3%**	**16,8**
Потери	5,6%		10,9%	
Итого	**100,0%**	**95,0**	**100,0%**	**92,9**

Чистая выручка от продажи нефтепродуктов (за вычетом всех расходов, связанных с процессингом и реализацией[4]) в 2018 году планируется в размере 62 616 тенге за тонну нефти на АНПЗ и 65 072 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.

Ожидается, что после планируемого завершения программы модернизации на АНПЗ и ПНХЗ в 2018 году возрастет доля производства светлых нефтепродуктов, а начиная с четвертого квартала 2018 года на АНПЗ дополнительно увеличится выработка продуктов нефтехимии. Бюджет Компании на 2018 год учитывает увеличение тарифов на переработку нефти примерно на 28% на АНПЗ и на 5% на ПНХЗ к текущему уровню. Для справки: тариф на переработку составляет 24 512 тенге за тонну на АНПЗ с апреля 2017 года и 16 417 тенге за тонну на ПНХЗ с августа 2017 года.

Данные ожидания Компании могут быть скорректированы с учетом изменений ситуации на внутреннем рынке ГСМ в Республике Казахстан.

ЧИСТЫЙ ДОХОД ОТ ПРОДАЖИ НЕФТЕПРОДУКТОВ В 2017 Г.

(в тенге за тонну)	АНПЗ	ПНХЗ
Доходы	**89 606**	**82 805**
Расходы, в том числе:	**(33 301)**	**(21 513)**
Переработка	(23 355)	(15 119)
Присадки	(485)	(1 053)
Акцизный налог	(2 493)	(3 809)
Экспортная таможенная пошлина	(5 457)	(898)
Расходы по реализации и транспортировке	(1 512)	(633)
Комиссия АО «КазМунайГаз — переработка и маркетинг»	–	–
Чистые доходы	**56 305**	**61 292**
Итого объем переработанной и реализованной сырой нефти, в тысячах тонн	**1 936,52**	**629,3**

ЗАПАСЫ

Согласно оценке запасов жидких углеводородов, проведенной независимой компанией «ДеГольер энд МакНотон» («ДеГольер»), запасы жидких углеводородов по состоянию на 31 декабря 2017 года по категории «доказанные плюс вероятные» (2P), без учета долей РД КМГ в компаниях «Казгермунай», CCEL («Каражанбасмунай») и «ПетроКазахстан Инк.» составили 145 млн тонн (1 065 млн баррелей) и остались на том же уровне по сравнению с концом 2016 года. Коэффициент восполнения запа-

[4] За исключением себестоимости нефти и расходов по транспортировке нефти до нефтеперерабатывающих заводов.

сов (отношение прироста запасов к добыче за год) составил 100%.

Запасы жидких углеводородов по состоянию на 31 декабря 2017 года в категории «доказанные» (1P) составили 102 млн тонн (754 млн баррелей), а в категории «доказанные плюс вероятные плюс возможные» (3P) составили 193 млн тонн (1 418 млн баррелей).

145 МЛН ТОНН

ЗАПАСЫ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2017 ГОДА ПО КАТЕГОРИИ «ДОКАЗАННЫЕ ПЛЮС ВЕРОЯТНЫЕ» (2P), БЕЗ УЧЕТА ДОЛЕЙ КГМ, КБМ И ПКИ

ЗАПАСЫ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2017 Г.

	млн тонн			млн баррелей		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Запасы на 31/12/2016[5]	**93**	**145**	**196**	**684**	**1 061**	**1 433**
Добыча	8,3	8,3	8,3	61	61	61
Восполнение	17,6	8,3	5,5	131	65	46
Запасы на 31/12/2017	**102**	**145**	**193**	**754**	**1 065**	**1 418**
Текущая стоимость при 10%, млн долларов США				4 253	5 170	5 840

Оценка запасов совместных предприятий проводится отдельно независимыми аудиторами по запасам[6]. Доля РД КМГ в общих запасах жидких углеводородов по категории 2P компаний КГМ (50%), CCEL (50%) и ПКИ (33%) по состоянию на конец 2017 года составляет 36 млн тонн (257 млн баррелей). Таким образом, общие запасы жидких углеводородов с учетом долей РД КМГ в компаниях КГМ, CCEL и ПКИ по категории «доказанные плюс вероятные» (2P) по состоянию на 31 декабря 2017 года составили 181 млн тонн (1 322 млн баррелей).

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ ЗАПАСЫ 2P ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2017 Г.

	млн тонн	млн баррелей
РД КМГ	145	1 065
КГМ 50%, CCEL 50%, ПКИ 33%	36	257
Консолидированные запасы	**181**	**1 322**

[5] Оценка запасов по состоянию на 31 декабря 2017 года проводила компания «ДеГольер энд МакНотон».
[6] Оценка запасов по состоянию на 31 декабря 2017 года. Оценка запасов КГМ производилась Нефтегазконсалт Казахстан, оценка запасов ПКИ производилась McDaniel and Associates, оценка запасов CCEL производилась Miller&Lents.

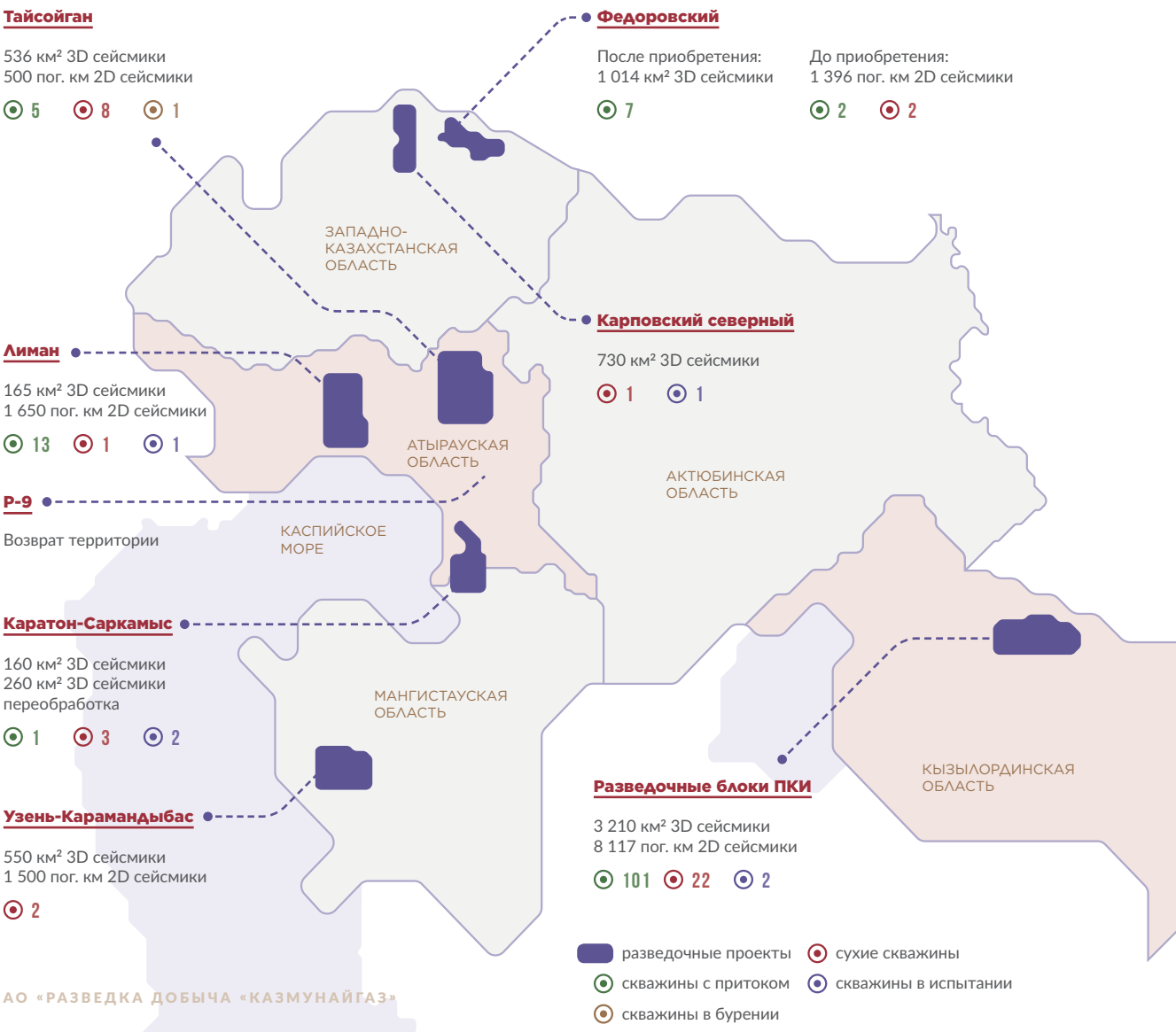
ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

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

В 2017 году Компания продолжила геологоразведочные работы и в Мангистауской области (были начаты в 2016 году). На территории, прилегающей к месторождениям Узень и Карамандыбас, которые разрабатываются с начала 60-х годов прошлого столетия, проведены широкомасштабные 3D-сейсморазведочные работы с целью изучения потенциала доюрских отложений глубиной залегания свыше 6 км, наличие перспективности которых прогнозировалось по результатам ранее проведенных геологоразведочных работ.

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 указаны разведочные проекты Компании по состоянию на 31 декабря 2017 года.



Нижеуказанная таблица показывает геологоразведочную деятельность Компании и ее предприятий, учитываемых методом долевого участия, в 2017 году:

Блок (доля владения)	Дата приобретения	Участок	Скважина	Период бурения	Глубина	Статус работ по состоянию на отчетную дату
Лиман (100%)	19.01.2006	Юго-восточный Новобогатинск	ПР-4	08.04.2016-21.08.2016	2 262 м	ПР-4 (дебит 7 кубических метров в сутки). Дебиты ПР-5 и ПР-7 — с притоком (дебит 5,3 кубометров в сутки, который считается средним для данного месторождения). ПР-8 находится в испытании.
			ПР-5	01.04.2016-29.09.2016	2 500 м	
			ПР-7	20.09.2016-27.01.2017	2 290 м	
			ПР-8	22.05.2017-17.11.2017	2 500 м	
Узень-Карамандыбас (100%)	18.07.2011	Юго-западная часть разведочного блока				Полевые сейсморазведочные работы 3Д-МОГТ в объеме 550 пог. км. завершены. 5 мая 2017 года подписан контракт на обработку и интерпретацию данных. Работы в процессе. Обработка и интерпретация завершены. Отчет «О результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д» защищен в МД «Запказнедра». Ведутся работы по подготовке материалов для заложения поисково-разведочной скважины Pz-1.
Тайсойган (100%)	29.01.2004	Уаз	У-23	29.08.2017-24.09.2017	1 110 м	Полевые сейсморазведочные работы 2Д-МОГТ на блоке Тайсойган завершены. Завершена обработка данных 2Д-МОГТ на блоке Тайсойган. Проведение дальнейших работ на рассмотрении. Скважина У-23 с притоком, У-25, Барлыбай С-3 сухие. Рекультивация территории скважин Г-3 пл.Барлыбай закончена. Акт подписан представителем НГДУ «КайнарМунайГаз». Скважина У-26 в бурении
			У-25	21.07.2017-22.08.2017	1 100 м	
			У-26	20.12.2017 — настоящее время	726 м	
			Барлыбай С-3 Г-3	10.10.2017-16.11.2017	1 025 м	
Р-9 (100%)	10.06.2007					Компания осуществляет возврат контрактной территории государству. 26.12.2017 прошла защита Отчета по результатам геологоразведочных работ на блоке Р-9. Протокол ЗКН подписан (№147/2017). Ожидается сдача отчета в фонды РЦГИ «Казгеоинформ».

Блок (доля владения)	Дата приобретения	Участок	Скважина	Период бурения	Глубина	Статус работ по состоянию на отчетную дату
Каратон-Саркамыс (100%)	18.07.2011	Северо-восточное крыло месторождения С. Нуржанов	НСВ-2	11.09.2017-07.12.2017	3 700 м	Завершены работы по переобработке и пере-интерпретации данных 3D-сейсморазведки куба Бирлестик. Проведение дальнейших работ на рассмотрении. НСВ-2 на испытании 1 объекта (с притоком), Вост. Каратон — испытание на ожидании, ДСВ-1 сухая.
			Вост. Каратон-1	12.09.2017-12.12.2017	2 512 м	
			Досмухамбетовское ДСВ-1	06.10.2017-20.12.2017	400 м	
Карповский Северный (KS — 100%)	18.10.2011	Орловская центральная	СК-2	01.07.2013-18.08.2015	5 755 м	Скважина имеет слабые притоки газа, которые не представляют коммерческого интереса. Скважина в консервации.
Федоровский (UOG — 50%)	11.03.2011	Рожковское				У-25, пробуренная и испытанная в 2016 году, с притоком.
		Павловская, Январцевская				Завершены работы по обработке и интерпретации данных 3D-сейсморазведки по блоку. Проведение дальнейших работ на рассмотрении.
Дощан-Жамансу (24,75% через ПКИ)	22.12.2009	Южный Дощан, Юго-Восточный Дощан, Жамансу	Юго-Восточный Дощан-52	01.06.2017-19.06.2017	1 439 м	Завершено бурение Жамансу-10, 11 Юго-Вост. Дощан–49, 52, 56. Ю-В Дощан-49, 52 и Жамансу-10, 11 с притоками. Ю-В Дощан-56 имеет притоки газа. Проведение дальнейших работ на рассмотрении. Дощан-65 — на испытании. Дощан-16, Жамансу-5 в бурении.
			Юго-Восточный Дощан-49	24.06.2017-21.06.2017	2 033 м	
			Юго-Восточный Дощан-56	20.07.2017-08.08.2017	1 450 м	
			Дощан-65	31.07.2017-12.08.2017	815 м	
			Дощан-16	23.12.2017-настоящее время		
			Жамансу-10	27.11.2016-17.01.2017	2 203 м	
			Жамансу-11	30.09.2017-17.11.2017	2 455 м	
			Жамансу-5	07.10.2017-настоящее время		

Блок (доля владения)	Дата приобретения	Участок	Скважина	Период бурения	Глубина	Статус работ по состоянию на отчетную дату
Караганда (ПКИ — 33%)	22.12.2009	Карабулак, Бухарсай	Бухарсай-3	29.08.2017-24.09.2017	1 525 м	Завершено бурение разведочных скважин Северный Карабулак-3, Карабулак-19 и Карабулак-31. Северный Карабулак-3 сухая. Карабулак-19 и Карабулак-31 с притоком. Пробуренные Бухарсай-3, Карабулак-35, 53, 54, Белкудук-8 с притоком. Проведение дальнейших работ на рассмотрении.
			Белкудук-8	01.11.2017-03.12.2017	2 090 м	
			Карабулак-53	15.08.2017-08.08.2017	1 400 м	
			Карабулак-54	28.09.2017-15.10.2017	1 369 м	
			Карабулак-35	29.03.2017-01.05.2017		
Западный Тузколь (ПКИ — 33%)	22.12.2009	Западный Тузколь	Кетеказган-18	11.11.2016-24.02.2017	3 180 м	Разведочные скважины: Кетеказган-18 — в испытании, Западный Тузколь-126, 130, 127 — сухие, Западный Тузколь-159 — с притоками. Бурение скважин Кетеказган 22, 24 завершено, ожидается испытание. Оценочные скважины Западный Тузколь 234 и 237 — с притоком.
			Кетеказган-22,24	09.09.2017-21.12.2017	3 300 м 2 510 м	
			Западный Тузколь-130	01.02.2017-14.02.2017	1 300 м	
			Западный Тузколь-126	01.10.2017-18.10.2017	1 028 м	
			Западный Тузколь-127	10.05.2017-23.05.2017	1 100 м	
			Западный Тузколь-159	08.09.2017-25.09.2017	1 520 м	
			Западный Тузколь-234	07.02.2017-25.02.2017	1 365 м	
			Западный Тузколь-237	13.03.2017-26.03.2017	1,257 м	
Каранчи (ПКИ — 33%)	22.12.2009	Каранчи	Каранчи-31	09.02.2017-12.03.2017	1 136 м	Каранчи-31 с притоками воды и нефти.

*15 июня 2017 года Компания приобрела 49% акций KS EP Investments BV ("KS EP Investments") у MOL Hungarian Oil and Gas Plc. ("MOL") за 1 доллар США и на данный момент владеет 100% акций в KS EP Investments.

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ[7]

Капитальные вложения[8] в 2017 году составили 111,1 млрд тенге (341 млн долларов США), что на 4 млрд тенге или на 3% меньше, чем в 2016 году. Уменьшение капитальных вложений в основном связано с уменьшением инвестиций в строительство и модернизацию производственных объектов, что было частично компенсировано ростом расходов по приобретению основных средств, увеличением инвестиций на эксплуатационное и поисково-разведочное бурение. Капитальные затраты включают в себя стоимость бурения новых скважин, строительство и реконструкцию производственных объектов, приобретение основных средств и нематериальных активов, а также непроизводственные капитальные затраты.

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ ОМГ, ЭМГ, ЦА И ПРОЧИХ ДОЧЕРНИХ ПРЕДПРИЯТИЙ, в млн тенге

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ ОМГ, ЭМГ, ЦА И ПРОЧИХ ДОЧЕРНИХ ОРГАНИЗАЦИЙ РД КМГ

Капитальные затраты ОМГ за 2017 год составили 73,4 млрд тенге, что выше капитальных затрат 2016 года на 10,2 млрд тенге. Рост связан с увеличением объемов проведения гидравлического разрыва пласта новых скважин и приобретением основных средств (закупка НКТ и обсадных труб), частично нивелированное меньшим объемом строительно-монтажных работ (главным образом по реконструкции нефтепроводов и водоводов).

Капитальные затраты ЭМГ за отчетный период составили 33,3 млрд тенге, что на 15,4 млрд тенге меньше, чем в 2016 году. В 2017 году были выполнены меньшие объемы строительства и эксплуатационного бурения, так как произошло отставание от графика строительства и бурения в связи с тендерными процедурами. Также в 2016-2017 годы проводилось строительство УКПГ Прорвинской группы месторождений, основные объемы которого были завершены в 2016 году.

Капитальные вложения центрального аппарата и прочих дочерних предприятий в 2017 году составили 4,4 млрд тенге, что на 1,2 млрд тенге выше, чем в 2016 году, что в основном связано с закупом НМА и расходами на поисково-разведочное бурение КС.

С 15 июня 2017 года КС является стопроцентно контролируемым РД КМГ предприятием.

За период 15 июня — 31 декабря 2017 года капитальные затраты КС составили 0,5 млрд тенге.

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ ПРЕДПРИЯТИЙ, УЧИТЫВАЕМЫХ ДОЛЕВЫМ МЕТОДОМ

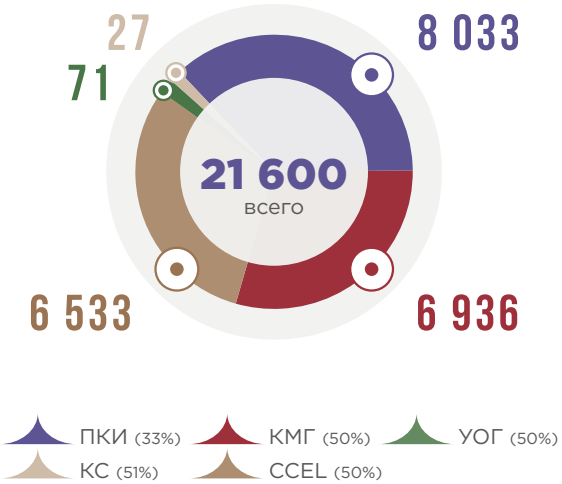
За отчетный период в ПКИ были осуществлены капитальные вложения на сумму 24,3 млрд тенге (33%

[7] Суммы капитальных затрат, 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.

[8] 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.

доля РД КМГ: 8 млрд тенге), что на 6,2 млрд тенге больше чем за 12 месяцев 2016 года в основном в связи с большим объемом бурения и обустройства скважин за отчетный период.

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ ПРЕДПРИЯТИЙ, УЧИТЫВАЕМЫХ ДОЛЕВЫМ МЕТОДОМ, в млн тенге



Капитальные затраты КГМ в 2017 году составили 13,9 млрд тенге (50%-ная доля РД КМГ – 6,9 млрд тенге), что на 3,7 млрд тенге больше чем за 12 месяцев 2016 года. Увеличение капитальных затрат обусловлено более высокими расходами по эксплуатационному бурению в 2017 году.

За 2017 год в CCEL было осуществлено капитальных вложений на сумму 13,1 млрд тенге (50%-ная доля РД КМГ — 6,5 млрд тенге), что на 4,3 млрд тенге больше, чем в 2016 году. Это в основном связано с большим объемом бурения, строительства и модернизации объектов производственного назначения за отчетный период.

Капитальные затраты УОГ за 2017 год составили 142 млн тенге (50%-ная доля РД КМГ — 71 млн тенге), что на 5,5 млрд тенге меньше, чем в 2016 году, в основном, в связи с большим объемом разведочного бурения в 12 месяцах 2016 года (бурение и испытание У-25).

Капитальные затраты КС за период 1 января — 15 июня 2017 года составили 54 млн тенге (до 15 июня 2017 года 51%-ная доля РД КМГ — 27 млн тенге).

Текущий прогноз капитальных затрат на 2018 год по консолидируемым предприятиям и предприятиям, учитываемым методом долевого участия, представлен ниже:

ТЕКУЩИЙ ПРОГНОЗ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ПО ОМГ, ЭМГ И ПРОЧИМ ДОЧЕРНИМ ПРЕДПРИЯТИЯМ НА 2018 ГОД, в млн тенге

ТЕКУЩИЙ ПРОГНОЗ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ПРЕДПРИЯТИЙ, УЧИТЫВАЕМЫХ ДОЛЕВЫМ МЕТОДОМ НА 2018 ГОД, в млн тенге (пропорционально доле)*

* Текущие ожидания по капитальным затратам на 2018 год, представленные в данном отчете, основаны на представлениях и ожиданиях руководства на дату выпуска отчета согласно утвержденному бюджету на 2018 год. Данные не являются официально заявленными обязательствами и могут быть изменены в любом направлении.

** Прочие капитальные затраты включают закуп основных средств и НМА.

В 2017 ГОДУ, НА ФОНЕ ПОСТЕПЕННОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ КОМПАНИЯ ЗНАЧИТЕЛЬНО УЛУЧШИЛА СВОИ ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА СЧЕТ ЭФФЕКТА ПРИНЯТЫХ МЕР ПО ОПТИМИЗАЦИИ ДОБЫЧИ И ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ СХЕМЫ ПРОЦЕССИНГА НЕФТИ.

ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ И ФИНАНСОВАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»

ОБЗОР ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Данный раздел основан на аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании. Суммы в долларах США приведены исключительно для удобства пользователей информации и переведены 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. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
290 941	**228 538**	**212 448**	**37%**	**Доходы**	**956 457**	**727 154**	**32%**
(88 125)	(80 805)	(79 389)	11%	Производственные расходы	(318 473)	(274 753)	16%
(42 512)	(33 609)	(20 508)	107%	Расходы по реализации и административные расходы	(135 324)	(115 022)	18%
(86 436)	(74 648)	(29 628)	192%	Налоги кроме подоходного налога	(288 070)	(145 431)	98%
(1 087)	(357)	(2 484)	-56%	Расходы на разведку	(1 612)	(2 535)	-36%
(9 861)	(8 856)	(8 252)	19%	Износ, истощение и амортизация	(35 626)	(30 776)	16%
62 920	**30 263**	**72 187**	**-13%**	**Операционная прибыль**	**177 352**	**158 637**	**12%**

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
(2 361)	–	–	100%	Сторно НДС к возмещению (нетто)	24 053	13 362	80%
2 268	3 602	(4 997)	145%	Доля в результатах ассоциированной компании и СП	20 441	(12 600)	262%
(1 984)	(389)	(1 518)	31%	Убыток от выбытия ОС	(2 176)	(2 050)	6%
–	–	–	0%	Убыток от приобретения дочерней организации	(3 249)	–	100%
6 180	6 469	4 872	27%	Финансовые доходы/(расходы), нетто	25 449	24 195	5%
(30 082)	61 788	(5 608)	436%	Курсовая разница, нетто	(893)	(12 892)	-93%
(9 955)	(21 240)	(9 083)	10%	Расходы по подоходному налогу	(45 618)	(37 076)	23%
26 986	**80 493**	**55 853**	**-52%**	**Чистая прибыль**	**195 359**	**131 576**	**48%**

Увеличение чистой прибыли за 2017 год по сравнению с 2016 годом связано главным образом с увеличением средней цены на нефть марки Brent с 43,73 доллара США за баррель в 2016 году до 54,19 в 2017 году, также в связи с большей прибылью от реализации нефтепродуктов, большими объемами реализации сырой нефти на экспорт и увеличением прибыли от доли в результатах ассоциированной компании и СП. Указанные эффекты были частично нивелированы увеличением расходов по налогам, кроме подоходного налога, и расходами по переработке нефти. НДПИ (налог на добычу полезных ископаемых), рентный налог и ЭТП (экспортная таможенная пошлина) в 2017 году были выше в связи с более высокими котировками Brent.

Кроме того, Компания сторнировала ранее начисленный резерв по НДС, подлежащую возмещению на сумму 30,1 млрд тенге, в результате положительного решения, достигнутого в отношении заявления Компании о возмещении НДС.

Компания признала убыток на сумму 3,2 млрд тенге от приобретения 49% доли в KS EP Investments BV у MOL Hungarian Oil and Gas Plc. за 1 (один) доллар США.

ДОХОДЫ

В следующей таблице приведены объемы продаж и цены реализации нефти:

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
				Экспортные продажи нефти Трубопровод УАС			
139 013	123 418	80 803	72%	Реализация (млн тенге)	423 961	282 054	50%
954	1 019	719	33%	Объем (тыс. тонн)	3 412	2 797	22%
145 716	121 117	112 382	30%	Средняя цена (тенге за тонну)	124 256	100 842	23%
60,27	50,40	46,39	30%	Средняя цена (доллар за баррель*)	52,70	40,81	29%
				Трубопровод КТК			
82 957	52 468	58 529	42%	Реализация (млн тенге)	285 657	230 645	24%
546	415	483	13%	Объем (тыс. тонн)	2 288	2 149	6%
151 936	126 429	121 178	25%	Средняя цена (тенге за тонну)	124 850	107 327	16%
62,85	52,61	50,02	26%	Средняя цена (доллар за баррель*)	52,96	43,44	22%
221 970	**175 886**	**139 332**	**59%**	**Всего экспорт нефти (млн тенге)**	**709 618**	**512 699**	**38%**
1 500	**1 434**	**1 202**	**25%**	**Всего экспорт нефти (тыс. тонн)**	**5 700**	**4 946**	**15%**
				Итого реализация нефти			
221 970	175 886	139 332	59%	Реализация (млн тенге)**	709 618	528 158	34%
1 500	1 434	1 202	25%	Объем (тыс. тонн)	5 700	5 776	-1%
147 980	122 654	115 917	28%	Средняя цена (тенге за тонну)	124 494	91 440	36%
61,21	51,04	47,85	28%	Средняя цена (доллар за баррель*)	52,80	37,01	43%
				Реализация нефтепродуктов			
61 440	46 388	68 371	-10%	Реализация (млн тенге)	223 070	181 409	23%
610	489	798	-24%	Объем (тыс. тонн)	2 369	2 315	2%
100 721	94 826	85 678	18%	Средняя цена (тенге за тонну)	94 162	78 362	20%
301,20	285,28	255,70	18%	Средняя цена (доллар за тонну)	288,75	229,29	26%
41,66	39,46	35,37	18%	Средняя цена (доллар за баррель*)	39,94	31,71	26%
7 531	6 264	4 745	59%	Прочие доходы (млн тенге)	23 769	17 587	35%
290 941	**228 538**	**212 448**	**37%**	**Итого доходов (млн тенге)**	**956 457**	**727 154**	**32%**

* В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

** Реализация в 1 квартале 2016 года включает в себя доходы по реализации нефти на внутренний рынок КМГ ПМ (830 тыс. тонн на общую сумму 15 459 млн тенге).

Компания поставляет добываемую нефть на экспорт по двум основным маршрутам: через трубопроводы Каспийского трубопроводного консорциума (далее — КТК) и Узень — Атырау — Самара (далее — УАС), принадлежащий АО «КазТрансОйл» (в Республике Казахстан).

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 (далее — МЭ), поэтому возможность поставок нефти Компании по тем или иным трубопроводам может быть ограничена.

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 далее 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. В результате данной самостоятельной схемы Компания получает более высокую прибыль в связи с реализацией нефтепродуктов.

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 либо запретом на экспорт легких дистиллятов, либо путем выдачи квот на поставку сельхозпроизводителям. Внутренние цены на рынке нефтепродуктов значительно ниже международных рыночных цен, кроме того, внутренние цены на некоторые нефтепродукты регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий.

ОТЧЕТ О ЧИСТЫХ ДОХОДАХ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ (АНПЗ*)

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016		2017	2016**
47 243	33 335	46 301	Доходы	173 524	142 095
(17 581)	(13 635)	(18 321)	**Расходы, в том числе:**	(64 489)	(59 392)
(12 087)	(9 245)	(11 997)	переработка	(45 227)	(39 947)
(248)	(144)	(320)	присадки	(939)	(591)
(1 231)	(1 517)	(1 095)	акцизный налог	(4 828)	(2 773)
(2 528)	(1 999)	(3 327)	экспортная таможенная пошлина	(10 567)	(10 768)
(1 487)	(730)	(364)	расходы по реализации и транспортировке	(2 928)	(1 000)
–	–	(1 218)	комиссия АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг»	–	(4 313)
29 662	**19 700**	**27 980**	**Чистые доходы**	**109 035**	**82 703**
462,44	357,24	544,2	Объем реализованных нефтепродуктов, в тыс. тонн	1 827,38	1 840,89
26,94	21,97	35,0	Потери при переработке, в тыс. тонн	109,14	111,21
489,38	379,21	579,2	Итого объем переработанной и реализованной сырой нефти, в тыс. тонн	1 936,52	1 952,10
60 612	**51 950**	**48 308**	**Чистый доход на тонну сырой нефти, в тенге**	**56 305**	**42 366**

* Данная информация включает в себя реализацию нефтепродуктов внутри группы.
** Информация за 2016 год представлена за период 1 апреля — декабрь 2016 года.

ОТЧЕТ О ЧИСТЫХ ДОХОДАХ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ (ПНХЗ*)

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016		2017	2016**
14 768	13 461	22 726	Доходы	52 110	40 241
(4 147)	(3 602)	(6 819)	**Расходы, в том числе:**	(13 538)	(12 279)
(2 858)	(2 433)	(4 742)	переработка	(9 515)	(8 614)
(175)	(178)	(301)	присадки	(662)	(515)
(441)	(899)	(1 019)	акцизный налог	(2 397)	(1 778)
(565)	–	–	экспортная таможенная пошлина	(565)	–
(108)	(92)	(173)	расходы по реализации и транспортировке	(399)	(278)
–	–	(584)	комиссия АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг»	–	(1 094)
10 621	**9 859**	**15 907**	**Чистые доходы**	**38 572**	**27 962**
151,48	135,15	260,2	Объем реализованных нефтепродуктов, в тыс. тонн	560,94	482,70
18,00	15,99	31,3	Потери при переработке, в тыс. тонн	68,37	57,70
169,48	151,14	291,5	Итого объем переработанной и реализованной сырой нефти, в тыс. тонн	629,30	540,40
62 668	**65 235**	**54 569**	**Чистый доход на тонну сырой нефти, в тенге**	**61 292**	**51 743**

* Данная информация включает в себя реализацию нефтепродуктов внутри группы.
** Информация за 2016 год представлена за период 1 апреля — декабрь 2016 года.

С 1 апреля 2017 года тарифы на процессинг по АНПЗ были увеличены с 20 501 тенге на 1 тонну до 24 512 тенге на 1 тонну сырой нефти. С 1 августа 2017 года тарифы на процессинг по ПНХЗ были увеличены с 14 895 тенге на 1 тонну до 16 417 тенге на 1 тонну сырой нефти.

В октябре 2016 года в результате изменений в налоговом законодательстве РК на период апрель-октябрь месяцев были установлены более высокие тарифные ставки акциза на дизельное топливо в размере 9 300 тенге на 1 тонну. В апреле 2017 года период применения данных тарифных ставок (9 300 тенге на 1 тонну) был изменен на июнь-октябрь. Данные факторы повлияли на чистый доход на тонну сырой нефти по АНПЗ в июне-октябре 2017 года. Также были увеличены расходы по транспортировке железнодорожными путями с 1 августа 2017 года.

Нетбэк по экспорту в 2017 году выше по сравнению с нетбэком по экспорту в 2016 году главным образом в связи с ростом котировок нефти марки Brent, нивелированных увеличением расходов по рентному налогу, НДПИ и ЭТП.

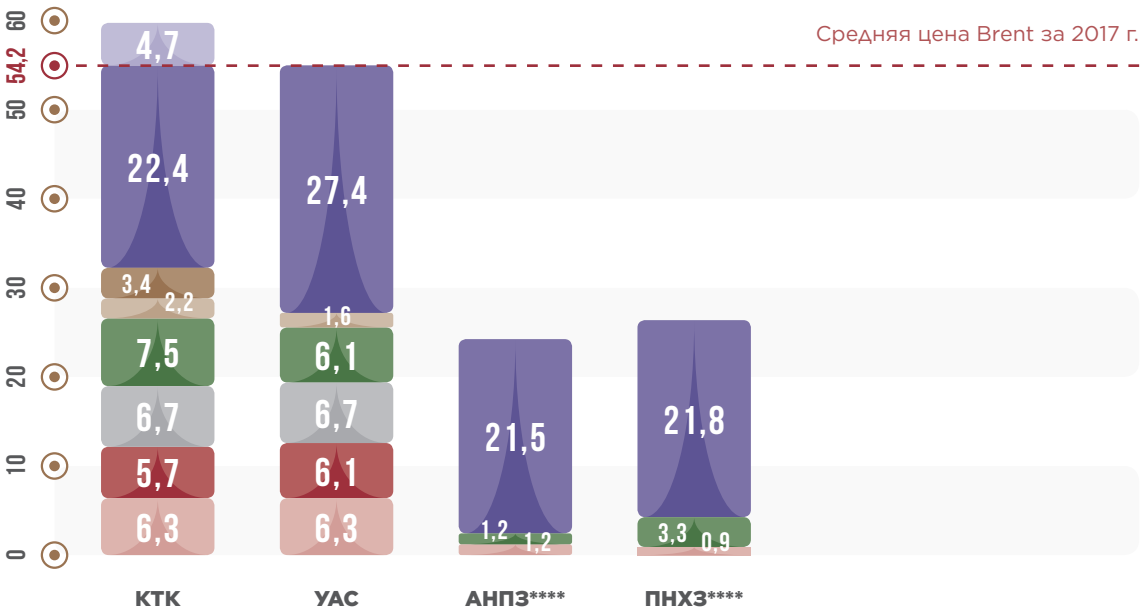
Улучшение нетбэков по процессингу в 2017 году связано главным образом с увеличением доходов от реализации светлых нефтепродуктов.

До апреля 2016 года Компания производила поставку сырой нефти на внутренний рынок путем ее реализации КМГ ПМ, дочерней организации НК КМГ. Цена по поставкам на внутренний рынок ранее определялась путем ежегодных переговоров с КМГ ПМ и НК КМГ.

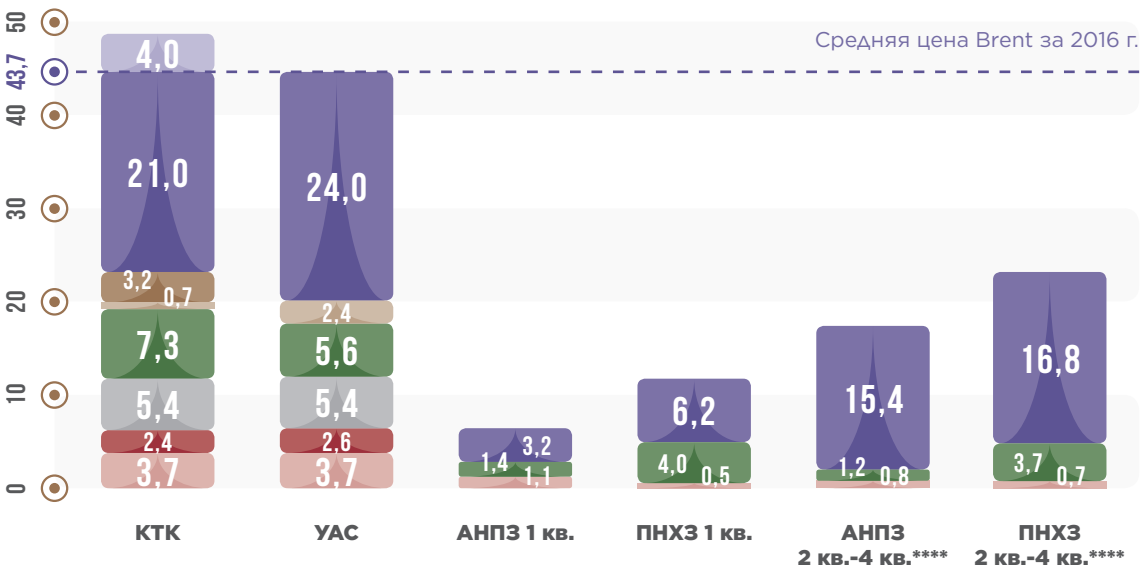
Следующий график показывает чистую цену реализованной нефти (нетбэк-анализ) за минусом расходов по транспортировке, рентного налога, налога на добычу полезных ископаемых, экспортной таможенной пошлины (далее — ЭТП) и других расходов, в зависимости от маршрута поставок.

*** Пересчитано по фактическому коэффициенту баррелизации.
**** Компания перешла на схему самостоятельного процессинга нефти с апреля 2016 года. Нетбэки АНПЗ и ПНХЗ за 12 месяцев 2017 и 2-4 кв. 2016 года расчитаны на основе чистого дохода от реализации нефтепродуктов на тонну сырой нефти и отражены в Отчете о чистых доходах от реализации нефтепродуктов (АНПЗ и ПНХЗ).

НЕТБЭК ЗА 12 МЕСЯЦЕВ 2017 ГОДА, US$/баррель***



НЕТБЭК ЗА 12 МЕСЯЦЕВ 2016 ГОДА, US$/баррель***



НДПИ
Рентный налог
ЭТП
Транспортировка
Скидки
Банк качества
Нетбэк
Премии по баррелизации

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ

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

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
41 573	41 618	44 328	-6%	Вознаграждения работникам	163 866	152 422	8%
14 945	11 678	16 725	-11%	Расходы по переработке	54 742	48 548	13%
12 010	9 241	7 472	61%	Услуги по ремонту и обслуживанию	34 201	24 434	40%
6 931	6 299	6 862	1%	Материалы и запасы	21 898	20 003	9%
5 542	5 170	5 424	2%	Электроэнергия	21 534	20 958	3%
1 926	1 906	1 535	25%	Транспортные расходы	7 167	5 435	32%
4 280	(7 952)	1 722	149%	Изменение в балансе нефти	(3 362)	1 303	-358%
(737)	8 871	(3 463)	-79%	Признание резерва по экологическим обязательствам	8 134	(3 463)	335%
(1 282)	1 570	(3 790)	66%	Признание резерва по выбытию активов на истощенных месторождениях	288	(3 790)	108%
2 937	2 404	2 574	14%	Прочие расходы	10 005	8 903	12%
88 125	**80 805**	**79 389**	**11%**	**Итого производственные расходы**	**318 473**	**274 753**	**16%**

Производственные расходы в 2017 году увеличились на 43,7 млрд тенге или 16% по сравнению с годом ранее, главным образом в связи с увеличением расходов по выплатам вознаграждения работникам, процессингу нефти, расходов по ремонту и техническому обслуживанию и начислением резервов по экологии. Данные эффекты были частично компенсированы изменением в балансе нефти.

Увеличение расходов по вознаграждению работников в 2017 году на 8% или 11,4 млрд тенге в сравнении с 2016 годом связано с 7-процентной индексацией базовой заработной платы производственного персонала с 1 января 2017 года, согласно условиям Коллективного договора, а также начислением резервов по годовому вознаграждению за 2017 год.

Расходы по переработке нефти увеличились за отчетный период в сравнении со вторым-четвертым кварталами 2016 года в связи с большими объемами реализованных нефтепродуктов за 12 месяцев 2017 года в сравнении с 9 месяцами 2016 года, также в связи с увеличением тарифа на процессинг на АНПЗ с 1 апреля 2017 года и тарифа на процессинг ПНХЗ с 1 августа 2017 года.

В 2017 году Компания признала дополнительное экологическое обязательство, относящееся к историческим загрязнениям на нефтегазовых месторождениях на сумму 8,9 млрд тенге по ОМГ и ЭМГ.

Затраты на ремонт и техническое обслуживание увеличились из-за более высоких объемов подземного ремонта скважин, выполняемого сторонними

организациями, и повышения тарифов и объемов работ по гидравлическому разрыву пласта (ГРП) в 2017 году.

Рост транспортных расходов связан с увеличением объемов закупаемых услуг по транспорту в связи с перевозкой мастеров на месторождения и увеличением объемов по спецтехнике в связи с производственной необходимостью.

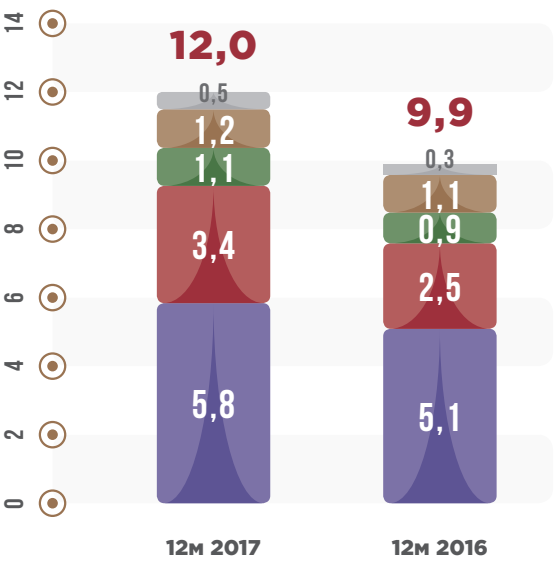
ЛИФТИНГ-ЗАТРАТЫ

Лифтинг-затраты на баррель рассчитаны как производственные расходы ОМГ и ЭМГ, включающие в себя расходы по материалам, оплате труда производственного персонала, ремонту и обслуживанию и прочие производственные затраты, за исключением расходов по износу, истощению и амортизации, налогов, контрактных социальных обязательств, актуарных расходов, обязательных профессиональных пенсионных взносов и прочих расходов, не связанных напрямую с производственным процессом, разделенные на общий объем добычи.

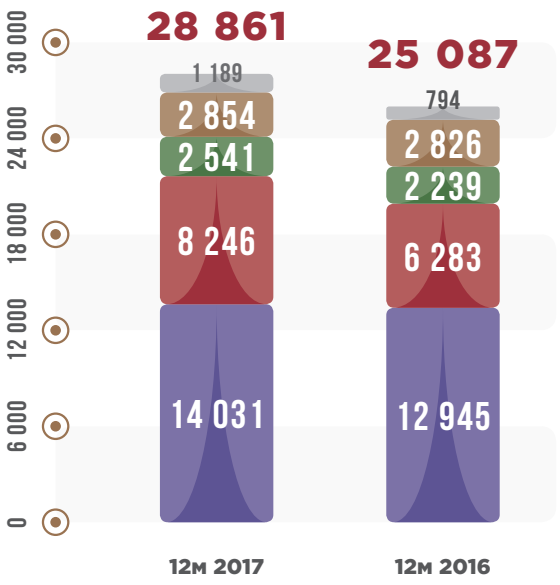
Так как большая часть производственных расходов ОМГ и ЭМГ выражена в тенге, удельные лифтинг-затраты (доллар США на баррель) уменьшились в основном из-за увеличения среднего обменного курса тенге к доллару США в результате решения, принятого Правительством Республики Казахстан и Национальным банком РК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

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

ЛИФТИНГ-РАСХОДЫ ОМГ,
долларов США за баррель*



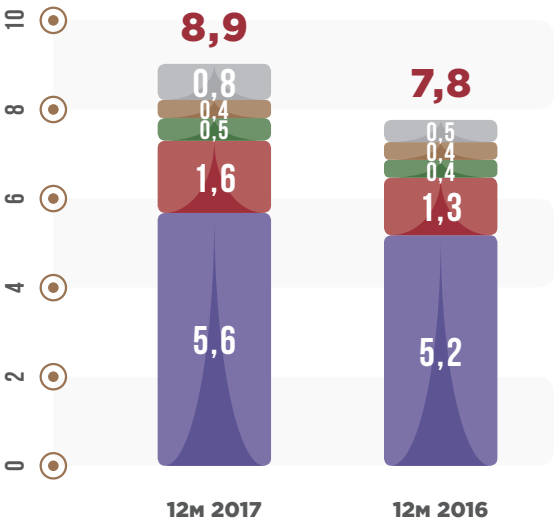
ЛИФТИНГ-РАСХОДЫ ОМГ,
в тенге за тонну



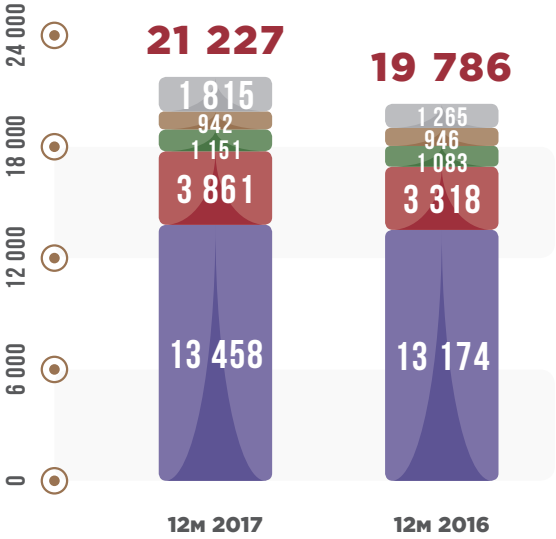
Вознаграждения работникам
Услуги по ремонту и обслуживанию
Материалы и запасы
Электроэнергия
Прочие расходы

* В пересчете 7,36 барреля на тонну нефти.

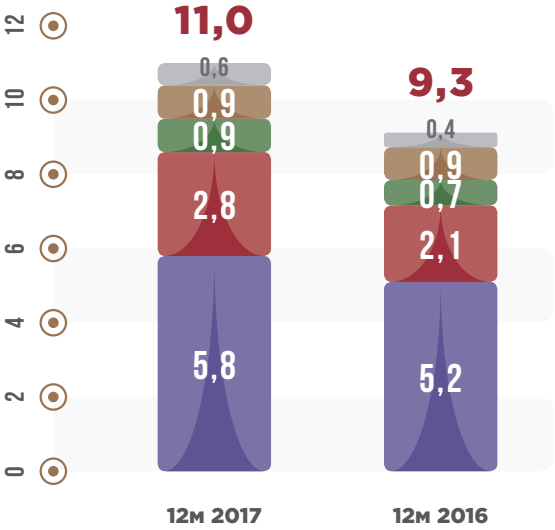
ЛИФТИНГ-РАСХОДЫ ЭМГ, долларов США за баррель*



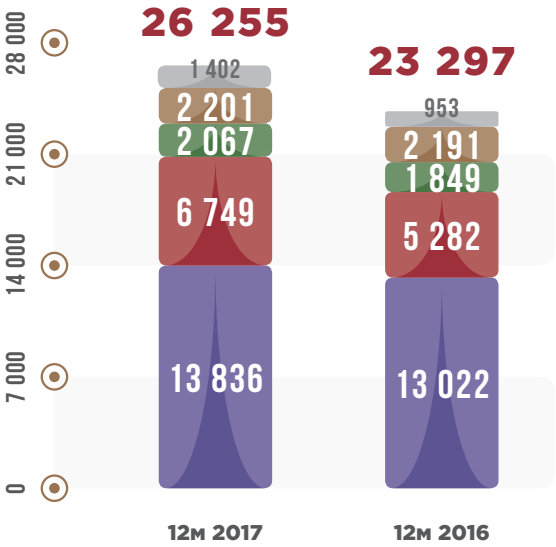
ЛИФТИНГ-РАСХОДЫ ЭМГ, в тенге за тонну



ЛИФТИНГ-РАСХОДЫ ОМГ И ЭМГ, долларов США за баррель*



ЛИФТИНГ-РАСХОДЫ ОМГ И ЭМГ, в тенге за тонну



Вознаграждения работникам
Услуги по ремонту и обслуживанию
Материалы и запасы
Электроэнергия
Прочие расходы

* В пересчете 7,36 барреля на 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. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
27 950	25 332	23 072	21%	Транспортные расходы	102 971	91 851	12%
5 197	5 231	6 352	-18%	Вознаграждения работникам	19 059	18 331	4%
(2 454)	87	(13 516)	-82%	Штрафы и пени (сторно)	(5 258)	(14 117)	-63%
–	–	1 802	-100%	Комиссионное вознаграждение	–	5 407	-100%
2 831	661	319	787%	Консультационные и аудиторские услуги	4 396	3 238	36%
647	268	311	108%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1 389	1 212	15%
474	322	565	-16%	Спонсорство	1 038	2 093	-50%
7 867	1 708	1 603	391%	Прочие расходы	11 729	7 007	67%
42 512	**33 609**	**20 508**	**107%**	**Итого**	**135 324**	**115 022**	**18%**

Расходы по реализации, общие и административные расходы за 2017 год составили 135,3 млрд тенге, что на 18% больше, чем за прошлый отчетный период.

Увеличение главным образом связано с увеличением транспортных расходов и вознаграждения работников, меньшим сторнированием ранее начисленных штрафов и пеней в 2017 году, что частично компенсировано отсутствием агентских комиссий КМГ ПМ.

В течение 2017 года Компания успешно обжаловала результаты комплексной налоговой проверки за 2009-2012 годы и, соответственно, сторнировала ранее начисленные штрафы и пени в размере 6,3 млрд тенге. Также Компания сдала дополнительные декларации по КПН за 2012-2015 годы по ОМГ, в результате которых были начислены дополнительные расходы по штрафам и пени на сумму 1,3 млрд тенге.

Агентская комиссия, начисленная за 2016 год на сумму 5,4 млрд тенге, соответствует комиссионным вознаграждениям КМГ ПМ за реализацию нефтепродуктов Компании. С 1 января 2017 года эта комиссия не выплачивается, так как Компания осуществляет реализацию нефтепродуктов самостоятельно.

Увеличение транспортных расходов в 2017 году по сравнению с 2016 годом было обусловлено главным образом увеличением объемов реализации на экспорт через КТО в отчетном периоде 2017 года.

Увеличение расходов по вознаграждению работников в 2017 году связано с 7-процентной индексацией базовой заработной платы административного персонала с 1 января 2017 года, согласно условиям Коллективного договора.

Рост прочих расходов обусловлен увеличением расходов Совета директоров по привлечению финансового консалтинга по обратному выкупу акций и расходами на посещение выставки ЭСКПО сотрудниками группы компаний РД КМГ.

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. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
28 929	23 136	20 881	39%	Экспортная таможенная пошлина	100 962	76 411	32%
26 135	24 130	(473)	5625%	НДПИ	91 565	39 188	134%
28 502	21 435	4 753	500%	Рентный налог	79 888	18 164	340%
1 749	1 692	1 671	5%	Налог на имущество	6 568	6 699	-2%
173	240	238	-27%	Плата за эмиссии в окружающую среду	877	769	14%
948	4 015	2 558	-63%	Прочие налоги	8 210	4 200	95%
86 436	**74 648**	**29 628**	**192%**	**Итого**	**288 070**	**145 431**	**98%**

Налоги, кроме подоходного, выросли за 2017 год на 142,6 млрд тенге или 98% по сравнению с 2016 годом. Главным образом рост обусловлен увеличением расходов по рентному налогу, НДПИ, ЭТП и прочим налогам.

Рост налогов и платежей в бюджет недропользователей, таких как НДПИ, рентный налог и ЭТП, связан с ростом объемов реализации на экспорт и более высокой средней ценой на нефть в течение 2017 года (54,19 доллара США за 1 баррель по сравнению с 43,73 доллара США за 1 баррель в 2016 году), эффект которого был частично нивелирован снижением обменного курса тенге к доллару США в 2017 году.

Увеличение по НДПИ связано с увеличением ставки налога ОМГ с 9 до 13% в 2017 году, так как в 2016 году ОМГ получили налоговую льготу по НДПИ от государственных органов.

Расходы на ЭТП увеличились за отчетный период по сравнению с 2016 годом в основном за счет роста объемов реализации на экспорт сырой нефти и нефтепродуктов с момента принятия Компанией решения о переходе на схему самостоятельного процессинга нефти с апреля 2016 года. ЭТП на сырую нефть также выросла в связи с более высокими котировками Brent. Согласно законодательству Республики Казахстан, ставки ЭТП варьируются в зависимости от цены Brent. Данные эффекты были частично нивелированы более низким обменным курсом тенге к доллару США.

Рост прочих налогов в 2017 году связан с сезонным ростом акциза на дизельное топливо. В соответствии с изменениями в налоговом законодательстве в октябре 2016 года, ставка акциза на дизельное топливо повысилась до 9,3 тыс. тенге за тонну на период с апреля по октябрь. В апреле 2017 года период применения более высоких акцизных ставок был изменен на июнь-октябрь.

РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
36 941	101 733	64 936	-43%	Прибыль до налогообложения	240 977	168 652	43%
34 673	98 131	69 933	-51%	Прибыль до налогообложения (с учетом корректировок*)	196 483	181 252	8%
9 955	21 240	9 083	10%	Расход по подоходному налогу	45 618	37 076	23%
9 955	21 240	9 083	10%	Подоходный налог (с учетом корректировок*)	45 618	35 374	29%
27%	21%	14%	93%	Эффективная ставка налога (с учетом корректировок*)	19%	22%	-14%
29%	22%	13%	123%	Прибыльдо налогообложения	23%	20%	15%

* Прибыль до налогообложения и расходы по подоходному налогу без учета результатов СП и ассоциированной компании, а также без учета расходов по обесценению исторнирования резерва по НДС к возмещению.

Эффективная ставка Компании ниже за 2017 год по сравнению с 2016 годом, главным образом в связи со сторно ранее начисленных налоговых провизий, а также в связи с отложенными налоговыми активами, начисленными в 2017 году. Снижение налоговых провизий связано с уменьшением обязательств Компании по комплексной проверке за 2009-2012 годы. Начисление отложенных налоговых активов связано главным образом с предоплатой по НДПИ и рентному налогу. Кроме того, в 2016 году были начислены существенные суммы по отложенному налоговому обязательству ОМГ по основным средствам, что также отразилось на более высокой эффективной ставке за 2016 год.

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. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
3 606	2 969	334	980%	Доход/Убыток от участия в КГМ	19 169	4 312	345%
(672)	1 083	(4 768)	-86%	Убыток от участия в ПКИ	3 149	(15 334)	121%
(665)	(450)	(563)	18%	Убыток от участия в УОГ	(1 877)	(1 578)	19%
2 269	**3 602**	**(4 997)**	**145%**	**Итого убыток от участия в СП**	**20 441**	**(12 600)**	**262%**

2 800 ТЫС. ТОНН

ОБЪЕМ ДОБЫЧИ КГМ ЗА 2017 ГОД

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%-ную долю в КГМ.

За 2017 год объем добычи КГМ составил 2 800 тыс. тонн (50%-ная доля Компании — 1 400 тыс. тонн), что на 136 тыс. тонн или 5% меньше, чем за 2016 год.

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

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
	(млн тенге, если не указано иное)				(млн тенге, если не указано иное)		
140 725	146 429	128 059	10%	Доходы	575 101	455 391	26%
(79 815)	(66 573)	(95 602)	-17%	Операционные расходы	(273 384)	(339 728)	-20%
(440)	(104)	(386)	14%	Финансовые доходы / (расходы), нетто	895	(835)	207%
(2 650)	2 993	(1 130)	135%	Курсовая разница, нетто	(4 595)	(6 459)	-29%
(33 468)	(60 437)	(22 560)	48%	(Расходы) / экономия по подоходному налогу	(162 758)	(58 148)	180%
24 351	22 309	8 381	191%	Прибыль за период	135 259	50 221	169%
674	705	736	-8%	Добыча нефти (тыс. тонн)	2 800	2 936	-5%

Увеличение доходов за 2017 год главным образом связано с ростом цены Brent и увеличением цены реализации на внутренний рынок по сравнению с 2016 годом. Более высокие расходы по налогу на прибыль связаны с более высокой прибылью до налогообложения и начислением больших расходов по налогу на сверхприбыль за 2017 год в сравнении с 2016 годом.

Реализация нефти КГМ по маршрутам поставок представлена ниже:

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
			(тыс. тонн)				(тыс. тонн)
530	588	578	-8%	Внутренний рынок	2 288	2 061	11%
138	115	156	12%	Экспорт через ККТ	500	867	-42%
668	**703**	**734**	**-9%**	**Итого реализация нефти**	**2 788**	**2 928**	**-5%**

Уменьшение операционных расходов в 2017 году связано со снижением расходов по амортизации, ЭТП и НДПИ.

Кроме того, прочие расходы, включая общие и административные расходы, ниже за отчетный период за счет расходов по бонусу коммерческого обнаружения, спонсорству акимату, начисленных в 2016 году. Эти эффекты были частично нивелированы увеличением рентного налога в результате более высоких средних цен на нефть сорта Brent в 2017 году, увеличения расходов по выплате работникам и расходов на ремонт и техническое обслуживание.

Увеличение расходов по выплате вознаграждения работникам и услуг по ремонту и обслуживанию связано с более низким обменным курсом тенге к доллару США в 2017 году. Увеличение расходов по выплатам работников также связано с единоразовой 7%-ной индексацией базовой заработной платы работников.

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

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
		(долларов США на 1 баррель проданной нефти*)				(долларов США на 1 баррель проданной нефти*)	
4,1	4,2	4,2	-2%	Износ, истощение и амортизация	4,0	4,7	-15%
2,1	2,2	2,1	0%	Транспортные расходы	2,2	2,2	0%
1,4	1,0	1,1	27%	Экспортная таможенная пошлина	1,1	1,6	-31%
1,9	1,3	1,5	27%	НДПИ	1,5	1,6	-6%
1,8	1,1	1,2	50%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1,1	0,9	22%
1,2	0,8	1,1	9%	Вознаграждения работникам	0,9	0,8	13%
1,7	0,9	0,7	143%	Рентный налог	1,0	0,7	43%
0,4	0,6	0,9	-56%	Материалы и запасы	0,4	0,5	-20%
–	–	–	0%	Штрафы и пени	–	0,2	-100%
1,0	0,5	4,2	-76%	Прочие расходы	0,5	1,9	-74%
15,6	**12,6**	**17,0**	**-8%**	**Итого операционные расходы**	**12,7**	**15,1**	**-16%**

* В пересчете по коэффициенту 7,7 баррелей за тонну нефти.

Доля в результатах КГМ, отраженная в аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании, представлена как пропорциональная доля в результатах КГМ за 2017 год, скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензий и соответствующей экономии по отсроченному налогу в сумме 3 млрд тенге (за 2016 год — 4,2 млрд тенге).

В июне 2017 года КГМ объявила, что дивиденды составят 82 млрд тенге или 250 млн долларов США по итогам деятельности за год, заканчивающийся 31 декабря 2016 года (50%-ная доля составляет

40,4 МЛРД ₸

СУММА ДИВИДЕНДОВ, ПОЛУЧЕННЫХ КОМПАНИЕЙ ОТ КГМ В 2017 ГОДУ

41 млрд тенге или 125 млн долларов США). Фактическая сумма дивидендов, полученных Компанией от КГМ в 2017 году, составляет 40,4 млрд тенге или 121,6 млн долларов США. В январе 2018 года также были получены дивиденды в размере 1,1 млрд тенге.

Анализ капитальных затрат совместных предприятий и ассоциированной компании рассмотрен в разделе «Капитальные затраты».

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%-ную долю в ПКИ.

За 2017 год объем добычи компании ПКИ составил 3 263 тыс. тонн (33%-ная доля составляет 1 770 тыс. тонн), что на 13% ниже уровня 2016 года. Снижение добычи связано с естественным истощением запасов на некоторых месторождениях ПКИ.

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

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
		(тыс. долларов США, если не указано иное)				(тыс. долларов США, если не указано иное)	
204 786	185 631	197 487	4%	Доходы	785 282	682 357	15%
(164 196)	(105 811)	(222 496)	-26%	Операционные расходы	(535 121)	(672 955)	-20%
(2 988)	(2 714)	5 027	-159%	Финансовые расходы, нетто	(10 644)	(19 719)	-46%
(28 642)	(47 510)	1 761	-1726%	Расходыпо подоходному налогу	(139 485)	(27 214)	413%
8 960	29 596	(18 221)	149%	Прибыль / (убыток) за период	100 032	(37 531)	367%
806	808	905	-11%	Добыча нефти (тыс. тонн)	3 263	3 747	-13%

Увеличение доходов за 2017 год в сравнении с 2016 годом связано с ростом цен Brent и цен на внутреннем рынке в 2017 году, нивелированным уменьшением объемов реализации. Более высокие расходы по налогу на прибыль связаны с более высокой прибылью до налогообложения и начислением налога на сверхприбыль в 2017 году.

Реализация нефти ПКИ по маршрутам поставок указана ниже:

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
			(тыс. тонн)				(тыс. тонн)
605	663	554	9%	Внутренний рынок	2 446	2 405	2%
96	41	198	-52%	Экспорт через ККТ (ПККР 100%)	396	616	-36%
69	58	77	-10%	Экспорт через ККТ (КГМ 50%)	250	433	-42%
18	15	28	-34%	Экспорт через ККТ (Кольжан 100% и ПКВИ 75%)	81	102	-21%
6	22	20	-70%	Экспорт через ККТ (ТП 50%)	48	72	-33%
6	–	14	-57%	Экспорт Узбекистан (ТП 50%)	35	61	-43%
800	**799**	**891**	**-10%**	**Реализация нефти, итого**	**3 256**	**3 689**	**-12%**

Уменьшение операционных расходов главным образом связано с уменьшением расходов по амортизации, транспортных расходов и прочих расходов. Данные эффекты были частично нивелированы увеличением расходов по рентному налогу в 2017 году в связи с более высокой средней ценой Brent. Также в прочих расходах 2016 года были отражены расходы по обесценению основных средств.

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

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
		(долларов США на баррель проданной нефти*)				(долларов США на баррель проданной нефти*)	
1,8	7,4	4,5	-60%	Износ, истощение и амортизация	5,9	7,6	-22%
6,1	2,4	2,9	110%	Транспортные расходы	3,5	2,7	30%
1,3	1,0	2,1	-38%	Экспортная таможенная пошлина	1,5	1,8	-17%
2,0	1,8	1,4	43%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1,8	1,4	29%
2,1	1,8	1,6	31%	Выплата вознаграждения работникам	1,8	1,4	29%
1,7	1,0	1,5	13%	НДПИ	1,4	1,4	0%
1,4	1,0	1,1	27%	Материалы и запасы	1,1	0,9	22%
(1,0)	1,0	1,3	-177%	Рентный налог	0,7	0,8	-13%
3,8	–	0,1	3700%	Штрафы и пени	1,0	0,1	900%
7,5	(0,4)	15,7	-52%	Прочие расходы	2,7	5,5	-51%
26,7	**17,0**	**32,2**	**-17%**	**Итого операционные расходы**	**21,4**	**23,6**	**-9%**

* В пересчете по коэффициенту 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 2017 год, скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензии на сумму 7,6 млрд тенге (в 2016 году — 11,1 млрд тенге).

В июне 2017 года Компания получила дивиденды от ПКИ на сумму 10 млрд тенге (за вычетом налога на прибыль) или 31 млн долларов США по итогам деятельности за год, заканчивающийся 31 декабря 2016 года.

11 октября 2017 года партнеры ПКИ приняли решение о распределении 100 млн долларов США в виде дивидендов (доля Компании составляет 33 миллиона долларов США). В ноябре 2017 года Компания получила дивиденды в размере 10 млрд тенге (за вычетом налога на прибыль) или 31 млн долларов США.

Анализ капитальных затрат совместных предприятий и ассоциированной компании рассмотрен в разделе «Капитальные затраты».

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 долевому методу в аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании.

В декабре 2007 года Компания приобрела 50%-ную долю в CCEL Каражанбасмунай (далее — 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 2017 года Компания отразила в своем балансе сумму 38 млрд тенге (114,2 млн долларов США) как счета к получению от CCEL. За 2017 год Компания начислила процентный доход в размере 3,8 млрд тенге (11,5 млн долларов 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-м и 4-м кварталах.

За 2017 год объем добычи CCEL составил 2 141 тыс. тонн (50%-ная доля — 1 071 тыс. тонн) сырой нефти, увеличение на 1% по сравнению с 2016 годом.

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

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
		(тыс. долларов США, если не указано иное)				(тыс. долларов США, если не указано иное)	
235 857	141 088	155 263	52%	Доходы	726 412	565 317	28%
(142 937)	(142 718)	(139 177)	3%	Операционные расходы	(567 887)	(488 334)	16%
(5 166)	(4 450)	4 217	-223%	Финансовые расходы, нетто	(18 720)	(11 305)	66%
(22 246)	5 247	(11 109)	100%	(Расходы) / экономия по подоходному налогу	(34 358)	(4 766)	621%
65 508	833	9 194	613%	Прибыль /(убыток) за период	105 447	60 912	73%
540	546	539	0%	Добыча нефти (тыс. тонн)	2 141	2 127	1%

Доходы за 2017 год выросли в связи с более высокими ценами на нефть сорта Brent в сравнении с 2016 годом. В 2016 году в сравнении с 2017 годом были сторнированы расходы по подоходному налогу за прошлые периоды в результате положительного обжалования комплексной налоговой проверки за 2009-2012 годы. Кроме того, в 2016 году были начислены отложенные налоговые активы в результате налоговых убытков за прошлые периоды.

Реализация нефти CCEL по маршрутам поставок указана ниже:

2 141 ТЫС. ТОНН

ОБЪЕМ ДОБЫЧИ CCEL ЗА 2017 ГОД

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
			(тыс. тонн)				(тыс. тонн)
367	192	280	31%	Экспорт через Новороссийск	1 203	1 105	9%
166	123	175	-5%	Экспорт через Усть-Луга	470	843	-44%
-	30	–	100%	Экспорт через Батуми	180	–	100%
–	–	38	0%	Внутренний рынок	40	38	5%
533	**345**	**493**	**8%**	**Реализация нефти, итого**	**1 893**	**1 986**	**-5%**
54	104	33	62%	Внутренний рынок (поставки на битум)	233	109	114%
587	**449**	**526**	**12%**	**Итого реализация нефти и битума**	**2 126**	**2 095**	**1%**

Рост расходов за 2017 год по сравнению с 2016 годом связан главным образом с рентным налогом и ЭТП, прочими расходами, услугами по ремонту и обслуживанию, материалам и запасам и ростом расходов по выплатам вознаграждения работникам. Увеличение расходов по рентному налогу и ЭТП связано с ростом котировок Brent в 2017 году. Также в 2017 году были увеличены тарифы за переработку нефти и объемы переработки на битумном заводе, которые включены в прочие расходы. Рост расходов по ремонту и обслуживанию связан с увеличением объемов капитального и подземного ремонта скважин в 2017 году. Увеличение расходов по материалам связано с ростом цен в 2017 году.

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

4 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2016	Изменение		2017	2016	Изменение
		(долларов США за баррель проданной нефти*)				(долларов США за баррель проданной нефти*)	
6,3	8,8	8,6	-27%	Выплата вознаграждения работникам	8,1	7,9	3%
7,3	7,3	7,5	-3%	Транспортные расходы	7,4	7,2	3%
7,0	6,6	6,4	9%	Экспортная таможенная пошлина	7,0	5,8	21%
3,2	3,2	3,7	-14%	Электроэнергия	3,5	3,8	-8%
1,8	2,9	3,2	-44%	Износ, истощение и амортизация	2,8	3,2	-13%
7,8	5,9	3,6	117%	Рентный налог	5,9	2,4	146%
2,8	2,4	1,2	133%	Услуги по ремонту и обслуживанию	2,9	1,7	71%
1,2	0,9	1,0	20%	Материалы и запасы	1,1	0,8	38%
0,3	0,4	0,3	0%	НДПИ	0,3	0,3	0%
2,4	9,2	6,9	-65%	Прочие расходы	5,9	3,7	59%
40,1	**47,6**	**42,4**	**-5%**	**Итого операционные расходы:**	**44,9**	**36,8**	**22%**

* В пересчете по коэффициенту 6,68 баррелей за тонну нефти.

Анализ капитальных затрат совместных предприятий и ассоциированной компании рассмотрен в разделе «Обзор капитальных затрат».

НЕТБЭК-АНАЛИЗ И ЛИФТИНГ-ЗАТРАТЫ

Лифтинг-затраты совместных предприятий и ассоциированной компании представлены следующим образом:

	КГМ	ПКИ	CCEL
	(тыс. долларов США, если не указано иное)		
Вознаграждения работникам	13 280	29 953	102 775
Материалы и запасы	8 103	26 699	13 613
Услуги по ремонту и обслуживанию	12 013	25 995	36 056
Электроэнергия	10 682	18 057	43 983
Прочие	3 807	20 739	23 079
Итого лифтинг затрат	**47 885**	**121 443**	**219 506**
Объем добычи (тыс. тонн)	**2 800**	**3 263**	**2 141**
Итого лифтинг затрат (долларов США/баррель)**	**2,2**	**4,8**	**15,3**

** Были использованы следующие средние коэффициенты пересчета тонн в баррели КГМ — 7,7, ПКИ — 7,75, CCEL — 6,68.

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

	КГМ	ПКИ	CCEL
			(долларов США на баррель*)
Публикуемая рыночная цена	54,2	54,2	54,2
Разница в цене и премия по коэффициенту баррелизации	(5,6)	(6,7)	(2,9)
Средняя цена реализации	**48,6**	**47,5**	**51,3**
Рентный налог	(5,8)	(5,9)	(5,6)
Экспортная таможенная пошлина	(6,3)	(6,5)	(6,7)
Транспортные расходы	(4,1)	(5,3)	(7,0)
НДПИ	(5,6)	(3,4)	(0,3)
Нетбэк	**26,8**	**26,4**	**31,7**

* Были использованы следующие средние коэффициенты пересчета тонн в баррели КГМ — 7,7, ПКИ — 7,75, CCEL — 6,68.

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

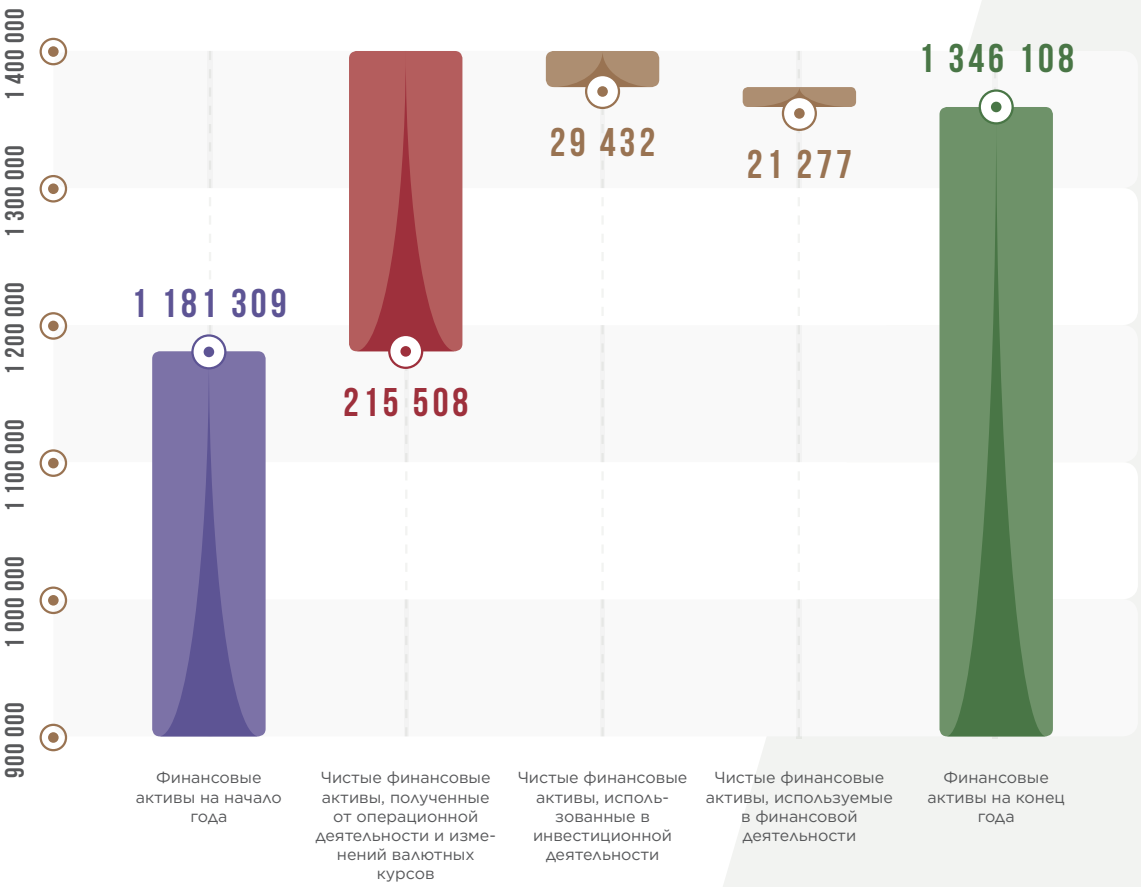
	КГМ	ПКИ	CCEL
			(долларов США за баррель**)
Средняя цена реализации	**21,5**	**25,3**	**20,5**
Транспортные расходы	(1,5)	(1,5)	(1,8)
НДПИ	(0,5)	(0,4)	(0,3)
Нетбэк	**19,5**	**23,4**	**18,4**

** Были использованы следующие средние коэффициенты пересчета тонн в баррели КГМ — 7,7, ПКИ — 7,75, CCEL — 6,68.

ЛИКВИДНОСТЬ И РЕСУРСЫ КАПИТАЛА

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

ДВИЖЕНИЕ ФИНАНСОВЫХ АКТИВОВ 12М 2017, млн тенге



В течение 2017 года поток финансовых активов от операционной деятельности и изменений валютных курсов составил 215,5 млрд тенге, что на 79,5 млн тенге больше, чем в 2016 году.

Увеличение связано с увеличением доходов от реализации на экспорт сырой нефти и реализации нефтепродуктов за отчетный период.

Отток финансовых активов от инвестиционной деятельности за отчетный период составил 29,4 млрд тенге (в 2016 году — 62,2 млрд тенге). Снижение оттоков связано с получением дивидендов от совместных предприятий и ассоциированной компании (на 33,4 млрд тенге больше, чем в 2017 году).

Отток финансовых активов, направленных на использование в финансовой деятельности, за 2017 год составил 21,3 млрд тенге (в 2016 году — 2,3 млрд тенге).

Увеличение оттоков связано, главным образом, с выплатой дивидендов акционерам Компании в 2017 году на сумму 18,9 млрд тенге. Дивиденды, выплаченные в 2016 году, составили 137 млн тенге.

ЧИСТАЯ ПОЗИЦИЯ ФИНАНСОВЫХ АКТИВОВ

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

	На 31 декабря 2017	На 31 декабря 2016	Изменение
	(в млн тенге, если не указано иное)		%
Текущая часть	5 669	5 483	3%
Срок погашения более одного года	1 807	3 844	-53%
Итого займов	**7 476**	**9 327**	**-20%**
Денежные средства и их эквиваленты	421 643	162 091	160%
Прочие текущие финансовые активы	889 687	983 257	-10%
Долгосрочные финансовые активы	34 778	35 961	-3%
Итого финансовых активов	1 346 108	1 181 309	14%
Финансовые активы, деноминированные в иностранной валюте, %	**98%**	**97%**	
Чистая позиция финансовых активов	**1 338 632**	**1 171 982**	**14%**

ФАКТОРЫ РИСКА

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

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

Некоторая информация о рисках содержится в Проспекте эмиссии простых акций и ГДР, а также анализ ключевых финансовых рисков содержится в годовой аудированной отчетности.

Ниже представлен дополнительный неисчерпывающий перечень основных рисков.

Основной риск	Описание риска	Управление риском
Политические риски	• возможность смены внешне- или внутриполитического курса руководством страны, которая 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 по ценам ниже экспортных цен; • 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.	Компания принимает надлежащие меры по поддержанию своей 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, Ассоциация Kazenergy, Национальная палата предпринимателей и др.) с целью участия в законопроектной работе, подготовке обращений 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 низкой цены на нефть и/или нефтепродукты приведет к ухудшению финансовых показателей Компании в значительной степени в случае установления цен ниже себестоимости; • 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 схеме самостоятельного процессинга нефти существует риск повышения тарифов на переработку нефти на НПЗ.	Компания уделяет особое внимание данному риску и проводит следующие мероприятия: • подготовка ежегодных бюджетов и периодических прогнозов с использованием консервативного выбора прогнозной цены, включая анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем; • мониторинг прогнозов цены на нефть ведущих мировых аналитических агентств и анализ экономической целесообразности хеджирования цены на нефть; • публикация информации о закупках в открытых источниках для увеличения конкурентной среды; • контроль качества оказываемых работ и услуг поставщиками и подрядчиками.
Инвестиционные риски	Разрабатываемые месторождения РД КМГ находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся 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.	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 РК 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.
Риски, связанные с интеграцией Компании с крупным акционером	Обратный выкуп глобальных депозитарных расписок и простых акций Компании, а также последующий делистинг Компании с Лондонской и Казахстанской фондовых бирж приведет к полному контролю НК КМГ над деятельностью Компании. В настоящий момент права НК КМГ ограничены регуляторными требованиями в отношении публичных компаний, а также условиями Договора о взаимоотношениях. Существует высокая вероятность последующей интеграции Компании с крупным акционером для упрощения структуры управления и снижения операционных расходов по группе компаний НК КМГ. Интеграция двух компаний может нести в себе риски (не ограничиваясь ими) утери исторически накопленной экспертизы, информации, баз данных в отношении группы компаний РД КМГ ввиду ухода ключевых и экспертных работников Компании.	Компания будет стремиться к сохранению ключевых и экспертных работников для последующей плавной интеграции Компании с крупным акционером.

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 Компании является существенным, неоднократно реализовывался и оказывал значительное влияние на деятельность Компании. 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 увеличение 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 по возмещению ущерба здоровью работников и/или возмещению вреда, нанесенного окружающей среде, негативно повлиять на стоимость и сроки реализации геологоразведочных проектов.	Для увеличения вероятности 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 за бурением геологоразведочных скважин.
Добыча	Ключевые факторы снижения эффективности производственной деятельности Компании: • состояние основного фонда скважин; • увеличение обводненности месторождений; • техническая целостность оборудования; • непрерывность электроснабжения; • погодные условия; • своевременность закупа и поставок оборудования; • качество поставленного оборудования; • рост затрат на услуги, материалы и основные средства, опережающие 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.

Основной риск	Описание риска	Управление риском
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 ведется контроль состояния безопасности и охраны труда, налажено 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.
Финансовые риски — Валютные, инфляционные риски	• Компания ведет свою основную деятельность в Казахстане и использует тенге, как основную валюту для 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. Изменение курса доллара к тенге оказывает существенное влияние на рентабельность экспорта нефти. • Компания размещает свои денежные средства как в казахстанских банках, так и зарубежных. При этом геополитический расклад в мире, различные экономические санкции, в том числе в отношении стран-союзников, а также решения зарубежных судов могут оказать влияние на возможность управления денежными средствами Компании, размещенных в иностранных банках.	Осуществляется эффективная централизованная система управления денежными средствами, реализуемая казначейством Компании.
Финансовые риски — Кредитные риски	Кредитным рискам подвержены операции, связанные с движением материальных и денежных потоков с контрагентами, начиная с финансовых институтов, обслуживающих финансовые потоки Компании, и заканчивая покупателями конечных продуктов и контрагентами, оказывающими разнообразные услуги Компании.	Осуществляется эффективная централизованная система управления денежными средствами, реализованная казначейством Компании.
Налоговые риски	Налоговая система РК характеризуется малыми объемами правоприменительной практики в отношении недавно принятых нормативно-правовых актов. Она также характеризуется риском доначисления налогов, штрафов и пени, 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, волатильность экспортной таможенной пошлины (ЭТП) может отрицательно сказаться на финансовых результатах Компании.	Компания осуществляет постоянный мониторинг изменений действующего законодательства РК, 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. Компания имеет ограниченную возможность влиять на поведение и операционную деятельность своих партнеров, что может оказывать воздействие на реализацию отдельных проектов Компании, ее операционные и финансовые результаты. • Существует вероятность изменения порядка и сроков оплаты покупателями поставкок 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 их существенных факторов, влияющих на эффективную деятельность Компании, является снижение организационного потенциала.	Компания разрабатывает ряд мер, направленных на повышение лояльности, уровня мотивации и профессионального уровня персонала. Кроме того, уделяется существенное внимание развитию лидерских компетенций и формированию кадрового резерва.

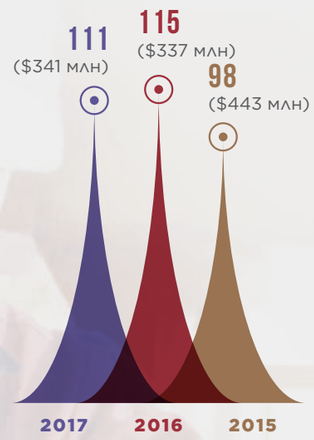
Основной риск	Описание риска	Управление риском
Мошенничество и коррупция	• Распределение ресурсов не в интересах Компании, нанесение ущерба Компании в целях получения личной выгоды, любые факты проявления коррупции являются совершенно неприемлемыми в деятельности Компании вне зависимости от размера финансового 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 действия для предотвращения неправомерной деятельности и нанесения репутационного ущерба Компании. • К Компании применяются требования Закона РК «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 в отношении возможного или потенциального нарушения работниками Компании и иными лицами, ассоциированными с Компанией, 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 организаций проводятся тренинги по вопросам соблюдения антикоррупционного законодательства и внутренних политик Компании. • Компания стремится обеспечить соблюдение требований антикоррупционного законодательства привлекаемыми Компанией третьими лицами. 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 его нарушения, а также право Компании на проведение комплексной оценки благонадежности третьего лица в случае наличия подозрений в нарушении антикоррупционного законодательства.

ОСНОВА УСТОЙЧИВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ – ПОСТОЯННЫЕ ИНВЕСТИЦИИ В ПОДДЕРЖАНИЕ ПОТЕНЦИАЛА СВОИХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ АКТИВОВ И ВКЛАД В СОЦИАЛЬНОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ, ГДЕ КОМПАНИЯ ВЕДЕТ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.

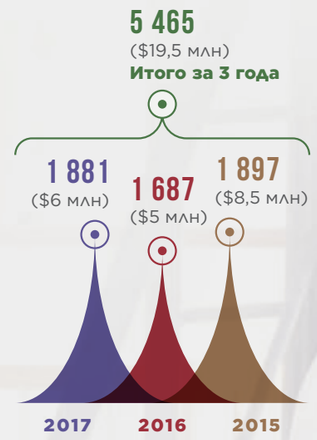
БИЗНЕС, НАПРАВЛЕННЫЙ НА УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ

АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»

КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ*,
млрд тенге



СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ,
млн тенге



* Не включая доли участия в КГМ, CCEL и PKI

КОРПОРАТИВНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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 менеджмента по повышению уровня безопасности, последовательному снижению показателей аварийности, производственного травматизма, профессиональных заболеваний.

ПОЛИТИКА

Основные положения подхода Компании к вопросам охраны окружающей среды, техники безопасности и охраны труда, зафиксированные в соответствующей политике, 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 поставленных 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.

КЛЮЧЕВЫЕ СТАТИСТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ В СФЕРЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЫ ТРУДА

ДЗО	общее количество отработанных человеко-часов			количество травм с потерей трудоспособности		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017
АО «Озенмунайгаз»	17 715 060	16 928 670	17 024 688	7	20	7
АО «Эмбамунайгаз»	8 897 682	9 248 135	9 096 054	9	1	4
АО «Каражанбасмунай»	4 246 218	4 250 239	4 233 065	4	1	2
ТОО СП «КазГерМунай»	1 454 432	1 261 051	1 237 394	3		1
ТОО «Карповский Северный»	41 126	36 464	25 528			
ТОО «Урал Ойл энд Газ»	87 482	73 426	64 606			
ТОО «УТТиОС»	1 857 383	1 716 459	1 681 577	1	2	2
ТОО «КазГПЗ»	1 790 419	1 725 136	1 698 471	1		
ТОО «KMG EP-Catering»	1 141 824	1 084 131	1 447 188			
ТОО «Озенмунайсервис»	3 471 949	3 620 133	2 530 944	12	7	8
ТОО «Кен-Курылыс-Сервис»	1 585 602	1 655 239	1 115 458	5	1	
ТОО «УДТВ»	311 194	282 211	280 086			
ТОО «Аргымактранссервис»		2 429 448	2 367 957	4		
ТОО «Тулпармунайсервис»		1 242 028	1 172 551	0	1	
Итого по группе РД КМГ	**42 600 371**	**45 552 770**	**43 975 567**	**46**	**33**	**24**

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

~44 МЛН

ОБЩЕЕ КОЛИЧЕСТВО ОТРАБОТАННЫХ ЧЕЛОВЕКО-ЧАСОВ ПО ГРУППЕ РД КМГ

частота травм с потерей трудоспособности (ЧТПТ, количество ТПТ/миллион человеко-часов)			количество смертных случаев			частота несчастных случаев со смертельным исходом (количество смертных случаев/100 миллион отработанных человеко-часов)		
2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
0,40	1,18	0,41	1	3	1	5,6	17,7	5,9
1,01	0,11	0,44			1	0,0	0,0	11,0
0,94	0,24	0,47	1			23,6	0,0	0,0
2,06	0,00	0,81				0,0	0,0	0,0
0,00	0,00	0,00				0,0	0,0	0,0
0,00	0,00	0,00				0,0	0,0	0,0
0,54	1,17	1,19				0,0	0,0	0,0
0,56	0,00	0,00				0,0	0,0	0,0
0,00	0,00	0,00				0,0	0,0	0,0
3,46	1,93	3,16				0,0	0,0	0,0
3,15	0,60	0,00				0,0	0,0	0,0
0,00	0,00	0,00				0,0	0,0	0,0
	0,00	0,00					0,0	0,0
	0,81	0,00					0,0	0,0
1,08	**0,72**	**0,55**	**2**	**3**	**2**	**4,7**	**6,6**	**4,5**

РАСХОДЫ НА ОХРАНУ ЗДОРОВЬЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, млн тенге

Наименование организации	2016	2017
Охрана труда, промышленная и пожарная безопасность		
АО «Озенмунайгаз»	789	778
АО «Эмбамунайгаз»	409	852
АО «Каражанбасмунай»	336	458
ТОО «СП «КазГерМунай»	341	304
Итого:	**1 875**	**2 392**
Средства индивидуальной защиты		
АО «Озенмунайгаз»	1 059	1 152
АО «Эмбамунайгаз»	341	400
АО «Каражанбасмунай»	188	245
ТОО «СП «КазГерМунай»	106	79
Итого:	**1 694**	**1 876**
Всего:	**3 569**	**4 268**

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 2017 году полное отсутствие инцидентов было зарегистрировано в ТОО «Карповский Северный», ТОО «Урал Ойл энд Газ», ТОО «КазГПЗ», ТОО «KMG EP-Catering», ТОО «Кен-Курылыс-Сервис», ТОО «УДТВ», ТОО «Тулпармунайсервис» и ТОО «Argymak TransService».

В других подразделениях произошло 23 несчастных случая, связанных с производством, в которых пострадало 24 работника, из них тяжелые травмы получили 4, легкие травмы получили 18 и произошло два случая с летальным исходом.

По сравнению с 2016 годом в 2017 году количество несчастных случаев на производстве уменьшилось на 8. Статистика несчастных случаев на производстве за последние три года в разрезе ДЗО РД КМГ приведена в следующей таблице:

Наименование организации	НС на производстве		
	2015	2016	2017
АО «Озенмунайгаз»	7	18	7
АО «Эмбамунайгаз»	7	1	3
АО «Каражанбасмунай»	4	1	2
ТОО «СП «КазГерМунай»	3	0	1
ТОО «Карповский Северный»	0	0	0
ТОО «Урал Ойл энд Газ»	0	0	0
ТОО «УТТиОС»	1	2	2
ТОО «КазГПЗ»	1	0	0
ТОО «KMG EP-Catering»	0	0	0
ТОО «Озенмунайсервис»	12	7	8
ТОО «Кен-Курылыс-Сервис»	5	1	0
ТОО «УДТВ»	0	0	0
ТОО «Тулпармунайсервис»	0	1	0
ТОО «Аргымактранссервис»	4	0	0
Всего по ДЗО	**44**	**31**	**23**

Анализ произошедших в 2017 году несчастных случаев показывает, что больше половины несчастных случаев произошли, в основном, по вине работника — в результате несоблюдения правил техники безопасности и грубой неосторожности самого пострадавшего.

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

За последние годы в РД КМГ 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 касательно своевременного информирования, ведения учета и проведения расследований произошедших на производстве несчастных случаев, включая незначительные микротравмы.

В 2017 году в рамках реализации заключенного Меморандума о взаимопонимании и сотрудничестве между РД КМГ с ENI, были проведены программы тренингов для работников группы компаний РД КМГ. Таким образом, 12 работников АО «Озенмунайгаз», в том числе 2 специалиста в области охраны труда и 2 специалиста по охране окружающей среды, прошли тренинг-обучение в корпоративном университете ENI в Милане. В течение шести месяцев работники обучались, повысили свои профессиональные навыки, получили международный опыт и завершили обучение практической стажировкой на производственных объектах ENI.

В 2017 году внедрена программа «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. За отчетный период на производственных объектах ДЗО РД КМГ было проведено 19 588 поведенческих наблюдений по безопасности.

Также в целях увеличения вовлеченности руководства дочерних и зависимых организаций РД КМГ в вопросы промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в сентябре 2017 года прошло расширенное совещание – впервые за последние шесть лет. Мероприятие прошло под председательством Генерального директора РД КМГ, с участием руководителей уполномоченных органов в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, а также заместителя акима Мангистауской области. На совещании были обсуждены ключевые вопросы по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды, перспективные задачи, а также прошло награждение почетными грамотами и благодарственными письмами отличившихся специалистов ДЗО.

ЭКОЛОГИЯ

Динамика финансовых затрат для выполнения мероприятий по охране окружающей среды за период 2016-2017 гг.:

Наименование организаций	Затраты по охране окружающей среды, млрд тенге	
	2016	2017
АО «Озенмунайгаз»	1,43	2,5
АО «Эмбамунайгаз»	0,69	0,45
АО «Каражанбасмунай»	0,56	0,76
ТОО «СП «КазГерМунай»	0,43	0,38
Итого по АО «РД «КазМунайГаз»	**3,11**	**4,09**

РД КМГ, осознавая, что ее деятельность напрямую связана с использованием природных ресурсов, признает свою ответственность перед обществом за рациональное использование этих ресурсов и сохранение благоприятной окружающей среды.

Компания ежегодно выделяет значительные средства на финансирование природоохранных мероприятий. В 2016 году на осуществление природоохранных мероприятий затрачено 3,11 млрд тенге и в 2017 году 4,09 млрд тенге, что в 1,4 раза больше, чем в 2016 году. Основой осуществления контроля за негативным воздействием производства на окружающую среду в АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) и АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) является проведение производственного экологического контроля.

Производственный экологический контроль объектов ОМГ и ЭМГ организован в соответствии с Программой экологического контроля, а также требованиями экологического законодательства и нормативно-методических документов, регламентирующих этот вид природоохранной деятельности.

Программа определяет порядок и методы проведения производственного мониторинга состояния компонентов природной среды: атмосферного воздуха, сточных и подземных вод, почв, растительности, животного мира и радиационного экологического мониторинга, проведения отбора проб воздуха, воды, почвы, лабораторных исследований и обработки полученных результатов, проведения внутренних проверок, составления необходимых документов, картографических, текстовых и табличных материалов по результатам выполненных работ.

Также осуществляется периодический ведомственный контроль со стороны работников Компании, включая сотрудников производственного блока с постоянным выездом на месторождения.

ДИНАМИКА ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, тонн

Наименование организации	Разрешенный объем выбросов за 2016 г.	Фактический объем выбросов за 2016 г.	Разрешенный объем выбросов за 2017 г.	Фактический объем выбросов за 2017 г.
АО «Озенмунайгаз»	11 727	8 295	10 007,69	6 697,35
АО «Эмбамунайгаз»	6 973	5 018	10 872,95	5 116,01
АО «Каражанбасмунай»	5 452	4 355	5 470,11	5 470,11
ТОО «СП «КазГерМунай»	2 881	1 920	4 740,21	1 324,83
Итого:	**27 033**	**19 588**	**31 090,96**	**18 608,3**

В 2016 году суммарный объем валового выброса загрязняющих веществ в атмосферу составил 19 588 тонн, в 2017 году — 18 608,3 тонн, что на 5% меньше, чем в предыдущем году.

УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗА

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

В ЭМГ разработана и утверждена программа развития и переработки попутного нефтяного газа (далее — Программа), целью которой является сокращение и в перспективе 100-процентное исключение сжигания попутного нефтяного газа на факелах месторождений.

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

В настоящее время по Программе реализованы два проекта: «Расширение системы подготовки и транспортировки попутного нефтяного газа месторождений НГДУ «Жаикмунайгаз» в Исатайском районе и «Расширение системы подготовки и транспортировки попутного нефтяного газа месторождения Восточный Макат НГДУ «Доссормунайгаз» в Макатском районе общей стоимостью более 3 млрд тенге.

Проекты позволяют подготовленный до товарного стандарта попутный нефтяной газ использовать для технологических нужд собственных промыслов, а излишки газа реализовать населению Исатайского, Макатского и Кызылкогинского районов через систему АО «КазТрансГазАймак».

Мощность установки в НГДУ «Жаикмунайгаз» составляет 20 млн кубометров в год, а в НГДУ «Доссормунайгаз» — 40 млн кубометров в год товарного газа.

Для решения вопроса утилизации газа в Прорвинской группе месторождений в 2017 году завершено строительство и введена в эксплуатацию установка комплексной подготовки газа (УКПГ) Прорвинской группы месторождений мощностью 150 млн кубометров в год. Установка осуществляет 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.

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.

В соответствии с планом природоохранных мероприятий в 2017 году на контрактных территориях акционерных обществ ОМГ, ЭМГ, КБМ и КГМ проведены следующие экологические мероприятия:

Всего переработано и утилизировано 193,6 тыс. тонн отходов производства и потребления, размещенных на полигонах и образованных в отчетном году. В том числе: своими силами переработано и утилизировано 11,4 тыс. тонн (1,99 тыс. тонн — ЭМГ, 8,9 тыс. тонн — ОМГ, 0,49 тыс. тонн — КБМ); 120,4 тыс. тонн с использованием добавки на основе гуматосодержащих композиционных материалов в ОМГ и 10 тыс. тонн методом биологической ремедиации в ЭМГ. 51,8 тыс. тонн отходов (3,1 тыс. тонн — ЭМГ, 2,5 тыс. тонн — ОМГ, 18,3 тыс. тонн — КГМ, 27,9 тыс. тонн — КБМ) переданы сторонним специализированным организациям для утилизации.

Наименование организации	Объем утилизированных отходов (тыс. тонн)	
	2016	2017
ОМГ	70,9	131,8
ЭМГ	15,2	15,1
КБМ	19,4	28,4
КГМ	10,7	18,3
ВСЕГО	**116,2**	**193,6**

МЕРЫ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АКВАТОРИИ КАСПИЯ

Для предотвращения загрязнения Каспийского моря в последние годы Компания устанавливает многоступенчатую металлическую конструкцию со специальным наполнителем, укрепляющую береговую линию и предохраняющую от оползней (так называемые матрацы Рено).

Таким образом, на месторождениях Терен-Узек и Западная Прорва НГДУ «Жылыоймунайгаз» укреплена защитная дамба протяженностью 8,6 км.

Кроме того, на постоянной основе ведется мониторинг затопленных и подтопляемых скважин НГДУ «Жылыоймунайгаз» месторождения Тажигали АО «Эмбамунайгаз».

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность является ключевой составляющей деятельности Компании. С момента создания Компания выделила миллиарды тенге на строительство жилых домов, физкультурно-оздоровительных центров, детских садов, оздоровительных лагерей, на реконструкцию школ и больниц в Атырауской и Мангистауской областях, а также переезд жителей населенных пунктов, расположенных вблизи истощенных месторождений ЭМГ. Стратегия Компании в области социальной политики нацелена на содействие развитию регионов своей деятельности.

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; на признание и должную оценку их вклада в Компанию; на содействие в развитии их профессиональных навыков; на открытое и конструктивное обсуждение качества и эффективности их работы.
- Компания не будет допускать дискриминации по признаку 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 достижения 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 размер постоянной части заработной платы работников на существующем в настоящее время уровне при условии, что экономические условия не будут ухудшаться.

РД КМГ, как и прежде, выделяет финансовые ресурсы на социальное развитие регионов деятельности в рамках контрактов на недропользование. В 2017 году на различные социальные проекты в Атырауской и Мангистауской областях было выделено 1,9 миллиарда тенге (6 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 прочее.

РАСХОДЫ НА СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ, млн тенге

	Атырауская область (АО «Эмбамунайгаз»)			Мангистауская область (АО «Озенмунайгаз»)			Мангистауская область (АО «Каражанбасмунай»)		
Год	Всего	Обязательные	Инициативные	Всего	Обязательные	Инициативные	Всего	Обязательные	Инициативные
2016	595,2	595,2	0	900	900	0	277,9	257,6	20,4
2017	754,8	754,8	0	900	900	0	225,9	162,5	63,4

1 742,2 МЛН ₸

ЗАПЛАНИРОВАНО ВЫДЕЛИТЬ В 2018 ГОДУ НА СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ В АТЫРАУСКОЙ И МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТЯХ

В 2017 году на развитие социальной инфраструктуры Атырауской области было потрачено 754,8 млн тенге. Также было выделено 311,5 млн тенге на строительство средней школы на 424 мест в селе Сагыз Кызылкогинского района, 313,4 млн тенге были потрачены на строительство двух детских садов: детского сада на 290 мест в селе Сагыз Кызылкогинского района (230 млн тенге) и на строительство детского сада на 100 мест в селе Тасшагыл Кызылкогинского района в Атырауской области (83,4 млн тенге). Были выделены средства на строительство дома культуры на 200 мест в селе Жанбай Исатайского района. Также Компания профинансировала строительство физкультурно-оздоровительного комплекса на 160 зрительских мест в селе Акыстау Исатайского района и строительство фельдшерского-акушерского пункта в селе Карабау Кызылкогинского района.

В 2017 году в Мангистауской области Компанией были выделены средства на приобретение квартир для малообеспеченных работников бюджетной сферы. Также были выделены средства в размере 436,2 млн тенге, из которых 86,2 млн тенге — на приобретение транспортных средств для сферы здравоохранения и местной полицейской службы, 200 млн тенге — на создание социальных рабочих мест для жителей г. Жанаозен и 150 млн тенге — на строительство автодорог в селе Жетибай.

Для оказания помощи некоммерческим организациям и физическим лицам в целях поддержания и развития культурной и гуманитарной сфер общества Компанией выделяются средства на такие направления как образование, здравоохранение, физическая культура и спорт, общественные организации, социально значимые объекты, охрана материнства и детства, оказание помощи уязвимым слоям населения, пострадавшим от стихийных бедствий, а также для целей проведения общественно значимых мероприятий.

В 2018 году в Мангистауской области запланировано выделение средств на развитие социальной инфраструктуры г. Жанаозен и Каракиянского района в размере 900 млн тенге согласно Контракту на недропользование. Также планируется поддержка развития сфер культуры, образования, здравоохранения, спорта, уязвимых слоев населения и реализации госпрограмм, проведение общественно значимых мероприятий.

На 2018 год на социальные проекты в Атырауской области запланировано выделение средств в размере 622,2 млн тенге, а в Мангистауской области 1 120 млн тенге.

РАЗВИТИЕ КАДРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА

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 2017

году повысили свою квалификацию 49 071 работник[9] группы компаний РД КМГ, что на 21% больше, чем в 2016 году.

ДЕНЬ ДУБЛЕРА

АО «РД «КазМунайГаз» уже на ежегодной основе проводит День дублера. В 2017 году День дублера прошел 28 июня.

Данное мероприятие проводится в рамках реализации Молодежной политики, целью которой является 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, внесение предложений, новых идей для улучшения бизнес-процессов. Этот проект также направлен на развитие процесса обмена опытом между коллегами и развитие кадрового потенциала. В этом году дублеры пробовали себя не только в роли руководителей структурных подразделений, но и управляющих директоров.

В данном мероприятии приняли участие 34 молодых работника Компании. Таким образом, были задействованы практически все подразделения АО «РД «КазМунайГаз».

Вместе с тем, руководители подразделений на период их замещения Дублерами, приняли участие в обучении по программе «Storytelling как неформальное обучение». В ходе тренинга участники получили дополнительные знания в области Storytelling'a — нового тренда в сфере управления персоналом, изучили процесс создания корпоративных «мифов» для улучшения процесса наставничества и проявления креативности в создании бизнес-историй.

МОЛОДЕЖНАЯ ПОЛИТИКА РД КМГ — ДЕНЬ МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ

День молодых специалистов проводится в рамках молодежной политики АО «РД «КазМунайГаз» с 2013 года. Целью проведения мероприятия является объединение молодежи дочерних, зависимых организаций, ознакомление с лучшими проектами, обмен опытом, возможность представить инновационные идеи, мотивация на достижение коллективных целей.

Основным критерием отбора для участия в форуме являлась разработка проектной работы по улучшению производственной деятельности компании, возможность ее внедрения и экономическая эффективность.

В 2017 году День молодых специалистов был проведен в период с 8 по 9 июня. Согласно периодичности, площадкой для его проведения была определена дочерняя организация АО «РД «КазМунайГаз» — АО «Эмбамунайгаз», расположенная в г. Атырау.

День молодых специалистов впервые прошел в формате научно-практической конференции с целью презентации и обсуждения реализованных и реализуемых в настоящее время проектов в дочерних организациях и совместных предприятиях АО «РД «КазМунайГаз».

В конкурсе проектных работ приняли участие 37 молодых специалистов дочерних организаций и

[9] Данные формировались по следующему принципу: если работник в течение года прошел обучение более одного раза, при расчете данного показателя учитывается количество всех обучений, которое прошел работник.

совместных предприятий АО «РД «КазМунайГаз», а именно АО «Озенмунайгаз», АО «Эмбамунайгаз», АО «Каражанбасмунай», ТОО «СП «Казгермунай», ТОО «ТулпарМунайСервис», ТОО «Урал Ойл энд Газ», ТОО «Аргымактранссервис», ТОО «Карповский Северный».

В ходе проведения в первый день была организована групповая работа по секциям, согласно определенным направлениям, в процессе которой молодыми специалистами были представлены проектные работы, направленные на совершенствование процессов. Второй день мероприятия проходил в формате научно-практической конференции, где 10 работников из разных ДЗО представили презентации уже реализованных и реализуемых в настоящее время проектов.

Работа в секциях была организована по следующим направлениям:

1. Геология и разработка.
2. Техника и технология добычи нефти и газа.
3. Экономика.
4. Улучшение производственного процесса, энергетика, АСУТП.

По итогам секционных работ комиссией были определены 5 лучших проектных работ. Лучшим проектным работам предоставляется возможность их внедрения в АО «РД «КазМунайГаз» при поддержке руководства.

КОНКУРС ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО МАСТЕРСТВА НА ЗВАНИЕ «ҮЗДІК МАМАН»

Конкурс профессионального мастерства на звание «Үздік маман» (далее — Конкурс) проводится между компаниями группы АО «РД «КазМунайГаз» на ежегодной основе с 2006 года. В АО НК «КазМунайГаз» конкурс профессионального мастерства «Үздік маман» проводится с 2016 года.

Целью Конкурса является повышение престижа, мотивации представителей рабочих профессий, востребованных на рынке труда; пропаганда достижений и передового опыта участников Конкурса; содействие в привлечении молодежи для обучения и трудоустройства по рабочим профессиям; повышение, выявление, обобщение и распространение передового опыта работы; повышение профессионального мастерства и уровня теоретической подготовки рабочего персонала дочерних организаций и структурных подразделений (ДОиСП).

Конкурс проводится в три тура: первый — на уровне производственных структурных подразделений, второй — на уровне дочерних предприятий, с 2016 года третий тур проводится на уровне АО НК «КазМунайГаз», который ранее проводился на уровне АО «РД «КазМунайГаз».

В 2017 году первый и второй тур прошли на уровне дочерних предприятий в девяти организациях: АО «Озенмунайгаз», АО «Эмбамунайгаз», АО «Каражанбасмунай», ТОО «СП «Казгермунай», ТОО «Argymak TransService», ОО «ТулпарМунайСервис», ТОО «ОзенМунайСервис», ТОО «УТТиОС», ТОО «Кен-Курылыс-Сервис». По итогам конкурса победители были направлены на общекорпоративный конкурс профессионального мастерства «Үздік маман» проводимый АО НК «КазМунайГаз».

В 2017 году Конкурс прошел 26-29 сентября на базе АО «Каражанбасмунай». В конкурсе приняли участие 126 участников, представляющих 17 основных и смежных профессий, таких как оператор по добыче нефти и газа, оператор по исследованию сква-

жин, оператор по поддержанию пластового давления, токарь, лаборант химического анализа, электрогазосварщик, электромонтер, слесарь, бригада подземного ремонта скважин, бригада капитального ремонта скважин, машинист (моторист) цементировочного агрегата, слесарь по ремонту автомобиля, водитель автомобиля, оператор технологических установок, машинист технологических насосов, машинист компрессорных установок.

29 сентября в г. Актау были подведены итоги конкурса, прошла торжественная церемония награждения победителей с участием руководства АО НК «КазМунайГаз», где дочерние организации АО «РД «КазМунайГаз» заняли первые места в 10 номинациях, вторые места также в 10 номинациях и третьи места — в 9 номинациях.

ОБУЧЕНИЕ СВАРЩИКОВ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ ДЗО

В рамках внедрения новых технологических процессов производства и в целях освоения современных методов сварочного производства, повышения продуктивности качества работ, совершенствования деятельности работников нефтесервисных дочерних

зависимых организаций РД КМГ и при финансовой поддержке АО «Озенмунайгаз» с июля по октябрь 2017 года было организовано обучение для 57 сварщиков трех дочерних организаций — ТОО «Кен-Курылыс-Сервис», ТОО «ОзенМунайСервис» и ТОО «УДТВ».

Обучение состояло из трех этапов — тестирования, теоретического курса и практики.

По итогам трех этапов все работы (заваренные экземпляры) прошли визуальный и радиографический контроль на выявление дефектов. По итогам обучения 49 сварщиков получили допуск с первой попытки. Всем 57 сварщикам, прошедшим обучение, были выданы сертификаты о прохождения курса подготовки на полуавтоматическую (механизированную) сварку, 55 сварщиков получили допуск по сварке.

Данная профессия требует высокого уровня подготовки и ответственности. Устойчивость и долговечность сваренных металлических конструкций, изготовление новых конструкций или изделий напрямую зависят от качества выполненной работы сварщика.

Постоянная практика повышения квалификации и разряда сварщиков позволит значительно улучшать профессиональные навыки и использовать новые технологические подходы сварочной отрасли на собственном опыте.

КОРПОРАТИВНЫЙ HR-ФОРУМ АО «РД «КАЗМУНАЙГАЗ»

В предыдущие годы АО «РД «КазМунайГаз» на ежегодной основе проводило семинары-совещания для руководителей кадровых служб дочерних организаций и совместных предприятий, где заслушивались отчеты ДОиСП о проделанной работе, планы на будущий год. В 2017 году с целью предоставления площадки для работников кадровых служб для презентации и обсуждения реализованных и реализуемых проектов, для обмена опытом было принято решение организовать мероприятие в формате форума, в котором приняли участие не только руководители кадровых служб, но и работники служб нормирования и оплаты труда дочерних организаций и структурных подразделений.

Корпоративный HR-Форум 2017 — это подведение итогов 14-летней HR-истории АО «РД «КазМунайГаз», желание отметить, то, что было пройдено, сделано и поделиться результатами друг с другом.

Помимо ретроспективы, задачей форума было взглянуть в будущее, увидеть тренды в HR, участвуя в мастер-классах от ведущих экспертов России и Казахстана в области развития человеческого потенциала.

Форум состоялся 9-10 ноября 2017 года в городе Астане. У каждого дня форума была своя миссия, свое название. Первый день — «Реализовано достойно!» был посвящен уже реализованным HR-проектам Компании, которые прошли по критерию экономической эффективности. Обсуждались проекты, выносились ключевые идеи, участники размышляли о тиражировании успеха проектов по всей группе компаний. Второй день — «Развиваемся дальше!», день приглашенных HR-экспертов, у которых работники учатся, «слышат» тренды и устремляются в будущее HR Компании.

В первый день форума было проведено ток-шоу «Моя HR история в РД», куда были приглашены люди, для которых АО «РД «КазМунайГаз» сыграло большую роль в их жизни — Хитуов Т.К., депутат Мажилиса Парламента РК; Узбеков А.А., главный финансовый директор АО «Казахтелеком»; Егимбаева М.Е., управляющий директор АО «НК «Kazakh Tourism»; Шаненова А.К., управляющий директор по нефтесервисным проектам, модератором ток-шоу выступил Аскаров Б.Б., руководитель аппарата АО «РД «КазМунайГаз».

Финальной задачей форума являлось создание планов на будущее, разработка стратегии развития HR в АО «РД «КазМунайГаз», основанной на прошлом опыте, на изученных текущих проектах и знаниях, полученных во время посещения мастер-классов.

ИНСТИТУТ ОМБУДСМЕНА

Позиция омбудсмена в РД КМГ создана в феврале 2017 года в целях совершенствования корпоративного управления через внедрение 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 Компании. В функциональные обязанности омбусмена 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.

ДЕЛОВАЯ ЭТИКА

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 далее.

- 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 раскрытия информации, Политикой по сделкам с ценными бумагами, Политикой инициативного информирования и Уставом Компании. Все эти документы доступны для ознакомления на официальном сайте Компании.

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

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, Даурена Карабаева, являются представителями АО «Национальная компания «КазМунайГаз». В Совет директоров входят три Независимых неисполнительных директора.

РД КМГ разработала и внедрила эффективную систему, устанавливающую отношения 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» действовал Договор о взаимоотношениях, который устанавливал предпринимательскую независимость РД КМГ и ее обязанность действовать в интересах всех своих акционеров. Несмотря на прекращение действия этого Договора после исключения Компании из биржевого списка Лондонской фондовой биржив и отмену некоторых положений Устава, дающих Независимым директорам дополнительные полномочия, сохраняется требование о наличии не менее 30% независимых членов в составе Совета директоров, а также требование об участии в заседании Совета директоров, рассматривающего сделку с заинтересованностью, не менее 2 директоров, не связанных с такой сделкой. Таким образом, Компания сохранит механизмы, способствующие принятию взвешенных и эффективных корпоративных решений.

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ

В СД Компании работают восемь членов Совета директоров, трое 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 менеджмента.

СТРУКТУРА

По состоянию на 31 декабря 2017 года СД состоял из восьми членов, которыми являлись:

Даурен Карабаев	Председатель СД
Курмангазы Исказиев	Член СД (Ген. директор)
Густаве ван Меербеке	Член СД
Олег Карпушин	Член СД
Ардак Мукушов	Член СД
Филип Дэйер	Независимый директор
Фрэнсис Соммер	Независимый директор
Аластэр Фергюсон	Независимый директор

ИЗБРАНИЕ ЧЛЕНОВ СД И ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ СД В ТЕЧЕНИЕ ГОДА

23 мая 2017 года решением годового общего собрания акционеров был определен количественный состав СД — 8 человек — и персональный состав СД на срок полномочий, установленный с 23 мая 2017 года по 23 мая 2018 года включительно.

По итогам годового общего собрания акционеров 23 мая 2017 года избран следующий персональный состав СД:

1. Гончаров Игорь Валерьевич — представитель АО НК «КазМунайГаз».
2. Карабаев Даурен Сапаралиевич — представитель АО НК «КазМунайГаз».
3. Мукушов Ардак Жумагулович — представитель АО НК «КазМунайГаз».
4. Густаве ван Меербеке — представитель АО НК «КазМунайГаз».
5. Исказиев Курмангазы Орынгазиевич — Генеральный директор (Председатель Правления) Компании.
6. Филип Дэйер — Независимый директор.
7. Аластэр Фергюсон — Независимый директор.
8. Фрэнсис Соммер — Независимый директор.

19 сентября 2017 года новым Председателем Совета директоров РД КМГ был избран Даурен Карабаев.

По итогам Внеочередного общего собрания акционеров от 19 октября 2017 года было принято решение досрочно прекратить полномочия члена СД Компании Гончарова Игоря Валерьевича, а также избрать членом СД Компании Карпушина Олега Вячеславовича (как представителя акционера — АО «Национальная компания «КазМунайГаз») на срок полномочий, установленных в целом для Совета директоров Компании.

ЧЛЕНЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ИХ БИОГРАФИИ

В СОСТАВЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ — МЕНЕЕ 1 ГОДА

ДАУРЕН КАРАБАЕВ

Председатель СД, CFA, исполнительный вице-президент – финансовый директор АО НК «КазМунайГаз»

Исполняет функции Председателя СД с 19 сентября 2017 года.

Ранее занимал должность заместителя Председателя правления АО «Народный банк Казахстана».

Имеет степень магистра наук в области финансов от Mays Business School – Texas A&M.

Даурен Карабаев был избран членом СД Компании 23 мая 2017 года. Является членом Комитетов по назначениям и стратегическому планированию.

В СОСТАВЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ — БОЛЕЕ 2 ЛЕТ

КУРМАНГАЗЫ ИСКАЗИЕВ

Генеральный директор,
Председатель Правления Компании

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». 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 Казахстанского 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.

В СОСТАВЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ — БОЛЕЕ 1 ГОДА

ГУСТАВЕ ВАН МЕЕРБЕКЕ

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

Густаве Луис Юджин Ван Меербеке, 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 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, в Южной Азии и Африке 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 Tulpar BV, Shell Temir BV, Salym Petroleum Development NV.

В 1999 году он устроился на работу в ABN AMRO в качестве отраслевого банкира по нефти и газу и продолжил работать в указанной должности в RBS после поглощения ABN AMRO 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 Меербеке был избран членом СД Компании 13 апреля 2016 года.

В СОСТАВЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ — МЕНЕЕ 1 ГОДА

ОЛЕГ КАРПУШИН

Исполнительный вице-президент по добыче, разведке и нефтесервисам АО НК «КазМунайГаз»

Окончил с отличием Российскую Государственную академию нефти и газа с квалификацией «горный инженер-геолог» и Университет Дьюка (США) по программе MBA в Бизнес-школе Фьюкуа.

Более 11 лет работал на руководящих должностях в группе компаний концерна Shell, в том числе «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», Shell Petroleum Development Company of Nigeria, «Сахалин Энержи Инвестмент Ко.». Также работал заместителем председателя правления – директором по производству ПАО «Новатэк».

Олег Карпушин был избран членом СД Компании 19 октября 2017 года.

В СОСТАВЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ — МЕНЕЕ 1 ГОДА

АРДАК МУКУШОВ

Вице-президент по правовому обеспечению АО НК «КазМунайГаз»

Ардак Мукушов с января 2017 года занимает должность вице-президента по правовому обеспечению АО НК «КазМунайГаз». Ранее занимал различные управляющие позиции в НК КМГ и Министерстве нефти и газа Республики Казахстан. С мая 2014 года член совета директоров АО «КазТрансОйл», а также с апреля 2016 года член совета директоров АО «КазТрансГаз».

Окончил Евразийский университет им. Л.Н. Гумилева по специальности «Право и методика правового образования» и Казахский экономический университет им. Т. Рыскулова по специальности «Экономика».

Ардак Мукушов был избран членом СД Компании 23 мая 2017 года.

В СОСТАВЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ — БОЛЕЕ 7 ЛЕТ

ФИЛИП ДЭЙЕР

Независимый директор РД КМГ

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 KNOC.

В настоящее время является Независимым неисполнительным директором и председателем комитета по аудиту компании The Parkmead Group, Независимым неисполнительным директором в компаниях ЗАО «ВТБ Капитал» и ПАО «Северсталь». Был старшим Независимым неисполнительным директором и председателем комитета по вознаграждениям AVEVA Group Plc, 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 комитетов по аудиту и назначениям, член комитетов по вознаграждениям и стратегическому планированию, а также член Независимого комитета при Совете директоров Компании (в его состав входят исключительно Независимые директора).

В СОСТАВЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ — МЕНЕЕ 1 ГОДА

ФРЭНСИС СОММЕР

Независимый директор РД КМГ

Фрэнсис Соммер является Независимым директором Nobel Oil E&P (UK) Ltd (Nobel Upstream) с 2014 года, а также партнером в LetterOne (L1) Energy (UK) с 2013 года. Ранее, занимал должность исполнительного вице-президента по производству и технологиям в ОАО «ТНК ВР Холдинг» в Российской Федерации с 2009 по 2013 года.

Имеет степень магистра наук в области технологии добычи нефти Техасского университета в Остине, а также степень бакалавра в области физики Нью-Йоркского университета.

Членом СД РД КМГ является с 23 мая 2017 года. Является Председателем Комитета по вознаграждениям, членом комитетов по аудиту, стратегическому планированию и назначениям, а также членом Независимого комитета при Совете директоров Компании.

В СОСТАВЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ — БОЛЕЕ 4 ЛЕТ

АЛАСТЭР ФЕРГЮСОН

Независимый директор РД КМГ

Аластэр Фергюсон имеет 37-летний опыт работы в нефтегазовой отрасли, преимущественно в ВР. С 2003 года проживает в Москве, начав работать сперва в ТНК-ВР 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 стратегическому планированию и членом комитетов по аудиту, вознаграждениям и 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 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», применимый 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 Компании одобрил Кодекс корпоративного управления Компании в новой редакции в декабре 2016 года. Далее Кодекс корпоративного управления был вынесен на утверждение общим собранием акционеров Компании в мае 2017 года. Решением годового общего собрания акционеров вопрос о рассмотрении Кодекса в новой редакции отложен.

Кодекс корпоративного управления Компании ставит акценты на важные принципы надлежащего корпоративного управления, такие как устойчивое развитие, права акционеров и справедливое отношение к акционерам, профессиональный совет директоров и правление, управление рисками и внутренний контроль, прозрачность.

Принятые Компанией изменения устанавливают обязательства Компании по корпоративному управлению в дополнение к предусмотренным Кодексом корпоративного управления АО «Самрук-Қазына». Компания считает, что эти дополнительные изменения значительно укрепляют применяемый Компанией режим 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 в дополнение к требованиям 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 сайте Компании, а новая предлагаемая версия Кодекса корпоративного управления Компании будет представлена на рассмотрение акционерам Компании и станет доступна для всеобщего ознакомления в случае утверждения общим собранием акционеров Компании.

В течение 2017 года Компания соблюдала положения действующего 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 30% 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 веб-сайте.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает, что неисполнительные директора должны тщательно анализировать работу Правления на предмет ее соответствия согласованным целям и задачам, осуществлять контроль над его деятельностью, а также убедиться в полноте предоставляемой финансовой информации, а также 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.

ПОЛИТИКА МНОГООБРАЗИЯ

Компания стремится к развитию и защите многообразия во всех сферах деятельности. Вопросы, касающиеся равных возможностей и культурного многообразия, определены в Принципах ведения бизнеса, Кодексе корпоративной этики Компании и внутренних документах Компании. Компания не допускает дискриминации по национальным, расовым, религиозным, половым, возрастным, политическим и иным признакам. Все решения относительно найма, оценки, продвижения, обучения, дальнейшего развития, вознаграждения и увольнения работников принимаются только на основе данных об их квалификации, заслугах, результатах работы. В Компании созданы равные условия для повышения профессиональной квалификации, необходимой для производственной деятельности. Работники Компании, являющиеся гражданами Республики Казахстан, составляют 99,9%, в числе которых 92% — казахи и 7% — работники других национальностей. Для достижения стратегических целей Компания стремится привлекать квалифицированных специалистов, при этом предоставляя равные возможности всем возрастным группам. По возрастным категориям количество сотрудников старше 36 лет составляет 57%,

в том числе пенсионного возраста — 6%, молодых специалистов — 43%.

40% сотрудников Компании — женщины, 60% — мужчины, в том числе среди управляющих директоров — 1 женщина и 8 мужчин.

Компания оказывает поддержку работникам ДЗО, стремящимся к повышению квалификации и профессиональному развитию. В 2017 году были приняты работники из ДЗО Компании, что составило 8% от общего числа работников Компании. Количество работников, прошедших квалификационную сертификацию, составляет 4%.

Во исполнение регуляторных требований Казахстанской и Лондонской фондовых бирж Компания привлекает иностранных специалистов, имеющих опыт работы, навыки или достижения в конкретной области деятельности. В 2017 году в Компании работали 2 иностранных специалиста, в том числе 1 гражданин Канады, 1 гражданин России.

Компания стремится к обеспечению развития личностного многообразия среди высшего руководства Компании, а также при избрании кандидатов в органы Компании. В составе Совета директоров была 1 женщина (до мая 2017 года). В 2017 году членами Совета директоров Компании были 2 граждан Великобритании, 1 гражданин Соединенных Штатов Америки, 1 гражданин Нидерландов и 1 гражданин Российской Федерации. В состав Правления Компании избраны работники Компании, из них в возрасте до 40 лет — 4 человека, 40-50 лет — 3 человека и старше 50 лет — 2 человека.

Состав Совета директоров и Правления Компании обеспечивают эффективность деятельности в достижении стратегических и бизнес-целей Компании.

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 предприятиями;
- отчет Правления включает достоверные данные о развитии и показателях финансово-хозяйственной деятельности и финансового состояния Компании и ее дочерних предприятий 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, Фрэнсис Соммер и Аластэр 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

28 июня 2017 года на основании решения Совета директоров Компании в состав Правления внесены следующие изменения:

- принято решение досрочно прекратить полномочия следующих членов Правления: Елеусинова Каирбека Сагинбаевича — Заместителя генерального директора по проекту АО «Озенмунайгаз»; Хасанова Даулетжана Кенесовича — Заместителя генерального директора — Генерального директора АО «Озенмунайгаз»
- принято решение об избрании членами Правления Нургалиева Куанышбая Жаумитбаевича — Управляющего директора по производству и разработке месторождений, а также Найзабекова Бекмурата Толбаевича — Управляющего директора по маркетингу, закупкам и реализации нефти, на срок полномочий Правления в целом.
- 1 августа 2017 года решением Совета директоров дано согласие члену Правления Компании Абайылданову Бекзату Калшбековичу на работу в должности Генерального директора АО «Озенмунайгаз».

ЧЛЕНЫ ПРАВЛЕНИЯ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2017 ГОДА:

ФИО	Должность
Курмангазы Исказиев	Генеральный директор (Председатель Правления)
Бекзат Абайылданов	Заместитель генерального директора по производству — Генеральный директор АО «Озенмунайгаз»
Дастан Абдулгафаров	Заместитель генерального директора по экономике и финансам
Малик Салимгереев	Заместитель генерального директора по охране труда, окружающей среды и перспективному развитию
Шейн Дрейдер	Финансовый директор — финансовый контролер
Куанышбай Нургалиев	Управляющий директор по производству и разработке месторождений
Бекмурат Найзабеков	Управляющий директор по маркетингу, закупкам и реализации нефти

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СД И ПРАВЛЕНИЯ

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

38

ЗАСЕДАНИЙ СД В 2017 ГОДУ

СД несет ответственность перед акционерами за эффективное управление и надлежащий контроль над 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 деятель-

ность Компании. Правление отчитывается перед СД за состояние проделанной работы по достижению целей Компании.

ВОПРОСЫ, РАССМОТРЕННЫЕ СОВЕТОМ ДИРЕКТОРОВ В 2017 ГОДУ

СД проводит заседания на регулярной основе и по мере необходимости. За 2017 год СД провел 38 заседаний, включая 10 заседаний в очной форме и 28 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 внесения 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»);
- вопросы деятельности юридических лиц, 10 и более процентов акций (долей участия в уставном капитале), которые принадлежат 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 2016 год;
- внесение предложений по размеру дивиденда по итогам 2016 года;
- рассмотрение планов и отчетов службы внутреннего аудита, хода выполнения рекомендаций службы внутреннего аудита;
- КПД Компании;
- о банковских лимитах Компании;
- об управлении рисками;
- программа развития нефтесервисных активов Компании.

СД в 2017 году были рассмотрены следующие документы:

- утверждена Политика по противодействию коррупции акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» в новой редакции;
- утверждено Положение о комитете по назначениям Совета директоров Общества в новой редакции;
- внесены изменения и дополнения в Кодекс корпоративной этики АО «РД «КазМунайГаз».

В 2017 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, Фрэнсис Соммер и Аластэр Фергюсон. Согласно Положению о Независимом комитете при СД Компании были закуплены консультационные услуги у компаний HSBC, Rothschild's, 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.

28

ЗАСЕДАНИЙ В ЗАОЧНОЙ ФОРМЕ ПРОВЕЛ СД ЗА 2017 ГОД

ПРИСУТСТВИЕ ЧЛЕНОВ СД И ЧЛЕНОВ КОМИТЕТОВ НА ЗАСЕДАНИЯХ СД И КОМИТЕТОВ В 2017 ГОДУ

	СД	Комитет по аудиту	Комитет по назначениям	Комитет по вознаграждениям	Комитет по стратегическому планированию
Количество заседаний, проведенных в 2017 году	**38**	**12**	**5**	**7**	**2**
Даурен Карабаев	29	-	-	-	2
Курмангазы Исказиев	38	-	-	-	2
Игорь Гончаров	22	-	5	-	-
Ардак Мукушов	29	-	-	-	-
Серик Абденов	9	-	-	-	-
Олег Карпушин	16	-	-	-	-
Асия Сыргабекова	9	-	-	-	-
Густаве Ван Меербеке	38	-	-	-	-
Аластэр Фергюсон	38	12	5	7	2
Филип Дэйер	38	12	5	7	2
Фрэнсис Соммер	29	6	3	4	2
Эдвард Уолш	9	6	2	3	-

Правление является исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. В 2017 году на регулярной основе и по мере необходимости было проведено 31 заседание Правления Компании.

В 2017 году Правлением Компании одобрен ряд вопросов, касающихся текущей деятельности Компании.

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	Комитет по вознаграждениям	Комитет по назначениям	Комитет по стратегическому планированию	Независимый комитет
Филип Дэйер	Фрэнсис Соммер	Филип Дэйер	Аластэр Фергюсон	Филип Дэйер
Фрэнсис Соммер	Филип Дэйер	Фрэнсис Соммер	Даурен Карабаев	Фрэнсис Соммер
Аластэр Фергюсон	Аластэр Фергюсон	Даурен Карабаев	Курмангазы Исказиев	Аластэр Фергюсон
		Аластэр Фергюсон	Филип Дэйер	
			Фрэнсис Соммер	

КОМИТЕТЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

КОМИТЕТ ПО АУДИТУ

Члены Комитета по аудиту

В 2017 году в состав указанного Комитета входили с 23 мая 2017 года только Независимые директора, а именно: Филип Дэйер (Председатель Комитета), Фрэнсис Соммер 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 Компании. В частности, Комитет занимается вопросами соблюдения требований законодательства, бухгалтерских стандартов, применимых правил Листингового агентства Великобритании (UKLA) и Казахстанской фондовой биржи (КФБ), обеспечения эффективной системы внутреннего контроля. СД также несет ответственность за предварительное одобрение годового финансового отчета.

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 результаты деятельности Комитета по аудиту и отвечает на вопросы, связанные с деятельностью Комитета по аудиту.

Деятельность комитета по аудиту в 2017 году

В течение 2017 года Комитетом по аудиту проведено 12 заседаний. Председатель Комитета по аудиту принимает решение о периодичности и сроках проведения заседаний Комитета. Количество заседаний определяется в соответствии с требованиями по исполнению обязанностей Комитета. Вместе с тем должно быть не менее четырех заседаний в течение года, 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 2017 году Комитет по аудиту рассмотрел следующие вопросы:

1. **Финансовая отчетность:**
   a. рассмотрение вопросов подготовки финансовой отчетности в соответствии с МСФО;
   b. утверждение квартальных и годовых финансовых отчетов для раскрытия на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах;
   c. одобрение пресс-релизов по финансовой отчетности и обзоров результатов финансово-хозяйственной деятельности.
2. **Внутренний аудит:**
   a. рассмотрение и одобрение плана работы службы внутреннего аудита;
   b. кадровые вопросы службы внутреннего аудита;
   c. отчеты службы внутреннего аудита.
3. **Мониторинг системы управления рисками и внутреннего контроля.**
4. **Вопросы комплаенса.**

КОМИТЕТ ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

Члены Комитета по вознаграждениям

В течение 2017 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.

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 согласованием 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 над выполнением 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 2017 году

В 2017 году Комитет по вознаграждениям рассмотрел такие вопросы, как:

- внесение рекомендаций Совету директоров о размерах и условиях выплаты вознаграждений членам Совета директоров акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз»;
- определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления, работников службы внутреннего аудита и корпоративного секретаря.

Общие суммы вознаграждений, начисленных Независимым директорам за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, указаны в нижеследующей таблице:

ФИО	Годовое вознаграждение	Физическое участие	Участие по видео-конференц связи	Заседания Независимых директоров	Возглавление Комитета	Итого 2017 (за вычетом налогов)	Итого 2017 (включая налоги)
	тыс. долларов США	тыс. долларов США	тыс. долларов США	тыс. долларов США	тыс. долларов США	тыс. долларов США	тыс. тенге
Аластэр Фергюсон	150,00	70,00	15,00	100,00	15,00	350,00	127 357
Фрэнсис Соммер	78,63	40,00	15,00	60,00	9,11	202,74	74 698
Эдвард Уолш	58,87	10,00	10,00	10,00	5,88	94,75	33 639
Филип Дэйер	150,00	70,00	15,00	100,00	55,24	390,24	142 214

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 2017 года составляет 461 млн тенге.

КОМИТЕТ ПО НАЗНАЧЕНИЯМ

В 2017 году в состав Комитета по назначениям входили: с 23 мая 2017 года Филип Дэйер (Председатель комитета) и Фрэнсис Соммер, Даурен Карабаев с 19 сентября 2017 года. 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 2017 год

В течение 2017 года Комитетом было проведено 5 заседаний, где были рассмотрены 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 2017 году в состав Комитета по стратегическому планированию входили: с 23 мая 2017 года Аластэр Фергюсон (Председатель Комитета) Фрэнсис Соммер, Карабаев Даурен, Филип Дэйер, 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 2017 году

В течение 2017 года Комитетом было проведено 2 заседания, где были рассмотрены следующие вопросы:

- избрание Председателя Комитета;
- заключение сделки.

ОСНОВНЫЕ АКЦИОНЕРЫ И/ИЛИ ДЕРЖАТЕЛИ ГДР

В соответствии с законодательством Республики Казахстан ниже представлен список держателей ценных бумаг Компании, которые владеют акциями по состоянию на 31 декабря 2017 года, о количестве которых необходимо сообщать. Данное требование не распространяется на держателей ГДР, однако Компания считает необходимым указать информацию о том, что 30 сентября 2009 года государственный инвестиционный фонд Китайской Народной Республики China Investment Corporation (CIC) объявил о приобретении ГДР равнозначные примерно 11% акций Компании в форме ГДР.

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 обычно предоставляется страхование от несчастных случаев во время поездок и возмещение расходов во время служебных командировок, в соответствии с внутренними правилами Компании.

За исключением вышеизложенного, не существует и не предполагается заключение никаких 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 руковод-

ствуются органы управления и все работники в своей деятельности на пути к достижению общекорпоративных целей Компании.

Служба внутреннего аудита Компании предоставляет СД объективную информацию о том, насколько система внутреннего контроля Компании достаточно сформирована и действует эффективно. 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.

В отношении управления рисками Правление создало Комитет по управлению рисками, и более детальная информация по 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. 80, кроме того, информация по финансовым рискам может быть найдена в Примечаниях к консолидированной финансовой отчетности.

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, возможно, приобретая 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 компании, 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 следу-

ет 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.

ПОДОХОДНЫЙ 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 подоходный 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 выбирающем 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. У держателя 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.

АУДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Руководству АО «КазМунайГаз Разведка Добыча»

МНЕНИЕ

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности АО «КазМунайГаз Разведка Добыча» и ее дочерних организаций (далее — «Организация»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2017 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 консолидированное финансовое положение Организации по состоянию на 31 декабря 2017 года, а также ее консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее — «МСФО»).

ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ВЫРАЖЕНИЯ МНЕНИЯ

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (далее — «МСА»). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета. Мы независимы по отношению к Организации в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (далее — «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 указанного ниже вопроса наше описание того, как этот 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 отчета, 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 указанного ниже вопроса, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Ключевой вопрос аудита	Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита
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: на процесс идентификации наличия признаков возможного обесценения активов; износ, истощение и амортизацию; резерв по ликвидации активов; и непрерывность деятельности. Существуют технические неопределенности в оценке величины запасов.	Мы оценили компетентность 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 соответствие пересмотра запасов данным Организации. Описание методологии, использованной для оценки нефтегазовых запасов, включено в Примечание 3 к консолидированной финансовой отчетности.

ПРОЧАЯ ИНФОРМАЦИЯ, ВКЛЮЧЕННАЯ В ГОДОВОЙ ОТЧЕТ ОРГАНИЗАЦИИ ЗА 2017 ГОД

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство.

Годовой отчет Организации, предположительно, будет нам предоставлен после даты настоящего аудиторского отчета.

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 случа-

ях 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 отчета, 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 отчете 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 отчета. 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 дочерних организаций и хозяйственной деятельности внутри Организации, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проведение аудита Организации. 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 отчете, 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 отчете, 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 настоящий аудиторский отчет независимого аудитора, — Джим Дакер.

Джим Дакер
Партнер по аудиту

Адиль Сыздыков
Аудитор

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

050060, Республика Казахстан, г.Алматы
Пр. Аль-Фараби, 77/7, здание «Есентай Тауэр»

Гульмира Турмагамбетова
Генеральный директор ТОО «Эрнст энд Янг»

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

14 февраля 2018 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ, млн тенге

		На 31 декабря	
	Прим.	2017	2016
Активы			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	377.160	311.597
Нематериальные активы	6	16.296	11.607
Инвестиции в совместные предприятия	8	127.548	144.532
Инвестиции в ассоциированную компанию	9	116.970	135.633
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	8	11.519	16.696
Займы к получению от совместных предприятий	8	28.049	29.638
Прочие финансовые активы	7	34.778	35.961
Актив по отсроченному налогу	19	53.215	51.459
Прочие активы		6.085	970
Итого долгосрочные активы		**771.620**	**738.093**
Краткосрочные активы			
Товарно-материальные запасы	10	30.697	24.774
Предоплата по подоходному налогу		2.483	51.567
НДС к возмещению за вычетом резерва	2	21.574	16.680
Предоплата по налогу на добычу полезных ископаемых и рентному налогу		–	15.676
Предоплата по экспортной таможенной пошлине и прочим налогам	2	20.717	15.071
Расходы будущих периодов	2	16.190	11.529
Торговая и прочая дебиторская задолженность	7	132.680	74.121
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	8	26.496	17.617
Прочие финансовые активы	7	889.687	983.257
Денежные средства и их эквиваленты	7	421.643	162.091
Итого краткосрочные активы		**1.562.167**	**1.372.383**
Итого активы		**2.333.787**	**2.110.476**

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ, млн тенге (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

		На 31 декабря	
	Прим.	2017	2016
КАПИТАЛ			
Уставный капитал	11	165.418	165.343
Прочие резервы		2.347	2.448
Нераспределенная прибыль		1.619.466	1.444.351
Резерв по пересчету валют		321.488	321.370
Итого капитал		**2.108.719**	**1.933.512**
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные обязательства			
Займы		1.807	3.844
Обязательство по отсроченному налогу	19	138	138
Резервы	13	51.845	45.300
Итого долгосрочные обязательства		**53.790**	**49.282**
Краткосрочные обязательства			
Займы		5.669	5.483
Резервы	13	31.795	45.926
Подоходный налог к уплате		3.888	33
Налог на добычу полезных ископаемых и рентный налог к уплате		52.181	8.571
Торговая и прочая кредиторская задолженность		77.745	67.669
Итого краткосрочные обязательства		**171.278**	**127.682**
Итого обязательства		**225.068**	**176.964**
Итого обязательства и капитал		**2.333.787**	**2.110.476**

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ, млн тенге

		За год, закончившийся 31 декабря	
	Прим.	2017	2016
Доходы	14	956.457	727.154
Доля в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	8,9	20.441	(12.600)
Финансовый доход	18	29.760	30.037
Итого выручка и прочие доходы		**1.006.658**	**744.591**
Производственные расходы	15	(318.473)	(274.753)
Расходы по реализации, общие и административные расходы	16	(135.324)	(115.022)
Чистый убыток от приобретения дочерней организации	4	(3.249)	–
Расходы на разведку		(1.612)	(2.535)
Износ, истощение и амортизация	5, 6	(35.626)	(30.776)
Налоги, кроме подоходного налога	17	(288.070)	(145.431)
Восстановление резерва по НДС к возмещению, нетто	23	24.053	13.362
Убыток от выбытия основных средств		(2.176)	(2.050)
Финансовые затраты	18	(4.311)	(5.842)
Отрицательная курсовая разница, нетто		(893)	(12.892)
Прибыль до налогообложения		**240.977**	**168.652**
Расходы по подоходному налогу	19	(45.618)	(37.076)
Прибыль за год		**195.359**	**131.576**
Курсовая разница от пересчета валют		118	(11.771)
Прочий совокупный доход / (убыток), подлежащий переклассификации в состав прибыли и убытка в последующих периодах		**118**	**(11.771)**
Актуарный (убыток) / доход, за вычетом налогов	13	(496)	563
Прочий совокупный (убыток) / доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли и убытка в последующих периодах		**(496)**	**563**
Итого совокупный доход за год, за вычетом налогов		**194.981**	**120.368**

ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ — в тысячах тенге

Базовая и разводненная	12	2,86	1,93

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ, млн тенге

		За год, закончившийся 31 декабря	
	Прим.	2017	2016
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		240.977	168.652
Корректировки для прибавления / (вычета) неденежных статей			
Износ, истощение и амортизация	5, 6	35.626	30.776
Доля в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	8, 9	(20.441)	12.600
Убыток от выбытия основных средств		2.176	2.050
Признание выплат на основе долевых инструментов	11	–	1.410
Изъятие долевых инструментов		(13)	(63)
Нереализованный убыток от курсовой разницы от внеоперационной деятельности		1.028	12.003
Восстановление резерва по НДС к возмещению, нетто	23	(24.053)	(13.362)
Изменение в резервах		4.678	(15.566)
Чистый убыток от приобретения дочерней организации	4	3.249	–
Прочие неденежные доходы и расходы		4.807	2.829
Плюс финансовые затраты	18	4.311	5.842
Минус финансовый доход	18	(29.760)	(30.037)
Корректировки оборотного капитала			
Изменение в прочих активах		(926)	(1.025)
Изменение в товарно-материальных запасах		(5.923)	(1.949)
Изменение в предоплате по экспортной таможенной пошлине, НДС к возмещению и прочим налогам	2	12.136	9.053
Изменение в расходах будущих периодов	2	(4.661)	6.463
Изменение в торговой и прочей дебиторской задолженности		(57.593)	20.500
Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности		775	9.956
Изменение в налоге на добычу полезных ископаемых и рентном налоге к уплате и предоплаты по ним		61.208	(18.384)
Подоходный налог уплаченный, за вычетом возмещенных сумм		(9.974)	(42.398)
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности		**217.627**	**159.350**

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ, млн тенге (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

		За год, закончившийся 31 декабря	
	Прим.	2017	2016
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств и авансы, выплаченные на приобретение основных средств		(104.954)	(101.233)
Поступления от продажи основных средств		670	784
Приобретение нематериальных активов		(6.624)	(3.672)
Займы, предоставленные совместным предприятиям	8	(1.218)	(5.146)
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированной компании, за вычетом налога у источника выплат		60.899	27.515
Изъятие / (размещение) срочных депозитов		95.783	(170.927)
Поступление денежных средств от приобретения дочерней организации	4	181	–
Вознаграждение полученное		18.807	15.972
Чистые денежные потоки, полученные от / (использованные в) инвестиционной деятельности		**63.544**	**(236.707)**
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Погашение займов		(2.371)	(2.128)
Дивиденды, уплаченные акционерам Компании		(18.906)	(137)
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности		(21.277)	(2.265)
Чистое изменение денежных средств и их эквивалентов		**259.894**	**(79.622)**
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		162.091	237.310
Чистая курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам		(342)	4.403
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	**7**	**421.643**	**162.091**

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ, млн тенге

	Уставный капитал	Выкупленные собственные акции	Прочие резервы	Нераспределенная прибыль	Резерв по пересчету валют	Итого капитал
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 убыток	–	–	–	563	(11.771)	(11.208)
Итого совокупный доход	**–**	**–**	**–**	**132.139**	**(11.771)**	**120.368**
Признание выплат на основе долевых инструментов (Примечание 11)	–	–	1.410	–	–	1.410
Изъятие долевых инструментов	–	–	(63)	–	–	(63)
Исполнение опционов работников	–	2.339	(2.844)	505	–	–
Дивиденды	–	–	–	(52)	–	(52)
На 31 декабря 2016 года	**263.095**	**(97.752)**	**2.448**	**1.444.351**	**321.370**	**1.933.512**
Прибыль за год	–	–	–	195.359	–	195.359
Прочий совокупный убыток	–	–	–	(496)	118	(378)
Итого совокупный доход	**–**	**–**	**–**	**194.863**	**118**	**194.981**
Изъятие долевых инструментов	–	–	(13)	–	–	(13)
Исполнение опционов работников	–	75	(88)	13	–	–
Дивиденды	–	–	–	(19.761)	–	(19.761)
На 31 декабря 2017 года	**263.095**	**(97.677)**	**2.347**	**1.619.466**	**321.488**	**2.108.719**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

1. КОРПОРАТИВНАЯ ИНФОРМАЦИЯ И ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

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 продуктов нефтепереработки. 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 промышленности Казахстана, и которое владеет 63% акций Компании, находящихся в обращении по состоянию на 31 декабря 2017 года (2016: 63%). Материнская компания на 90% принадлежит АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее по тексту «Самрук-Казына»), которое в свою очередь полностью принадлежит Правительству Республики Казахстан (далее по тексту «Правительство»).

Компания осуществляет свою основную деятельность через дочерние организации, находящиеся в полной собственности, АО «ОзенМунайГаз» и АО «ЭмбаМунайГаз». Кроме этого, Компания владеет 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 всех указанных выше долей участия.

2. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Основные аспекты учетной политики, использованные при подготовке настоящей консолидированной финансовой отчетности, приведены ниже. Данная учетная политика последовательно применялась для всех представленных периодов, если не указано иное.

2.1 Основа подготовки финансовой отчетности

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»). Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из принципа учета 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 учетных оценок. Это также требует от руководства использования суждений в процессе применения учетной политики Компании. 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 3.

Курсы обмена валют

Официальный курс Казахстанского тенге к доллару США на 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года составлял 332,33 и 333,29 тенге, соответственно. Любой пересчет сумм в тенге в доллары США или иную твердую 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.

Переклассификация сравнительной информации

Консолидированный отчет о финансовом положении и консолидированный отчет о движении денежных средств был пересмотрен с целью представления более подробной классификации определенных статей в зависимости от их характера, чтобы предоставить пользователям финансовой отчетности дополнительную актуальную информацию о финансовом положении и движении денежных средств Компании.

ВЛИЯНИЕ НА КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2016 ГОДА

	Согласно предыдущему отчету	Переклассификации	Согласно переклассификации
Предоплата по налогам и НДС к возмещению	22.567	(22.567)	–
Расходы будущих периодов	20.713	(9.184)	11.529
Предоплата по экспортной таможенной пошлине и прочим налогам	–	15.071	15.071
НДС к возмещению за вычетом резерва	–	16.680	16.680

ВЛИЯНИЕ НА КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ЗА ДВЕНАДЦАТЬ МЕСЯЦЕВ, ЗАКОНЧИВШИХСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2016 ГОДА

	Согласно предыдущему отчету	Переклассификации	Согласно переклассификации
Денежные потоки от операционной деятельности			
Изменение предоплаты по налогам и НДС к возмещению	6.095	(6.095)	–
Изменение в расходах будущих периодов	9.421	(2.958)	6.463
Изменение в предоплате по экспортной таможенной пошлине, НДС к возмещению и прочим налогам	–	9.053	9.053

Вышеупомянутые реклассификации не оказали никакого влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании. Руководство считает, что такое представление является более прозрачным, поскольку отражает характер таких активов.

Принятые стандарты бухгалтерского учета и интерпретации

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

МСБУ 12	«Признание отложенных налоговых активов в отношении нереализованных убытков» (Поправки);
МСБУ 7	«Отчет о движении денежных средств» (Поправки);
Поправки к МСФО 12	«Раскрытие информации о долях участия в других компаниях: Классификация объема требований к раскрытию информации в МСФО 12 в рамках ежегодного цикла усовершенствований, цикл 2014-2016 годов».

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

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска 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):

МСФО 9	«Финансовые инструменты: классификация и оценка» (1 января 2018 года);
МСФО 15	«Выручка по договорам с покупателями» (1 января 2018 года);
МСФО 2	«Классификация и оценка операций по выплатам на основе акций» (поправки) (1 января 2018 года);
МСФО 10 и МСБУ 28	«Продажа или передача активов между инвестором и его ассоциированной компанией или совместным предприятием» (Поправки) (Отложено на неопределенный срок);
МСФО 16	«Аренда» (1 января 2019 года);
Интерпретация IFRIC 22	«Операции в иностранной валюте и предварительная оплата» (1 января 2018 года);
Интерпретация IFRIC 23	«Неопределенность в отношении правил исчисления подоходного налога» (1 января 2019 года);
Усовершенствования МСФО	период за 2014-2016 годы (1 января 2018 года).

МСФО 9 объединяет все три аспекта учета финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учет хеджирования. Компания планирует начать применение нового стандарта с требуемой даты вступления в силу и не будет пересчитывать сравнительную информацию. По состоянию на отчетную дату Компания не завершила оценку детального воздействия всех трех аспектов МСФО 9, но Компания завершит данную оценку до выпуска финансовой отчетности за три месяца, заканчивающиеся 31 марта 2018 года. Эта оценка может быть изменена в следствие получения дополнительной обоснованной и подтверждаемой информацией, которая станет доступной Компании в 2018 году.

Основываясь на проведенном Компанией анализе МСФО 15, метод признания выручки по контрактам не будет изменяться в связи с применением нового стандарта, и доходы продолжат отражаться на ежемесячной основе в соответствии с фактическими счетами.

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 ее 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. Учетная политика дочерних организаций соответствует учетной политике Компании.

Инвестиции в ассоциированную компанию и участие 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 отчете 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 ее 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 нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной 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 пересчету валют, относящаяся к конкретной зарубежной компании, признается в отчете о совокупном доходе.

2.4 Расходы, связанные с разведкой и разработкой 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 экономи-

чески 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).

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 объемы 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 отчет 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 ее реализацию и стоимости ее использования. В тех случаях, когда текущая стоимость группы активов превышает ее 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 признается 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 убытки, 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 нереализованные 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.

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 отчетности, 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;
- 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 отчетности 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 отчетного 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 отчетную 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 еще 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 счета-фактуры (например, вероятность неплатежеспособности или других существенных финансовых затруднений дебитора). Текущая стоимость дебиторской задолженности уменьшается посредством использования счета 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, долгосрочный 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 ее 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).

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, расчеты 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 отчетную 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 отчете о совокупном доходе за период представляет собой изменение суммарного расхода, признанного на начало и конец периода. По вознаграждению долевыми инструментами, право на которое окончательно не переходит сотрудникам, 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, еще 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, расчеты по которой осуществляются долевыми инструментами, учитываются одинаково. В случае аннулирования вознаграждений посредством изъятия прав, любые ранее признанные расходы сторнируются через капитал.

Разводняющий эффект неисполненных опционов отражается как дополнительное разводнение акций при расчете 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 потребуется 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 отчете о совокупном доходе за вычетом возмещения.

Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва, с течением времени, признается как 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 отчете о совокупном доходе в течение срока, на который выдан заем 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 отчетной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются.

2.16 Вознаграждения работникам

Компания удерживает 10% от начисленной заработной платы работников как пенсионные отчисления в соответствующие пенсионные фонды. Размер пенсионных отчислений ограничен суммой в 183.443 тенге в месяц в 2017 году (2016: 171.442 тенге в месяц). В соответствии с действующим казахстанским законодательством, работники сами несут ответственность за свое пенсионное обеспечение. 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, похорон и прчие. Право на получение пособий обычно зависит от срока работы сотрудника 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 разницами 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 дисконтирования и предположения смертности. Ставка дисконтирования используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год амортизация дисконта по таким обязательствам отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе. 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 доходов

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 еще не доставленная покупателю, учитывается в отчете о финансовом положении как товарно-материальные запасы.

2.18 Подоходные налоги

Расход по текущему подоходному налогу включает текущий корпоративный подоходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.

Активы и обязательства по текущему подоходному налогу за текущий и предыдущие периоды оцениваются по сумме, которая, как полагается, будет возмещена налоговыми органами или уплачена налоговым органам.

Для расчета данной суммы использовались налоговые ставки, и налоговое законодательство которые действовали или фактически узаконены в Республике Казахстан на отчетную 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 отчетности, 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 ее совершения, не оказывает влияния на бухгалтерский доход или налоговый доход и убыток.

Актив по отсроченному налогу признается 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 отчетную дату.

Отсроченный подоходный налог признается 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.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

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

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчетах 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 дол-

госрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года.

Руководство считает, что допущения долгосрочных плановых цен, которые также используются руководством в их планировании бизнеса и инвестиционных решениях, более соответствуют долгосрочному характеру бизнеса по разведке и добыче и дают более приемлемую базу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределенности. Неопределенность в основном зависит от объема надежных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределенности может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определенность 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 неопределенности 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 расчета ставок амортизации пропорционально объему выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Компания включила в доказанные запасы только такие объемы, которые, как ожидается, будут добыты в течение подтвержденного лицензионного периода. Это вызвано неопределенностью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, 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 приведет 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 долгосрочных активов

Компания оценивает активы или подразделения, генерирующие денежные потоки, на предмет обесценения и сторнирования ранее обесцененных сумм, когда события или изменения обстоятельств указывают на то, что балансовая стоимость актива не может быть возмещена или что ранее признанные убытки от обесценения больше не существует или сократились. Если такой индикатор обесценения или сторнирования обесценения существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой суммы, которая рассматривается как более высокое значение справедливой стоимости минус расходы на реализацию и ценность от использования.

По состоянию на 31 декабря 2017 года Компания не проводила оценку из-за отсутствия индикаторов обесценения.

Обязательства по выбытию активов

По условиям определенных 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 продлен по усмотрению Компании, допускается, что расчетным 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 отраженное обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объем 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 неопределенностью 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 представляет собой текущую стоимость расчетных затрат, которые, как ожидаются, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку. Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчетную 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 закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компании могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 15,46% и 16,29% резерва на 31 декабря 2017 и 2016 годов 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 2017 года, составляли 5,0% и 10,0% соответственно (в 2016 году: 5,0% и 10,0%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в Примечании 13.

Экологическая реабилитация

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

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на 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 на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 13.

Налогообложение

Отсроченный налог рассчитывается как для корпоративного подоходного налога (КПН), так и для 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, информация о которых раскрыта в Примечании 19, рассчитываются по условиям налогового законодательства, принятого в налоговом кодексе. Информация о факторах неопределенности, относящихся к налогообложению, раскрывается в Примечании 23.

Вознаграждения работникам

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

Коэффициент смертности основывается на находящихся в открытом доступе таблицах смертности. Будущее увеличение размеров заработной платы основывается на ожидаемых будущих темпах инфляции.

Основные актуарные допущения, использованные для оценки обязательств по вознаграждениям работникам на 31 декабря 2017 и 2016 годов, представлены следующим образом:

	2017	2016
Ставка дисконтирования	10,00%	10,00%
Уровень инфляции	5,00%	5,00%
Ожидаемое увеличение долгосрочных выплат	7,00%	7,00%
Ожидаемое увеличение заработной платы	7,00%	7,00%

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов средний срок действия обязательства по выплате после выхода на пенсию составлял 10 лет.

Анализ чувствительности обязательства по выплатам работникам к изменению существенных оценок по состоянию на 31 декабря 2017 года.

	Уменьшение	Увеличение
Ставка дисконтирования	-0,5%	+0,5%
	794	(738)
Увеличение долгосрочных выплат	-0,5%	+0,5%
	(746)	796

4. ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ

15 июня 2017 года Компания приобрела 49% акций KS EP Investments BV (“KS EP Investments”) у MOL Hungarian Oil and Gas Plc. (“MOL”) за 1 доллар США и на данный момент владеет 100%-ой долей в KS EP Investments.

KS EP Investments обладает правом недропользования по Контракту на разведку нефти, газа и конденсата на участке «Карповский Северный» в Западно-Казахстанской области. Лицензия на проведение разведочных работ истекла 31 декабря 2017 года и в настоящее время продление лицензии находится в процессе согласования с Министерством энергетики Республики Казахстан.

В следующей таблице представлены вознаграждение, выплаченное за KS EP Investments, и суммы приобретенных активов и обязательств, принятых на дату приобретения актива:

	Справедливая стоимость по состоянию на 15 июня 2017 года
Прочие финансовые активы	**119**
Денежные средства в банке	**181**
Итого активов	**300**
Начисленные обязательства	**(2.547)**
Начисленный налог у источника выплат	**(981)**
Резервы	**(422)**
Торговая кредиторская задолженность	**(21)**
Прочие краткосрочные обязательства	**(2)**
Итого обязательств	**(3.973)**
Итого идентифицируемых чистых обязательств	**(3.673)**
Минус:	
Справедливая стоимость ранее удерживаемых инвестиции 51% KS EP Investments	**–**
Уплаченное вознаграждение	**–**
Итого переданное возмещение	**–**
Убыток от приобретения	**(3.673)**
Прочий совокупный доход, переклассифицированный в прибыль и убыток	**424**
Чистый убыток от приобретения	**(3.249)**

В прошлом KS EP Investments получала займы от Компании и MOL с годовой процентной ставкой 6,7%, срок действия которых истек 30 июня 2017 года. Итого недисконтированный остаток по займу, включая начисленные проценты, составил 106.880 тыс. долларов США (33.950 миллинов тенге) на дату приобретения. По состоянию на 31 декабря 2017 года заем был полностью погашен за счет увеличения уставного капитала KS EP Investments.

Учитывая то, что Компания полностью обесценила 51%-ую долю в займах к получению от KS EP Investments и приобрела право на 49% в займах к получению от KS EP Investments за 0.5 долларов США, справедливая стоимость 100%-ой доли займа к получению от KS EP Investments равна нулю на дату приобретения. Соответственно, заем к уплате KS EP Investments не представляет какой-либо ценности по состоянию на 15 июня 2017 года, и Компания признала убыток от приобретения дочерней организации на сумму 3.249 миллионов тенге в данной финансовой отчетности. Так как инвестиция в KS EP Investments была полностью обесценена, разница между уплаченным вознаграждением и чистыми обязательствами была признана в доходы и расходы.

Сумма убытка, понесенного KS EP Investments за период с 15 июня 2017 года по 31 декабря 2017 года составляет 1.404 миллиона тенге, а также сумма убытка, который мог бы быть понесен в случае приобретения в начале 2017 года составляет 570 миллионов тенге.

5. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

	Нефтегазовые активы	Прочие активы	Незавершенное капитальное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2016 года	**174.384**	**44.772**	**15.211**	**234.367**
Поступления	164	2.796	108.977	111.937
Изменения в оценке обязательства по выбытию активов	(1.487)	–	–	(1.487)
Выбытия	(936)	(874)	(1.526)	(3.336)
Переводы из незавершенного капитального строительства	67.230	2.975	(70.205)	–
Внутренние переводы	(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**
Поступления	516	3.285	99.136	102.937
Изменение в оценке обязательства по выбытию активов	1.213	–	–	1.213
Выбытия	(1.940)	(1.220)	(698)	(3.858)
Переводы из незавершенного капитального строительства	80.950	8.918	(89.868)	–
Внутренние переводы	1.016	(1.061)	45	–
Износ	(28.681)	(6.048)	–	(34.729)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	**267.071**	**49.058**	**61.031**	**377.160**
На 31 декабря 2017 года				
Первоначальная стоимость	961.876	129.041	68.668	1.159.585
Накопленный износ	(366.170)	(42.689)	–	(408.859)
Накопленное обесценение	(328.635)	**(37.294)**	**(7.637)**	(373.566)
Остаточная стоимость	**267.071**	**49.058**	**61.031**	**377.160**
На 31 декабря 2016 года				
Первоначальная стоимость	894.760	124.977	60.492	1.080.229
Накопленный износ	(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**

6. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

	Активы по разведке и оценке	Прочие нематериальные активы	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2016 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**
Поступления	5.051	1.570	6.621
Выбытия	(427)	(15)	(442)
Обесценение	(593)	–	(593)
Амортизационные отчисления	–	(897)	(897)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	**12.942**	**3.354**	**16.296**
На 31 декабря 2017 года			
Первоначальная стоимость	32.319	10.492	42.811
Накопленная амортизация	(17.876)	(7.036)	(24.912)
Накопленное обесценение	(1.501)	(102)	(1.603)
Остаточная стоимость	**12.942**	**3.354**	**16.296**
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**

7. ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

Прочие финансовые активы

	2017	2016
Вклады, удерживаемые до погашения, выраженные в долларах США	32.100	33.276
Вклады, удерживаемые до погашения, выраженные в тенге	2.678	2.682
Прочие	–	3
Итого долгосрочных прочих финансовых активов	**34.778**	**35.961**
Срочные вклады, выраженные в долларах США	887.214	980.958
Срочные вклады, выраженные в британских фунтах стерлингов	2.473	2.299
Итого краткосрочных прочих финансовых активов	**889.687**	**983.257**
	924.465	**1.019.218**

На 31 декабря 2017 года долгосрочные вклады, выраженные в долларах США, включают депозиты, ограниченные в использовании в размере 32.100 миллионов тенге (2016: 33.276 миллионов тенге), которые размещены на счетах, ограниченных в использовании, в качестве ликвидационного фонда согласно требованиям контрактов на недропользование.

На 31 декабря 2017 года средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным депозитам в долларах США составляла 1,73% (2016: 2,37%).

Торговая и прочая дебиторская задолженность

	2017	2016
Торговая дебиторская задолженность	131.272	73.348
Дивиденды к получению	1.121	670
Прочее	1.291	1.178
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(1.004)	(1.075)
	132.680	**74.121**

На 31 декабря 2017 года торговая дебиторская задолженность Компании включала в себя задолженность от реализации сырой нефти «KazMunaiGas Trading AG» («KMG Trading»), дочерней организации Материнской компании, в размере 90.323 миллиона тенге (2016: 57.503 миллиона тенге).

На 31 декабря 2017 года торговая дебиторская задолженность Компании также включала дебиторскую задолженность от продажи нефтепродуктов ТОО «КазМунайГаз Онимдери» («КМГ Онимдери»), дочерней организации Материнской компании, в размере 36.874 миллиона тенге (2016: 13.704 миллиона тенге). Торговая дебиторская задолженность от КМГ Онимдери включает в себя сумму в размере 22.714 миллионов тенге, которая является просроченной (2016: ноль). По данной сумме резервы не были начислены.

На 31 декабря 2017 года торговая дебиторская задолженность Компании на 69% выражена в долларах США (в 2016 году: 78%).

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

	2017	2016
Текущая часть	108.969	73.606
Просрочка от 0 до 30 дней	9.142	–
Просрочка от 30 до 90 дней	14.277	444
Просрочка от 90 и более дней	292	71
	132.680	**74.121**

Денежные средства и их эквиваленты

	2017	2016
Срочные вклады в банках, выраженные в долларах США	392.350	34.957
Срочные вклады в банках, выраженные в тенге	19.613	30.078
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в долларах США	8.724	95.402
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в тенге	728	1.467
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в британских фунтах стерлингов	228	187
	421.643	**162.091**

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.

По состоянию на 31 декабря 2017 года средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в тенге составляла 7,91% (2016: 14,17%). По состоянию на 31 декабря 2017 года средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в долларах США составляла 0,83% (2016: 1,79%).

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

	Доля владения	2017	2016
Доля в ТОО «СП Казгермунай» («Казгермунай»)	50%	49.517	71.634
Доля в СП «Ural Group Limited BVI» («UGL»)	50%	78.031	72.898
		127.548	**144.532**

Движение в инвестициях в совместные предприятия в течение отчетного периода:

	2017	2016
Балансовая стоимость на 1 января	**144.532**	**154.453**
Доля общего совокупного дохода	17.292	2.734
Дивиденды объявленные	(40.954)	(15.107)
Курсовая разница от пересчета валют	(442)	(2.698)
Доля в дополнительном оплаченном капитале	7.120	5.150
Балансовая стоимость на 31 декабря	**127.548**	**144.532**

Казгермунай и UGL являются незарегистрированными на бирже компаниями, и по их акциям отсутствуют рыночные котировки. Отчетный период совместных предприятий аналогичен 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 учетом корректировок для учета по методу долевого участия:

	2017	2016
Денежные средства и их эквиваленты	37.914	39.695
Прочие краткосрочные активы	8.467	11.151
Долгосрочные активы	135.767	153.839
	182.148	**204.685**
Краткосрочные обязательства	54.424	33.907
Долгосрочные обязательства	28.691	27.510
	83.115	**61.417**
Чистые активы	**99.033**	**143.268**
Доля владения Компании	**50%**	**50%**
Балансовая стоимость инвестиции	**49.517**	**71.634**

	2017	2016
Доход	187.527	155.633
Операционные расходы	(96.410)	(126.851)
включая износ и амортизацию	***(28.021)***	***(36.325)***
включая корректировки при учете по методу долевого участия	***(6.051)***	***(8.393)***
Прибыль от операционной деятельности	91.117	28.782
Финансовый доход	1.306	946
Финансовые затраты	(1.015)	(1.231)
Прибыль до налогообложения	**91.408**	**28.497**
Расходы по подоходному налогу	(53.071)	(19.873)
Прибыль и прочий совокупный доход за год	**38.337**	**8.624**
Доля Компании в совокупном доходе за год	**19.169**	**4.312**

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

UGL

15 апреля 2011 года Компания приобрела у «Exploration Venture Limited» («EVL») 50% простых акций UGL. UGL владеет 100%-ой долей участия в ТОО «Ural Oil and Gas» («UOG»), которое участвует в геологоразведке в западном Казахстане. В апреле 2015 года UOG получило лицензию на добычу на месторождении Рожковское. Лицензия на добычу действительна в течение 25 лет. В мае 2015 года UOG продлило лицензию на разведку на Федоровском месторождении до мая 2018 года.

В следующей таблице представлена обобщенная финансовая информация в отношении UGL с отражением корректировок для учета по методу долевого участия:

	2017	2016
Денежные средства и их эквиваленты	47	297
Прочие краткосрочные активы	10	13
Долгосрочные активы	219.834	215.892
	219.891	**216.202**
Краткосрочные обязательства	188	1.743
Долгосрочные финансовые обязательства	54.733	57.970
Долгосрочные обязательства	8.908	10.694
	63.829	**70.407**
Чистые активы	**156.062**	**145.795**
Доля владения Компании	**50%**	**50%**
Балансовая стоимость инвестиции	**78.031**	**72.898**

	2017	2016
Доход	8	40
Операционные расходы	(1.197)	(1.373)
Убыток от операционной деятельности	(1.189)	(1.333)
Финансовый доход	17	17
Финансовые затраты	(1.890)	(1.652)
Убыток до налогообложения	**(3.062)**	**(2.968)**
Расходы по подоходному налогу	(691)	(187)
Убыток и прочий совокупный убыток за год	**(3.753)**	**(3.155)**
Доля Компании в совокупном убытке за год	**(1.877)**	**(1.578)**

В течение 2017 года Компания предоставила UGL беспроцентные займы на сумму 3.734 тысячи долларов США (1.218 миллионов тенге) (2016: 10.950 тысяч долларов США или 3.742 миллиона тенге). При первоначальном признании займы были признаны по справедливой стоимости в размере 1.011 тысяч долларов США (330 миллионов тенге), определенной путем дисконтирования будущих денежных потоков (2016: 3.655 тысяч долларов США или 1.249 миллионов тенге). Инвестиции в UGL были скорректированы соответствующим образом для учета эффекта дисконтирования.

В течение 2017 года Компания пересмотрела свои ожидания в отношении погашения займов, выданных UGL. В результате пересмотра срок погашения займов был продлен с 2023-2024 годов до 2023-2026 годов. Данное продление привело к уменьшению балансовой стоимости займов на 6.198 миллионов тенге. Балансовая стоимость займов от UGL составила 84.403 тысячи долларов США (28.049 миллионов тенге) на 31 декабря 2017 года (2016: 88.927 тысяч долларов США или 29.638 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 в размере 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).

CCEL 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 CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 508,8 миллиона долларов США (169.101 миллионов тенге) по состоянию на 31 декабря 2017 года (2016: 512,3 миллиона долларов США или 170.760 миллионов тенге). 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 CCEL. Соответственно, Компания признает в своем отчете о финансовом положении только право на получение дивидендов от CCEL в размере гарантированной выплаты 26,9 миллионов долларов США с годовой эффективной процентной ставкой 15% на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Балансовая стоимость данной дебиторской задолженности на 31 декабря 2017 года составила 114 миллионов долларов США (37.953 миллиона тенге) (2016: 103 миллиона долларов США или 34.227 миллионов тенге) за вычетом неамортизированных затрат по сделке.

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.

9. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННУЮ КОМПАНИЮ

	Доля владения	2017	2016
Доля в «Петроказахстан Инк.» («ПКИ»)	33%	116.970	135.633

ПКИ является незарегистрированной на бирже компанией, и по ее 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.

Отчетный период финансовой отчетности ассоциированной компании составляет аналогичен отчетному периоду Компании.

Движение в инвестиции в ассоциированную компанию в течение отчетного периода:

	2017	2016
Балансовая стоимость на 1 января	**135.633**	**154.241**
Доля общего совокупного дохода / (убытка)	3.592	(16.201)
Дивиденды объявленные	(21.530)	–
Курсовая разница от пересчета валют	(725)	(2.407)
Балансовая стоимость на 31 декабря	**116.970**	**135.633**

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

	2017	2016
Денежные средства и их эквиваленты	45.919	54.443
Прочие краткосрочные активы	38.985	42.735
Долгосрочные активы	359.332	433.384
	444.236	**530.562**
Краткосрочные обязательства	30.659	20.300
Долгосрочные обязательства	59.122	99.253
	89.781	**119.553**
Чистые активы	**354.455**	**411.009**
Доля владения Компании	**33%**	**33%**
Балансовая стоимость инвестиции	**116.970**	**135.633**

	2017	2016
Доход	137.912	128.809
Операционные расходы	(127.742)	(180.166)
включая износ и амортизацию	***(25.781)***	***(45.265)***
включая корректировки при учете по методу долевого участия	***(23.076)***	***(33.639)***
Прибыль / (убыток) от операционной деятельности	10.170	(51.357)
Доля в прибыли совместных предприятий	23.371	7.282
Финансовый доход	246	256
Финансовые затраты	(3.279)	(5.217)
Прибыль / (убыток) до налогообложения	30.508	(49.036)
(Расходы) /льгота по подоходному налогу	(20.964)	2.570
Прибыль / (убыток) за год	**9.544**	**(46.466)**
Прочий совокупный доход / (убыток), подлежащий переклассификации в состав прибыли и убытка в последующих периодах	1.342	(2.628)
Итого совокупный доход / (убыток) за год	**10.886**	**(49.094)**
Доля Компании в совокупном доходе / (убытке) за год	**3.592**	**(16.201)**

10. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	2017	2016
Сырая нефть	11.134	7.915
Нефтепродукты	5.108	4.531
Материалы	14.455	12.328
	30.697	**24.774**

По состоянию на 31 декабря 2017 года у Компании было 218.607 тонн сырой нефти и 73.168 тонн нефтепродуктов в резервуарах и транзите (2016: 200.071 тонн сырой нефти и 92.696 тонн продуктов нефтепереработки).

11. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

	Выпущенные акции	
	Количество акций	Миллионов тенге
На 1 января 2016 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**
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	6.673	75
На 31 декабря 2017 года	**68.378.540**	**165.418**

11.1 Уставный капитал

Объявленные к выпуску акции

Общее количество объявленных к выпуску акций составляет 74.357.042 (2016: 74.357.042). 70.220.935 объявленных к выпуску акций являются обыкновенными акциями (2016: 70.220.935), а 4.136.107 акций являются непогашаемыми привилегированными акциями (2016: 4.136.107). По состоянию на 31 декабря 2017 года 43.087.006 находящихся в обращении акций принадлежат Материнской компании (2016: 43.087.006). Акции Компании не имеют номинальной стоимости.

Выкупленные собственные акции

По состоянию на 31 декабря 2017 года Компания выкупила собственные обыкновенные и привилегированные акции в количестве 3.905.355 и 2.073.147, соответственно (2016: 3.912.028 и 2.073.147, соотвественно).

Дивиденды

В соответствии с казахстанским законодательством, дивиденды не могут быть объявлены, в случае если Компания имеет отрицательный капитал в финансовой отчетности, подготовленной в соответствии со стандартами бухгалтерского учета Республики Казахстан, или если выплата дивидендов приведет к отрицательному капиталу в нормативной финансовой отчетности. Сумма дивидендов на акцию, признанные как выплаты акционерам в 2017 году, составила 289 тенге за одну простую и привилегированную акцию (в 2016 году: 25 тенге за акцию в отношении привилегированных акций).

11.2 Опционная программа для сотрудников

План опционных программ Компании завершился в декабре 2016 года, в связи с чем Компания не выдавала опционы и не признавала расходы по опционной программе в 2017 году (2016: 1.410 миллионов).

В предыдущие годы согласно планам опционов для сотрудников Компания предоставляла опционы на акции для стимулирования и вознаграждения ключевых сотрудников, руководителей высшего звена и членов совета директоров, за исключением независимых директоров. По состоянию на 31 декабря 2017 года все ранее предоставленные опционы могут быть исполнены.

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:

	2017		2016	
	Количество	WAEP	Количество	WAEP
В обращении на 1 января	**780.457**	**18,03**	**1.557.560**	**10,34**
Выдано в течение года	–	–	625.391	–
Исполнено в течение года	(40.038)	–	(1.255.391)	–
Изъято в течение года	(29.359)	15,05	(24.015)	18,31
Истечение срока действия в течение года	–	–	(123.088)	13,00
В обращении на 31 декабря	**711.060**	**19,17**	**780.457**	**18,03**
Может быть исполнено на 31 декабря	**711.060**	**19,17**	**780.457**	**18,03**

Оставшийся контрактный средневзвешенный срок, по опционам на акции, на 31 декабря 2017 года составляет 0,75 года (2016: 1,75 года). Диапазон цены исполнения по опционам в обращении на 31 декабря 2017 года составлял 18,05 — 26,10 долларов США за ГДР (2016: 0,00 — 26,10 долларов США). Опционные программы для сотрудников являются планами на основе долевых инструментов 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 2017 года данный показатель на одну акцию составляет 30.790 тенге (2016: 28.240 тенге).

12. ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

	2017	2016
Средневзвешенное количество всех акций в обращении	68.376.953	68.283.721
Прибыль за год	195.359	131.576
Базовая и разводненная прибыль на акцию. тысяч тенге	2,86	1,93

Приведенное выше раскрытие включает как обыкновенные, 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	Обязательства по выбытию активов	Вознаграждения работникам	Итого
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 оценках	(3.387)	–	(5.441)	(563)	(9.391)
Использовано за год	(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
На 1 января 2017 года	**14.256**	**43.386**	**17.170**	**16.414**	**91.226**
Дополнительные резервы	8.592	2.074	2.248	1.114	14.028
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(15.982)	(265)	–	(16.247)
Амортизация дисконта	1.598	–	1.732	1.567	4.897
Изменения в оценках	(458)	–	(41)	496	(3)
Использовано за год	(1.164)	(6.542)	(902)	(1.653)	(10.261)
На 31 декабря 2017 года	**22.824**	**22.936**	**19.942**	**17.938**	**83.640**
Текущая часть	5.824	22.936	1.543	1.492	31.795
Долгосрочная часть	17.000	–	18.399	16.446	51.845

Экологическое обязательство и обязательства по выбытию активов

Резерв был признан в отношении расходов на выбытие активов, связанных с утвержденным планом по возврату Правительству истощенных нефтяных месторождений. Компания признала дополнительное экологическое обязательство, относящееся к историческим загрязнениям на нефтегазовых месторождениях. Компания привлекла внешних консультантов для оценки обязательств.

Вознаграждения работникам

Компания имеет заключенные коллективные договоры о выплате социальных пособий работникам. Выплаты работникам рассматриваются как прочие долгосрочные выплаты работникам. Право на получение данных выплат обычно зависит от наличия минимального рабочего стажа. Начисление ожидаемых расходов по выплате пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами по окончании трудовой деятельности. Эти вознаграждения не обеспечены.

Изменения в обязательствах по пенсионному плану за 2017 и 2016 годы представлены следующим образом:

	2017	2016
Приведенная стоимость обязательств по пенсионному плану с установленными выплатами на начало года	**16.414**	**16.256**
Стоимость услуг текущего периода	1.092	1.001
Процентные расходы	1.567	1.278
Стоимость услуг прошлых периодов	–	90
Актуарные убытки / (прибыли) — отнесены на прибыль и убыток	22	(48)
Актуарные убытки / (прибыли) — отнесены на прочий совокупный доход	496	(563)
Вознаграждение выплаченное	(1.653)	(1.600)
Приведенная стоимость обязательств по пенсионному плану с установленными выплатами на конец года	**17.938**	**16.414**
Минус краткосрочная часть приведенной стоимости обязательства по пенсионному плану с установленными выплатами	1.492	1.233
Долгосрочная часть приведенной стоимости обязательства по пенсионному плану с установленными выплатами	**16.446**	**15.181**

	2017	2016
Приведенная стоимость обязательств по пенсионному плану с установленными выплатами на конец года		
Чистые обязательства	**17.938**	**16.414**
Стоимость услуг текущего периода	1.092	1.001
Процентные расходы	1.567	1.278
Стоимость услуг прошлых периодов	–	90
Актуарные убытки / (прибыли)	22	(48)
Расходы, признанные в течение года	**2.681**	**2.321**

14. ДОХОДЫ

	2017	2016
Экспорт:		
Сырая нефть	709.619	512.699
Нефтепродукты	68.826	54.733
Продукты переработки газа	125	162
Внутренний рынок:		
Нефтепродукты	154.244	126.676
Продукты переработки газа	10.246	7.683
Сырая нефть	–	15.459
Прочие продажи и услуги	13.397	9.742
	956.457	**727.154**

15. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ

	2017	2016
Вознаграждения работникам	163.866	152.422
Расходы по переработке	54.742	48.548
Услуги по ремонту и обслуживанию	34.201	24.434
Материалы и запасы	21.898	21.007
Электроэнергия	21.534	20.958
Изменение в резерве по экологическому обязательству	8.134	(3.463)
Транспортные расходы	7.167	5.435
Изменение в обязательстве по выбытию активов	288	(3.790)
Изменение остатков сырой нефти	(3.362)	1.303
Прочее	10.005	7.899
	318.473	**274.753**

16. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ, ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

	2017	2016
Транспортные расходы	102.971	91.851
Вознаграждения работникам	19.059	18.331
Консультационные и аудиторские услуги	4.396	3.238
Услуги по ремонту и обслуживанию	1.389	1.212
Спонсорство	1.038	2.093
Агентский гонорар	–	5.407
Сторнирование штрафов и пени, нетто	(5.258)	(14.117)
Прочее	11.729	7.007
	135.324	**115.022**

17. НАЛОГИ, КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

	2017	2016
Экспортная таможенная пошлина	100.962	76.411
Налог на добычу полезных ископаемых	91.565	39.188
Рентный налог	79.888	18.164
Налог на имущество	6.568	6.699
Прочие налоги	9.087	4.969
	288.070	**145.431**

18. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ / ЗАТРАТЫ

18.1 Финансовый доход

	2017	2016
Процентный доход по вкладам в банках	21.383	19.157
Процентный доход по дебиторской задолженности от совместных предприятий и совместно-контролируемого предприятия	8.146	8.873
Прочее	231	2.007
	29.760	**30.037**

18.2 Финансовые затраты

	2017	2016
Амортизация дисконта на обязательство по выбытию активов	1.732	1.670
Амортизация дисконта на экологическое обязательство	1.598	1.265
Оценочный резерв по займу KS EP Investments	–	1.404
Прочее	981	1.503
	4.311	**5.842**

19. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, представлены следующим образом:

	2017	2016
Корпоративный подоходный налог	45.084	17.936
Налог на сверхприбыль	2.290	(1.203)
Текущий подоходный налог	**47.374**	**16.733**
Корпоративный подоходный налог	(482)	20.514
Налог на сверхприбыль	(1.274)	(171)
Отсроченный подоходный налог	**(1.756)**	**20.343**
Расходы по подоходному налогу	**45.618**	**37.076**

В следующей таблице приведена сверка ставки подоходного налога в Казахстане с эффективной ставкой налога Компании на прибыль до налогообложения.

	2017	2016
Прибыль до налогообложения	240.977	168.652
Подоходный налог	45.618	37.076
Эффективная ставка налога	**19%**	**22%**
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	1%	(2%)
Сторнирование резерва по налогам	(4%)	–
Доли в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	(2%)	1%
Дохода, не облагаемого налогом	–	(1%)
Резерва по НДС к возмещению	(2%)	(2%)
Расходов, не относимых на вычеты	4%	5%
Эффективная ставка налога	**19%**	**22%**

Активы по отсроченному налогу:

	Основные средства и нематериальные активы	Резервы	Налоги	Прочее	Итого
На 1 января 2016 года	**50.023**	**13.633**	**4.456**	**3.792**	**71.904**
Признано в отчете о совокупном доходе	(10.681)	(1.479)	(4.203)	(4.082)	**(20.445)**
На 31 декабря 2016 года	**39.342**	**12.154**	**253**	**(290)**	**51.459**
Признано в отчете о совокупном доходе	(12.884)	3.390	9.521	1.729	**1.756**
На 31 декабря 2017 года	**26.458**	**15.544**	**9.774**	**1.439**	**53.215**

Обязательства по отсроченному налогу:

	Основные средства и нематериальные активы	Резервы	Налоги	Прочее	Итого
На 1 января 2016 года	**(240)**	**–**	**–**	**–**	**(240)**
Признано в отчете о совокупном доходе	102	–	–	–	102
На 31 декабря 2016 года	**(138)**	**–**	**–**	**–**	**(138)**
На 31 декабря 2017 года	**(138)**	**–**	**–**	**–**	**(138)**

Компания производит зачет налоговых активов и налоговых обязательств только в тех случаях, когда у нее имеется юридически закрепленное право на зачет 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 контролем государства» включает организации, контролируемые Самрук-Казына.

Продажи и покупки со связанными сторонами в течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 и 2016 годов, а также сальдо по сделкам со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов представлены ниже:

	2017	2016
Продажи товаров и услуг		
Организации под общим контролем	831.309	632.678
Прочие организации под контролем государства	32	165
Ассоциированная компания	22	34
Совместные предприятия	4.819	4.391
Приобретение товаров и услуг		
Организации под общим контролем	100.190	102.248
Прочие организации под контролем государства	21.782	21.363
Совместные предприятия	1.207	1.189
Вознаграждение, начисленное по финансовым активам		
Доход от вознаграждения по займам совместным предприятиям	4.393	6.660
Средняя номинальная процентная ставка по займам совместным предприятиям	0,00%	1,04%
Оценочный резерв по финансовым активам		
Совместные предприятия	–	3.783
Зарплата и прочие краткосрочные выплаты		
Члены Совета директоров	378	300
Члены Правления	461	549
Платежи на основе долевых инструментов		
Члены Правления	–	914

	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Торговая и прочая дебиторская задолженность, расходы будущих периодов		
Организации под общим контролем	134.513	77.992
Совместные предприятия	67.898	64.626
Прочие организации под контролем государства	1.611	872
Ассоциированная компания	5	11
Торговая кредиторская задолженность		
Организации под общим контролем	3.308	3.771
Совместные предприятия	781	684
Прочие организации под контролем государства	695	275

Продажи товаров и услуг 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 5.700.842 тонн сырой нефти в 2017 году (2016: 4.945.797 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 128.012 тенге в 2017 году (2016: 107.433 тенге).

В 2017 и 2016 годах экспортные продажи продуктов переработки связанным сторонам отсутствовали. Внутренние продажи продуктов переработки связанным сторонам составили 891.126 тонн продуктов переработки (2016: 847.569 тонн), которые были проданы КМГ Онимдеры, дочерней организации Материнской компании.

Приобретения и кредиторская задолженность

Услуги по транспортировке 5.945.000 тонн сырой нефти (2016: 6.256.857 тонн) и перевалке 2.288.469 тонн сырой нефти в пункте сбора Каспийского Трубопроводного Консорциума в 2017 году (в 2016 году: 2.148.682 тонн) были приобретены у дочерней организации Материнской компании за 36.178 миллионов тенге в 2017 году (2016: 33.602 миллиона тенге).

Компания приобрела услуги по переработке у дочерних организаций Материнской компании на сумму 54.742 миллиона тенге (2016: 54.468 миллионов тенге). Остальные услуги, приобретенные у дочерних организаций 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 2017 году Компания не предоставляла опционы членам Правления (2016: 411.728 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 вклады 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 это будет сочтено целесообразным, минимизации рисков в соответствии с утвержденными политиками, такой как политика управления денежными средствами Компании.

Риск изменения процентной ставки

На 31 декабря 2017 года Компания не имеет займов с плавающей процентной ставкой и не подвержена риску изменения процентных ставок.

Валютный риск

В таблице ниже представлен анализ чувствительности прибыли до налогообложения Компании к возможному изменению обменного курса доллара США, вероятность которого можно обоснованно предположить, при условии неизменности всех прочих переменных (вследствие изменений справедливой стоимости монетарных активов и обязательств).

	Увеличение/ уменьшение курса тенге к курсу доллара США	Влияние на прибыль до налогообложения
2017		
Доллар США	+ 10,00%	91.980
Доллар США	– 10,00%	(91.980)
2016		
Доллар США	+ 13,00%	127.774
Доллар США	– 13,00%	(127.774)

Кредитный риск

Компания подвержена кредитному риску в связи с ее 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 постоянно оценивается на предмет обесценения на совокупной основе, в результате чего риск Компании по безнадежной 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, возникающих от дефолта финансовых учреждений равна балансовой стоимости этих финансовых активов.

В следующей таблице представлены сальдо финансовых активов в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's», если не указано иначе.

Банки	Местонахождение	Рейтинг[1] 2017	Рейтинг[1] 2016	2017	2016
Народный Банк	Казахстан	BB (отрицательный)	BB (отрицательный)	254.240	316.322
Mizuho Bank	Великобритания	A (стабильный)	A (стабильный)	168.561	–
ING Bank	Нидерланды	A+ (стабильный)	A (стабильный)	166.856	158.566
Societe Generale	Великобритания	A (стабильный)	A (стабильный)	164.948	162.469
BNP Paribas	Великобритания	A (стабильный)	A (стабильный)	161.740	166.295
Bank of Tokyo Mitsubishi	Великобритания	A (стабильный)	A+ (отрицательный)	161.481	–
HSBC Bank Plc	Великобритания	AA– (стабильный)	AA– (отрицательный)	113.319	166.836
Казкоммерцбанк	Казахстан	B+ (положительный)	B– (отрицательный)	74.485	157.844
Credit Suisse	Швейцария	A (стабильный)	A (стабильный)	39.338	25.473
ABN AMRO	Нидерланды	A (положительный)	A (стабильный)	33.354	–
АТФ Банк	Казахстан	B (отрицательный)	B (отрицательный)	5.302	9.636
Bank of Scotland	Великобритания	A (положительный)	A (отрицательный)	2.472	2.299
CITI bank NA	Великобритания	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	3	13.514
Bank RBK	Казахстан	CCC (наблюдение за развитием событий)	B– (стабильный)	–	1.789
Прочее				9	266
				1.346.108	**1.181.309**

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, 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 на основании договорных недисконтированных платежей:

[1] Источник: официальные сайты банков и рейтинговых агентств по состоянию на 31 декабря соответствующего года

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**

На 31 декабря 2017 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	639	4.961	1.810	1.008	8.418
Торговая и прочая кредиторская задолженность	77.745	–	–	–	–	77.745
	77.745	**639**	**4.961**	**1.810**	**1.008**	**86.163**

Риск изменения цен на сырьевые товары

Компания подвержена риску изменения цен на сырую нефть, которая 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 достаточности капитала для ведения деятельности Компании и достижения стратегических целей.

На 31 декабря 2017 года у Компании были 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 ее в соответствии с изменениями экономических условий. С целью сохранения и изменения структуры капитала Компания может регулировать размер выплат дивидендов, возвращать капитал акционерам и выпускать новые акции. За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 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 продолжаются 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 принимаемых 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 в целях обеспечения внутренних энергетических потребностей. Поскольку цена сырой нефти по поставкам на внутренний рынок до 1 апреля 2016 года согласовывалась с Материнской компанией, она могла 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 АО «КазМунайГаз Переработка Маркетинг» (далее — «КМГ ПМ») и начала перерабатывать сырую нефть на Атырауском Нефтеперерабатывающем заводе (далее — «АНПЗ») и Павлодарском Нефтехимическом заводе (далее — «ПНХЗ»), находящимся в собственности и контролируемые Материнской Компанией, и продавать полученные нефтепродукты самостоятельно. С 1 января 2017 года Компания прекратила пользоваться услугами КМГ ПМ в качестве своего агента по продажам.

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 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

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтвержденные нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2017 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

11 декабря 2017 года было выдано окончательное решение Верховного Суда, касающееся обжалования Компанией результатов налоговой проверки за налоговый период с 2009 года по 2012 год, в результате чего окончательная сумма доначисления за период 2009-2012 годов составила 6.534 миллиона тенге, что включало в себя основную сумму, штрафы и пени. Соответственно, в настоящей финансовой отчетности была сторнирована оставшаяся сумма налогового резерва в размере 7.031 миллионов тенге.

НДС к возмещению

В мае и июне 2017 года АО «Эмбамунайгаз» и АО «Озенмунайгаз» были получены акты налоговых проверок за период с 2012 года по 2015 год, которые подтвердили право на возмещение НДС к возмещению на суммы в размере 4.033 миллиона тенге и 26.073 миллиона тенге, соответственно. Суммы в размере 2.053 миллиона тенге и 2.006 миллионов тенге не были подтверждены к возмещению актами налоговых проверок АО «Эмбамунайгаз» и АО «Озенмунайгаз», соответственно.

В данной финансовой отчетности Компания сторнировала 30.106 миллионов тенге ранее начисленного резерва по НДС. Остаток резерва по НДС на 31 декабря 2017 года составляет 10.668 миллионов тенге.

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, отчет о прибылях и убытках или отчет 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, отчет о совокупном доходе или отчет о движении денежных средств.

Месторождения нефти и газа Компании расположены на земле, принадлежащей Мангистауской и Атырауской областным администрациям. Лицензии выданы Министерством энергетики 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:

Месторождение	Контракт	Дата истечения срока действия
Узень (8 месторождений)	№ 40	2036
Эмба (1 месторождение)	№ 37	2041
Эмба (1 месторождение)	№ 61	2048
Эмба (23 месторождения)	№ 211	2037
Эмба (15 месторождений)	№ 413	2043

Договорные обязательства по лицензиям на нефтяные месторождения и на разведочные работы

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2018	136.903	4.538
2019	12.140	3.758
2020	4.440	3.709
2021-2048	–	17.053
	153.483	29.058

Договорные обязательства Казгермунай

По состоянию на 31 декабря 2017 года доля Компании в договорных обязательствах Казгермунай представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2018	6.049	5.255

Договорные обязательства UGL

По состоянию на 31 декабря 2017 года доля Компании в договорных обязательствах UGL представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2018	589	490

Договорные обязательства ПКИ

По состоянию на 31 декабря 2017 года доля Компании в договорных обязательствах ПКИ представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы
2018	685

24. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

Возврат НДС

В феврале 2018 года АО «Озенмунайгаз» получило возврат НДС за 2016 год на сумму 4.683 миллиона тенге.

Тендерное предложение

8 декабря 2017 года Компания объявила о запуске условного тендерного предложения (далее — «тендерное предложение») на выкуп всех своих находящихся в обращении ГДР по цене 14,00 долларов США за 1 ГДР. По результатам внеочередного общего собрания, состоявшегося 22 января 2018 года, тендерное предложение стало безусловным во всех отношениях. 23 января 2018 года Компания объявила о начале безусловного предложения о выкупе всех своих обыкновенных акций (далее — «предложение по акциям»), размещенных на KASE по цене 84,00 долларов США за обыкновенную акцию, подлежащую оплате в тенге. Первый расчет по тендерному предложению и предложению по акциям запланирован на 19 февраля 2018 года и потребует оплаты приблизительно в размере 1,9 миллиарда долларов США, в случае если оба предложения будут полностью приняты.

Данная консолидированная финансовая отчетность подписана от имени Компании следующими лицами, состоящими в должностях, указанных по состоянию на 14 февраля 2018 года:

Исказиев К. О.
Генеральный директор

Дрейдер Ш., CA
Финансовый директор — Финансовый контролер

Абдулгафаров Д. Е.
Заместитель генерального директора
по экономике и финансам

Зайнелова А.А., CPA
Главный бухгалтер

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ

ГОДОВОЕ ОБЩЕЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ

Годовое общее собрание акционеров состоялось 22 мая 2018 года в 10 часов 00 минут по адресу: Республика Казахстан, г. Астана, пр. Кабанбай батыра 17 (место нахождения исполнительного органа Общества), актовый зал, 3 этаж.

ВЕБ-САЙТ

Информация о Компании, включая описание деятельности, пресс-релизы, годовые и промежуточные отчеты, доступна на корпоративном веб-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 9100, факс: +1 (732) 544 6346, e-mail: adr@db.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, хранящиеся в доверительном управлении (на 31.12.2017 г. — 8 268 058 штук ГДР), а также акции, выкупленные в соответствии с программой выкупа собственных акций (на 31.12.2017 г. — 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) 977 427
факс: +7 (7172) 977 426

СВЯЗЬ С ОБЩЕСТВЕННОСТЬЮ

Бакдаулет Толеген
тел.: +7 (7172) 977 908
e-mail: pr@kmgep.kz

КОРПОРАТИВНЫЙ СЕКРЕТАРЬ

Сакен Шошанов
тел.: +7 (7172) 975 409
факс: +7 (7172) 975 403
e-mail: info@kmgep.kz

СВЯЗЬ С ИНВЕСТОРАМИ (ЗАПРОСЫ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫХ ИНВЕСТОРОВ)

тел.: +7 (7172) 975 433
факс: +7 (7172) 975 445
e-mail: ir@kmgep.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 (121) 250 9100
факс: +1 (732) 544 6346
e-mail: adr@db.com

WWW.KMGEP.KZ

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/Fitch Ratings/Moody's	международное рейтинговое агентства, которые занимаются присвоением краткосрочных и долгосрочных кредитных рейтингов
АНПЗ	ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»
Категория 1P	доказанные запасы
Категория 2P	доказанные и вероятные запасы
Категория 3P	доказанные, вероятные и возможные запасы
КБМ	АО «Каражанбасмунай»
КГМ	ТОО «СП «Казгермунай»
ККТ	Казахстанско-Китайский трубопровод.
КМГ ПМ	АО «КазМунайГаз — переработка и маркетинг»
Коэффициенты баррелизации	для РД КМГ — 7,36 баррелей за тонну; КГМ — 7,70; КБМ — 6,68; ПКИ — 7,75; другие — 7,33
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

Обозначение	Расшифровка
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% акций принадлежат 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» — Шымкентский нефтеперерабатывающий завод
ПНХЗ	ТОО «Павлодарский нефтехимический завод»
РД КМГ	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» / АО «РД «КазМунайГаз» (Компания)
СНГ	Содружество Независимых Государств
ТП	АО «Тургай Петролеум»
УАС	Узень — Атырау — Самара — нефтепроводный 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»
Фонд «Самрук-Қазына»	Фонд национального благосостояния по управлению государственными активами и акциями национальных компаний.
ЦДНГ	цех добычи нефти и газа
ЦПС	центральный пункт сбора
ЭМГ	АО «Эмбамунайгаз» — один из двух производственных активов компании РД КМГ, действующий на 41 месторождении в Атырауской области на западе Казахстана
ЭТП	экспортная таможенная пошлина
НДПИ	налог на добычу полезных ископаемых