



Раскрытие потенциала

Годовой отчет
2014

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» – крупнейшая казахстанская нефтегазовая компания, акции которой обращаются на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах, и одна из основных нефтедобывающих компаний в Казахстане.

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ, Компания) было образовано в марте 2004 года путем слияния АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) и АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ).

По итогам 2014 года Компания сохранила позиции в тройке лидеров по объему добычи нефти в Казахстане. С учетом долей в компаниях ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), ССЕЛ (CCEL) и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ), объем добычи Компании в 2014 году составил 12,3 млн тонн (250 тыс. баррелей в сутки). Объем консолидированных

доказанных и вероятных запасов РД КМГ, с учетом долей в совместных предприятиях, по состоянию на конец 2014 года составил 177 млн тонн (1,3 млрд баррелей), из которых 132 млн тонн (1,0 млрд баррелей) приходится на ОМГ, ЭМГ, ТОО «КазГПЗ» и ТОО «Урал Ойл энд Газ» (Федоровский блок).

Акции Компании размещены на Казахстанской фондовой бирже (KASE), а глобальные депозитарные расписки – на Лондонской фондовой бирже (LSE).

Раскрытие потенциала...

... через эффективное управление основными активами

Стр. 34–59

... поддержание социальной стабильности

Стр. 66–75

... новые месторождения

Стр. 28–30



4 Стратегический обзор

10 О нас

- 10 Миссия и стратегия
- 11 Финансовые и операционные показатели
- 12 География бизнеса
- 14 Наши конкурентные преимущества и положение в отрасли
- 15 Котировки акций
- 15 Оценки независимых наблюдателей
- 16 Обращение Председателя Совета директоров
- 17 О Казахстане
- 18 Интервью Генерального директора
- 20 Обзор нефтегазовой отрасли Казахстана
- 24 Ключевые события года

28 Обзор операционной деятельности

- 28 Добыча и реализация нефти
- 30 Капитальные затраты
- 32 Запасы
- 33 Геологоразведка

34 Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

60 Факторы риска

66 Социальная политика

- 66 Социальная ответственность
- 67 Наши люди
- 70 Здоровье, безопасность и окружающая среда

76 Корпоративное управление

- 78 Совет директоров РД КМГ
- 80 Информация о корпоративном управлении

92 Консолидированная финансовая отчетность

134 Информация для акционеров

136 Справочная информация



Интервью Генерального директора

2014 год был юбилейным для РД КМГ. За 10 лет мы создали компанию и вывели её на IPO в Лондоне и Казахстане. Значительно расширили портфель добывающих и разведочных активов. Создали систему корпоративного управления, соответствующую международным стандартам.



Корпоративное управление

РД КМГ стала одной из первых казахстанских компаний, применяющих практику корпоративного управления, соответствующего мировым стандартам. От его уровня зависит доверие инвесторов к Компании, ее менеджменту.

Раскрытие потенциала...

...через эффективное управление ОСНОВНЫМИ активами

Мы продолжаем раскрывать свой потенциал путем поддержания на наших активах стабильного уровня добычи и повышения эффективности производственного процесса.

Мы продолжаем инвестировать в наш бизнес, чтобы оставаться одной из ведущих нефтегазовых компаний в Казахстане.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134



Используя передовые технологии нефтедобычи

Возраст наших месторождений варьируется между 10 и 100 годами, поэтому нам важно использовать наиболее подходящие технологии, чтобы планомерно повышать эффективность извлечения нефти. В 2014 году мы начали тестирование нового вида технологий – полимерное заводнение.

читайте далее на стр. 32



Модернизируя и совершенствуя активы и процессы

Мы проводим модернизацию, чтобы обеспечить более управляемое, прогнозируемое производство. Мы постоянно инвестируем в замену устаревшего оборудования, строительство новых производственных объектов и внедрение новых технологий, чтобы быть более современной и продуктивной организацией, отвечающей самым высоким требованиям техники безопасности и охраны окружающей среды.

читайте далее на стр. 30-31



Планируя добычу на 2015 год

В 2015 году добыча, по прогнозам, составит около 5,4 млн тонн (109 тысяч баррелей в сутки) в ОМГ и 2,8 млн тонн в ЭМГ. Это примерно 1% прироста добычи по сравнению с показателями 2014 года.

читайте далее на стр. 28-30

Раскрытие потенциала...

...через новые месторождения

Повышение потенциала нашего нефтегазового портфеля требует избирательного приобретения нефтегазовых активов в Казахстане и за рубежом.

Мы нацелены на укрепление своих лидирующих позиций посредством разведки наиболее перспективных блоков.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134



Открытие новых месторождений

В прошедшем году обнаружена новая залежь нефти на Рожковском месторождении. Разведкой занимается Ural Group Limited (UGL), 50% акций которого РД КМГ приобрел в 2011 году. Открытие залежи подтверждает высокой потенциал этого актива.

читайте далее на стр. 33



Меморандум о сотрудничестве в области геологического изучения недр

В феврале 2015 года РД КМГ и Комитет геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан подписали Меморандум о взаимном сотрудничестве в области геологического изучения недр, нацеленный на повышение эффективности геологоразведочных работ и геологического изучения углеводородного сырья на территории республики.

читайте далее на стр. 33

Раскрытие потенциала...

...через поддержание социальной стабильности



Мы верим, что корпоративная социальная ответственность является неотъемлемой частью обеспечения защиты долгосрочных интересов всех заинтересованных сторон.

Наша производственная деятельность часто является единственным источником как социального, так и экономического развития в районах нашего присутствия. Мы осознаем свою ответственность за поддержание социальной стабильности в этих регионах.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134



Обеспечивая подготовку и профессиональное развитие всего персонала

Мотивация и вовлеченность наших сотрудников играют ключевую роль в развитии нашего бизнеса. Набор, сохранение кадров, обучение и развитие мотивированного и эффективного персонала является залогом нашего успеха. Мы ежегодно обучаем и развиваем навыки наших работников. С целью распространения единой корпоративной политики, стратегических приоритетов, мы проводим широкий спектр образовательных программ для работников. В 2014 году организованы корпоративные тренинги, семинары и модульные программы для 43 тысяч участников.

читайте далее на стр. 68



Обеспечивая справедливость заработной платы

В апреле 2014 года на предприятиях, которые входят в группу компаний «КазМунайГаз», была внедрена единая система оплаты труда работников направления «Разведка и добыча». Внедрению системы предшествовали полтора года серьезной работы, были задействованы специалисты дочерних структур. Система строится на единой тарификации.

читайте далее на стр. 68



Поддерживая социальную стабильность в регионах

РД КМГ предоставляет работу более 26 тысячам человек на основных и совместных предприятиях в нескольких областях Казахстана. Компания улучшает условия труда нефтяников — наряду с промышленными объектами финансируется строительство объектов социально-бытового назначения. Нам важно поддерживать социальную стабильность в этих регионах, поэтому мы инвестировали значительные средства в строительство школ, детских садов, физкультурно-оздоровительных центров, домов культуры и других объектов.

читайте далее на стр. 66

О нас



Миссия

Миссия РД КМГ заключается в эффективной и рациональной добыче углеводородов с целью максимизации выгод для акционеров Компании, в создании долгосрочных экономических и социальных выгод для регионов деятельности, а также в содействии реализации потенциала каждого сотрудника Компании.

Стратегия

С момента выхода на Лондонскую и Казахстанскую фондовые биржи в 2006 году деятельность РД КМГ реализуется в соответствии со стратегией, одобренной ее акционерами. После успешного достижения среднесрочных целей в 2010 году стратегия была актуализирована, но основной ее принцип остался прежним – РД КМГ нацелена на максимальную реализацию потенциала Компании, дальнейшее развитие с учетом сложившейся конъюнктуры рынка и интересов акционеров Компании и поиск возможностей для увеличения ресурсов Компании.

Стратегия Компании на действующих месторождениях заключается в проведении мероприятий по поддержанию уровня добычи, работе по оптимизации затрат, повышению эффективности бизнес-процессов и технологических процессов, интенсификации добычи и повышению коэффициента извлечения нефти. Все эти меры направлены на повышение эффективности производства.

Также стратегическими целями Компании продолжают оставаться укрепление достигнутых лидирующих позиций и дальнейшая консолидация нефтегазовых активов. Для достижения этих целей Компания планирует осуществлять поиск перспективных новых блоков и проводить разведку на существующих, а также расширять свой нефтегазовый портфель путем приобретения добывающих активов в Казахстане и за рубежом.

Структура собственности



Финансовые и операционные показатели

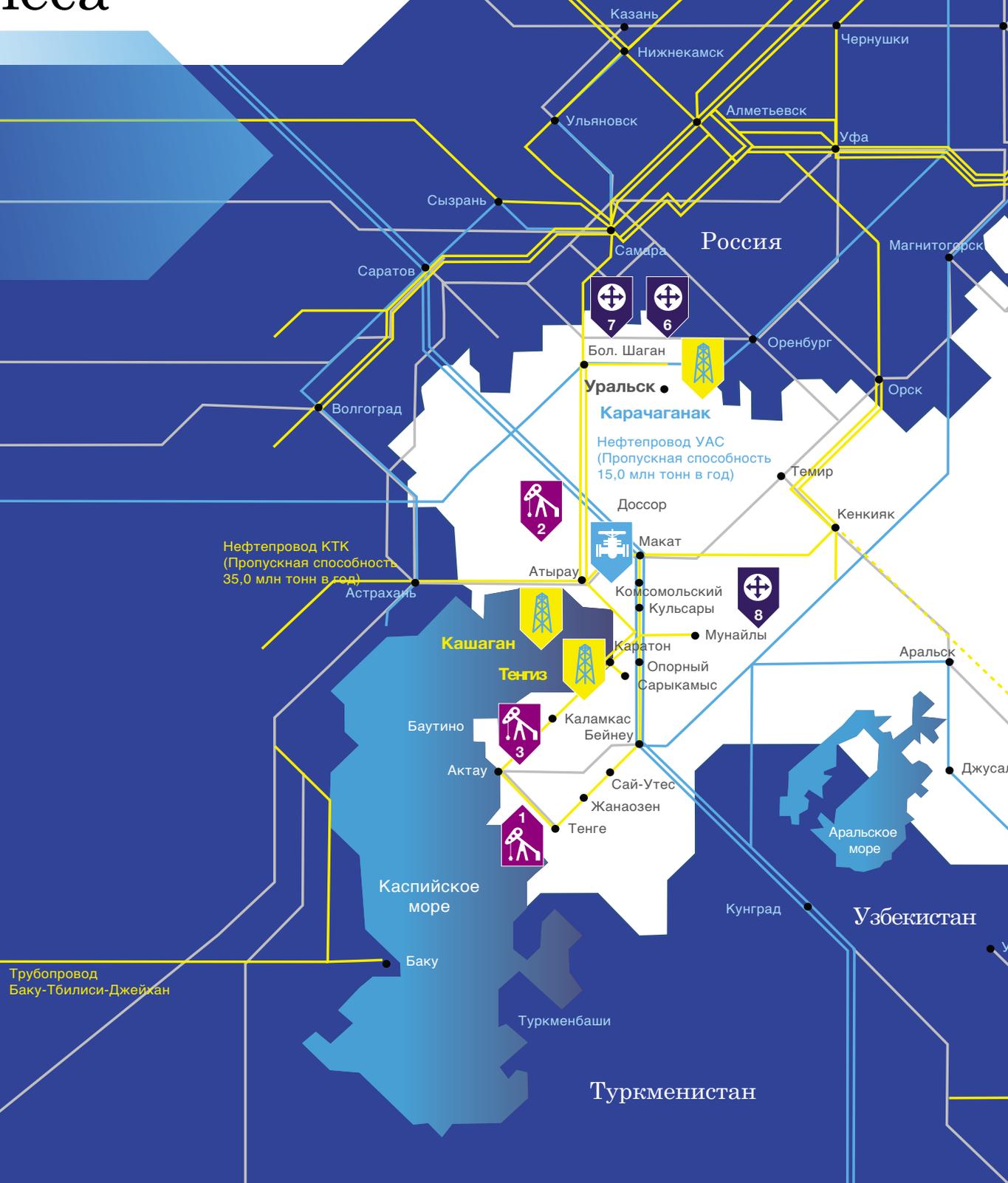


¹ Не включая доли в КГМ, ССЕЛ и ПКИ.

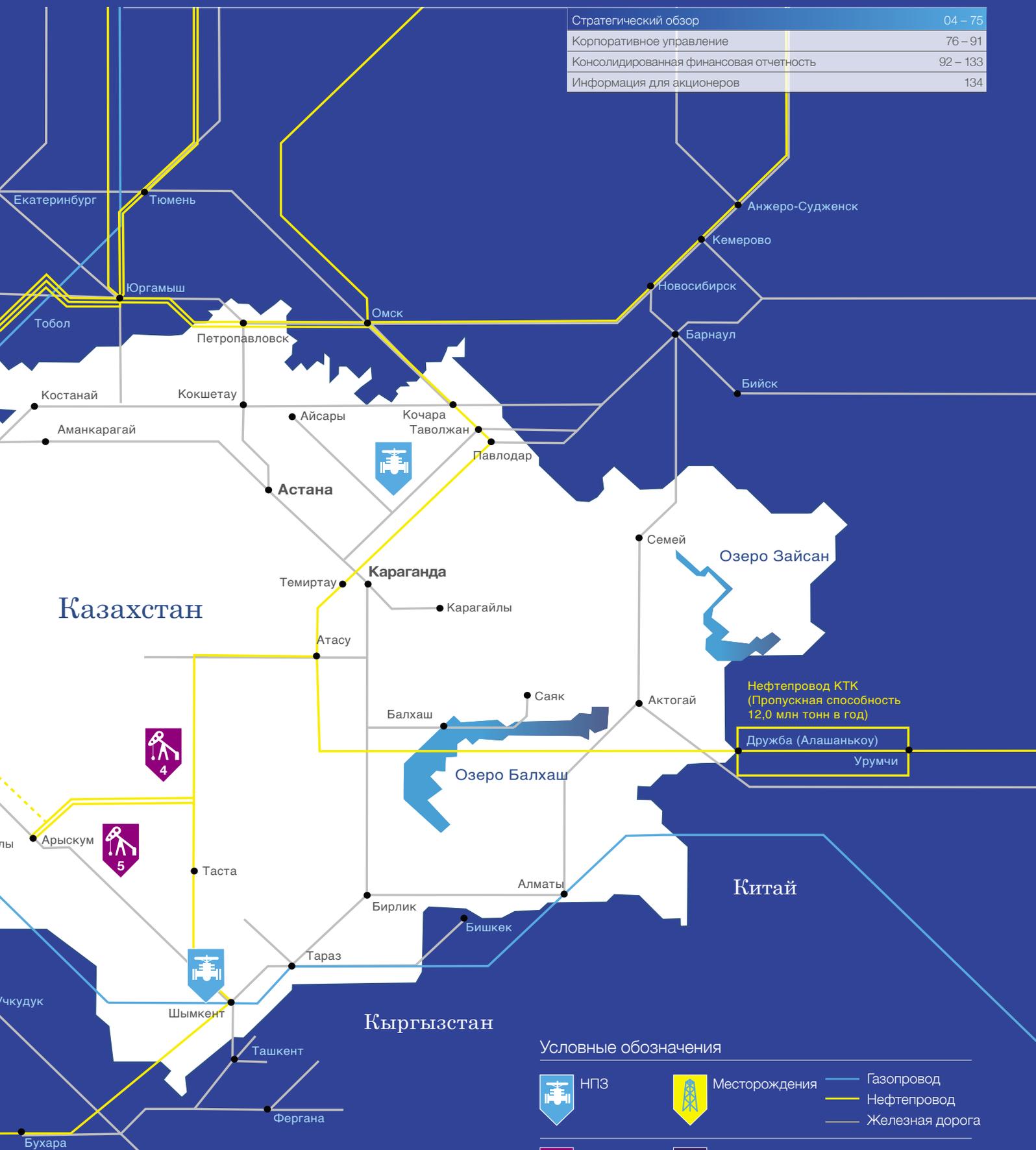
² Включая доли в КГМ, ССЕЛ и ПКИ.

³ Денежные средства, их эквиваленты и прочие финансовые активы за вычетом займов.

География бизнеса



Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134



Нефтепровод КТК
(Пропускная способность
12,0 млн тонн в год)

Дружба (Алашанькоу)
Урумчи

Условные обозначения

-  НПЗ
-  Месторождения
-  Газопровод
-  Нефтепровод
-  Железная дорога
-  Добывающие активы РД КМГ
-  Разведочные активы РД КМГ

- 1 АО «Озенмунайгаз»
- 2 АО «Эмбамунайгаз»
- 3 АО «Каражанбасмунай»
- 4 АО «Казгермунай»
- 5 «ПетроКазakhstan Инк.»
- 6 ТОО «Урал Ойл энд Газ» (Федоровский блок)
- 7 ТОО «Карповский и Северный» (Карповский и Северный блок)
- 8 ТОО «РД КМГ Разведочные активы»

Наши конкурентные преимущества и положение в отрасли

Конкурентные преимущества и положение в отрасли

Крупнейшая нефтегазовая компания в Казахстане, чьи акции обращаются на фондовых рынках LSE и KASE

Мажоритарным акционером является материнская компания АО НК «КазМунайГаз» (НК КМГ). Ей принадлежит 57,9% от общего количества размещенных простых и привилегированных акций. В рамках трех программ обратного выкупа акций в 2009–2012 годах Компания выкупила 8,3% от общего количества простых и привилегированных акций. Около 11% простых акций (10,4% простых и привилегированных акций) принадлежат государственному инвестиционному фонду Китайской Народной Республики China Investment Corporation (CIC). Остальными акциями владеют институциональные инвесторы из Великобритании, континентальной Европы, США, Азии и Казахстана.

Преимущественное право доступа к нефтегазовым активам на суше Казахстана

НК КМГ имеет право на заключение контрактов на недропользование по лицензионным участкам на основе прямых переговоров, без проведения конкурса. Наряду с этим, в случае отчуждения права недропользования и (или) объекта, связанного с правом недропользования на участках недр, месторождений, имеющих стратегическое значение, НК КМГ вправе реализовывать от имени государства приоритетное право

приобретения отчуждаемого права недропользования и (или) объекта, связанного с правом недропользования. РД КМГ, являясь дочерней компанией НК КМГ, может воспользоваться данными правами в случае проявления обоюдного экономического интереса.

В 2014 году внесен ряд изменений и дополнений в Закон РК «О недрах и недропользовании». В частности, закон дополнен нормами, устанавливающими порядок реализации приоритетного права государства с участием национального управляющего холдинга или национальной компании, а также направленными на создание единой системы учета добычи и оборота нефти и газа в РК.

Корпоративное управление, соответствующее международным стандартам и обеспечивающее соблюдение прав миноритарных акционеров

РД КМГ стала одним из первых казахстанских предприятий, которое активно применяет практику корпоративного управления, соответствующую мировым стандартам. За прошедшие годы система корпоративного управления подвергалась проверке в различных ситуациях и рыночных условиях, оценивалась рейтинговыми агентствами, аналитиками, Национальной компанией «КазМунайГаз» и ФНБ «Самрук-Қазына», и неизменно получала высокую оценку эффективности.

Успешные партнерские отношения и долевое участие в казахстанских добывающих нефтегазовых компаниях

РД КМГ имеет 50% долю в совместно контролируемых нефтегазодобывающих компаниях: СП «Казгермунай», ССЕЛ (АО «Каражанбасмунай»), а также 33% долю в «ПетроКазахстан Инк.». Каждая из этих компаний вносит ощутимый вклад в развитие нефтегазовой отрасли Казахстана, а также участвует в реализации социальных программ в регионах своей деятельности. Взаимоотношения с этими компаниями уже доказали свою успешность и являются крепким фундаментом для дальнейшего развития РД КМГ.

Значительный запас денежных средств

РД КМГ имеет устойчивое финансовое положение и обладает достаточными финансовыми средствами для инвестиций и выплаты дивидендов. Это дает возможность продолжать работу по поиску активов для приобретения, самостоятельно или совместно со стратегическими партнерами, обладающими соответствующим опытом и технологиями.

Общая сумма дивиденда за 2014 год

Т 30
млрд



Хорошо изведенные запасы

На основных активах имеются хорошо изведенные запасы, достаточные для долгосрочного производства.

Котировки акций

На Лондонской фондовой бирже в 2014 году верхний показатель цены за одну ГДР РД КМГ составил 18,4 долл. США, а самый низкий показатель – 12,7 долл. США. Средняя цена за одну ГДР в 2014 году составила 15,6 долл. США. На Казахстанской фондовой бирже в 2014 году наибольшая цена за одну простую акцию РД КМГ составила 20 тыс. тенге, а наименьшая – 13 905 тенге. Средняя цена одной простой акции в 2014 году составила 16 741 тенге. В 2014 году наибольшая цена привилегированных акций РД КМГ была 17 101 тенге, а наименьшая – 10 101 тенге. Средняя цена одной привилегированной акции составила 13 353 тенге.

По решению акционеров, размер дивиденда за 2014 год в расчете на одну акцию (как простую, так и привилегированную) составил 440 тенге (включая налоги, удерживаемые в соответствии с законодательством Республики Казахстан). Общая сумма дивиденда за 2014 год составила около 30 млрд тенге⁴ (около 162 млн долл.⁵ США).

В июле 2014 года РД КМГ объявила, что Национальная компания «КазМунайГаз» (НК КМГ), мажоритарный акционер Общества, провела предварительное обсуждение с независимыми директорами РД КМГ о возможном приобретении простых акций Компании, находящихся в свободном обращении, по цене 18,5 доллара за ГДР. На момент предварительного объявления предложение о выкупе представляло собой 15% премию к цене одной ГДР.

С момента предварительного объявления о возможном выкупе акций РД КМГ независимые директора Компании сотрудничали с НК КМГ и ее консультантами с целью достижения соглашения, удовлетворяющего все стороны. В декабре 2014 года независимые директора РД КМГ сообщили НК КМГ, что они готовы рекомендовать предложенную цену – 18,5 долл. США за ГДР. Однако после этого продолжились обсуждения с НК КМГ по вопросу оплаты и уровню дивидендов по итогам 2014 года. В январе 2015 года НК КМГ отозвала свое предложение.

В конце 2014 года цена ГДР и акций РД КМГ понизилась. Основным фактором явилось падение цены на нефть. При этом аналитики отмечали, что, «хотя цена нефти имеет важнейшее значение для деятельности и акций РД КМГ, нельзя забывать, что РД КМГ обладает стабильной финансовой позицией».

Оценки независимых наблюдателей

В августе 2013 года агентство Moody's присвоило РД КМГ рейтинг Ваа3, прогноз «позитивный». Базовая оценка кредитоспособности «11» (из 21) отражает значительный размер бизнеса компании, ассоциируемый с ее ресурсной и производственной базой; низкий уровень задолженности и хорошие показатели денежных потоков. В 2014 году рейтинг сохранился на прежнем уровне.

В марте 2015 года агентство Moody's отозвало долгосрочный рейтинг Ваа3 с «позитивным» прогнозом, как указано в пресс-релизе агентства, «по своим собственным причинам делового характера».

В 2013 году рейтинговое агентство Standard&Poor's присвоило РД КМГ кредитный рейтинг на уровне BBB-, прогноз «стабильный». Среди позитивных факторов Standard&Poor's отмечало возможности РД КМГ по генерированию свободных денежных средств, при низком уровне задолженности Компании. Кроме того, отмечались такие преимущества РД КМГ, как «стабильный уровень прибыльности и крепкие позиции крупнейшего нефтегазового оператора, контролируемого государством через мажоритарного акционера».

В феврале 2015 года Standard&Poor's снизило долгосрочные кредитные рейтинги мажоритарного акционера – НК КМГ и, как следствие, РД КМГ, с BBB- до BB+. Прогноз изменения рейтингов – негативный. Снижение рейтинга последовало после понижения суверенного рейтинга Казахстана с BBB+ до BBB. Причины понижения разные: от снижения цен на нефть, до кризиса в России, с которой Казахстан входит в ЕАЭС. «В соответствии с нашей методологией, мы считаем, что роль КМГ в экономике страны является «критичной», – говорится в сообщении агентства. «На наш взгляд, если компания столкнется с дефолтом, это будет иметь сильные негативные последствия для правительства Казахстана и для других государственных компаний в стране. КМГ владеет долей во всех существенных нефтяных операциях в Казахстане. Это – один из крупнейших экспортеров и налогоплательщиков страны и имеет некоторые социальные мандаты, такие как поставки топлива на местный рынок по достаточно низким ценам и инвестиции в социально значимые проекты», – отмечают аналитики S&P.

⁴ Рассчитано на основе количества акций в обращении по состоянию на 7 апреля 2015 г.

⁵ Переведено по официальному курсу Национального банка РК по состоянию на 7 апреля 2015 г.

Обращение Председателя Совета директоров



Кристофер Хопкинсон
Первый заместитель председателя
Правления АО НК «КазМунайГаз»

“РД КМГ стремится рационально использовать свои ресурсы, и мы верим, что это позволит сохранить устойчивость Компании к воздействию негативных внешних факторов и выполнить поставленные перед ней задачи”.

За последнее десятилетие 2014 год стал одним из самых сложных для нефтегазового бизнеса. Падение цен на нефть затронуло нефтегазовые компании по всему миру, вне зависимости от их размеров. Некоторые из них подешевели за полгода на 40–50%. Негативные тенденции не обошли стороной и нефтегазовую отрасль Казахстана – это и падение мировых цен на нефть, и отсрочка добычи нефти на Кашагане, и перенос реализации нескольких разведочных проектов на море и на суше на неопределенные сроки.

Тем не менее, несмотря на сложную конъюнктуру рынка, РД КМГ выполнила поставленные на 2014 год задачи и обладает достаточным запасом прочности для того, чтобы продолжать работу над повышением акционерной стоимости даже в условиях макроэкономической нестабильности. Это позволяет как устойчивое финансовое положение Компании, так и стабильный уровень производства на собственных активах. Согласно бизнес-плану на 2015–2019 годы, мы планируем поддерживать объемы добычи на основных активах (ОМГ и ЭМГ) без существенного снижения.

Новый уровень цен на нефть, несомненно повлияет на финансовые показатели РД КМГ. С учетом волатильности нефтяных котировок, Компания намерена работать над планомерным сокращением затрат, не влияющих на уровень производства, прежде всего административных расходов и расходов на инфраструктурные проекты. Кроме того, особое внимание будет уделяться совершенствованию системы управления и повышению эффективности производства.

Главной составляющей дальнейшего развития Компании является повышение эффективности добычи на зрелых месторождениях. Выполнение этой задачи требует ряда мер по поддержанию добычи, оптимизации производственных издержек, внедрению политики энергосбережения, а также поиску способов повышения коэффициента извлечения нефти. Что касается роста РД КМГ, то мы видим его возможным через постепенное наращивание активов в портфеле Компании в рамках трансформации бизнеса.

РД КМГ стремится рационально использовать свои ресурсы, и мы верим, что это позволит сохранить устойчивость Компании к воздействию негативных внешних факторов и выполнить поставленные перед ней задачи. Мы считаем, что РД КМГ хорошо подготовлена к новым вызовам и сможет удержать завоеванные ранее позиции.

О Казахстане

Казахстан – девятая по величине страна в мире. Одна из наиболее развитых экономик в регионе, со значительными иностранными инвестициями и уверенно растущим ВВП на душу населения.

Население **17,4**млн

В Казахстане проживает более 100 национальностей

Площадь **2,7**млн км²

Девятая по площади страна в мире

Валюта **179,12**Т/\$

Т Тенге

Средний обменный курс в 2014 году

Инфляция в 2014 **7,4%**

Реальный ВВП Рост в 2014 **+4,3%**

Элементов таблицы Менделеева содержатся в недрах Казахстана **99**

Интервью Генерального директора



Абат Нурсейтов
Генеральный директор
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

“Каждый новый год приносит новые вызовы для нашей Компании. Однако даже в сложных меняющихся условиях мы намерены продолжать выполнять наши обязательства и перед нашими акционерами, и перед своими работниками”.

? 2014 год был юбилейным для РД КМГ. Какими Вам видятся основные итоги десятилетия?

“ За это время были и взлеты, и падения. За 10 лет мы создали компанию и вывели её на IPO в Лондоне и Казахстане. Значительно расширили портфель добывающих и разведочных активов. Создали систему корпоративного управления, соответствующую международным стандартам и обеспечивающую соблюдение прав миноритарных акционеров. РД КМГ первой из казахстанских нефтяных компаний внедрила принципы корпоративного управления в соответствии с лучшими мировыми стандартами. Кроме того, компания одной из первых в Казахстане ввела практику подписания коллективных договоров с работниками.

На протяжении этих десяти лет мы являлись одним из крупнейших налогоплательщиков Казахстана. За 2004–2014 годы РД КМГ выплатила в бюджет страны около 2,7 трлн. тенге — это примерно 19 млрд долл. США. РД КМГ выплатила около 600 млрд тенге (4,0 млрд долл. США) в виде дивидендов своим акционерам. При этом, около 60% дивидендных выплат приходится на государственный холдинг НК КМГ.

За десять лет существования РД КМГ обеспечила реализацию различных проектов в социальной сфере на сумму, превышающую 47 млрд тенге. Эти деньги были направлены на строительство школ, детских садов, медицинских учреждений, дворовых и спортивных площадок, домов культуры, физкультурно-оздоровительных комплексов, детского лагеря в Кендерли на берегу Каспия и других объектов.

Каждый новый год приносит новые вызовы для нашей Компании. Однако даже в сложных меняющихся условиях мы намерены продолжать выполнять наши обязательства и перед нашими акционерами, и перед своими работниками.



Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

? Какими были наиболее сложные вызовы 2014 года?

“ Этот год был насыщен важными событиями, существенно повлиявшими на условия, в которых Компания работала ранее. В феврале 2014 года произошла корректировка курса национальной валюты – тенге. Нам удалось сохранить уровень капложений на запланированном уровне, несмотря на то, что 20–30% наших капитальных затрат имеют привязку к иностранной валюте. Из других событий макроэкономического характера: выросла ставка экспортной таможенной пошлины, выросли тарифы на транспортировку. В результате девальвации тенге, а также внедрения Единой системы оплаты труда в группе компаний НК КМГ, увеличился фонд оплаты труда. Вторая половина года ознаменовалась снижением цены на нефть на международных рынках, что стало для РД КМГ серьезным вызовом, поскольку наши месторождения в основном зрелые с высокой себестоимостью добычи. В результате снижения цен на нефть Компания провела оценку возмещаемой стоимости активов и признала убыток от обесценения в размере 228 млрд тенге в 4 квартале 2014 года.

? Каким образом эти вызовы повлияли на производственные и финансовые результаты Компании?

“ В течение года добыча на наших ключевых производственных активах была стабильной и осуществлялась в рамках установленного плана. Общий объем добычи ОМГ и ЭМГ в 2014 году вырос на 1% по сравнению с 2013 годом. Консолидированный объем добычи, с учетом долей в наших совместных и ассоциированных предприятиях, составил 12,3 млн тонн нефти, практически на уровне 2013 года, несмотря на естественное падение добычи на ПКИ и КГМ.

Несмотря на определенные трудности, в 2014 году мы ввели в пробную эксплуатацию месторождение Новобогатинское ЮВ на блоке Лиман. А в Кызылординской области было введено в эксплуатацию газонефтяное месторождение Аксай на базе нашего совместного предприятия КГМ.

В геологоразведочной деятельности главным событием 2014 года для нашей компании стало открытие новой залежи нефти на месторождении Рожковское. Мы планируем ввести данное месторождение в эксплуатацию в 2017 году.

В результате программы модернизации Компания планирует обеспечить более управляемое, прогнозируемое производство. Для многих инвесторов это – зона пристального внимания, по которой они будут

оценивать успешность принимаемых мер. Мы надеемся, что благодаря реализации программы модернизации, РД КМГ станет более современной компанией, отвечающей высоким стандартам эргономичного производства, с учетом требований техники безопасности и охраны окружающей среды.

? На протяжении нескольких последних лет РД КМГ в числе приоритетов неизменно называла социальную политику. Это по-прежнему актуальная задача для менеджмента?

“ Ответственный подход ко всем без исключения аспектам деятельности – отличительная черта нашей Компании. Мы обеспечиваем работой огромный коллектив — более 26 тысяч человек задействованы на наших основных и совместных предприятиях в нескольких областях Казахстана. И мы прилагаем все усилия для того, чтобы создать им необходимые условия для работы, и вкладываем значительные средства в социальное развитие регионов, в которых расположены наши производственные активы.

? Каковы ключевые операционные задачи на 2015 год?

“ Поддержание устойчивости, а также повышение эффективности производственного процесса – это, конечно, задача «номер один». Мы прилагаем значительные усилия в этом направлении, тем самым закладывая фундамент финансовой стабильности РД КМГ на будущее. При этом наша Компания открыта для сотрудничества с иностранными партнерами в области внедрения инновационных технологий.

РД КМГ проводит и будет проводить геологоразведочные мероприятия, нацеленные на дальнейший рост активов. Мы готовы увеличить инвестиции в геологоразведку в случае появления перспективных геологоразведочных проектов.

И, конечно, обеспечение социальной стабильности в наших компаниях и регионах нашей деятельности мы также рассматриваем как производственную задачу. Мы намерены работать в этом направлении и прилагать все возможные усилия для обеспечения социальной стабильности.

Обзор нефтегазовой отрасли Казахстана



Казахстан входит в первые пятнадцать стран мира по запасам углеводородов и содержит 1,8% мировых подтвержденных запасов нефти. Нефтегазоносные районы занимают 62% площади страны. Обнаружены 172 нефтяных месторождения, 80 из них находятся в разработке.

Последние 20 лет нефтегазовый комплекс Казахстана являлся генератором поддержки экономического роста страны. Объемы добычи нефти выросли более чем в 3 раза, газа – в 5 раз. Сформирована масштабная система транспортировки и транзита углеводородов. Экспортные поставки ведутся более чем в 30 стран мира, развиваются сферы переработки и нефтегазохимии.

Нефтегазовая отрасль аккумулирует порядка 2/3 иностранных инвестиций в экономику Казахстана, в то же время обеспечивает около 70% экспорта. Кроме того, казахстанский нефтегазовый сектор является не только опорой социально-экономических реформ в государстве, но и входит в ограниченный список стран с существенным потенциалом роста добычи нефти.

Добыча нефти в Казахстане в 2014 году составила 80,8 млн тонн нефти, в том числе, 67,9 млн тонн сырой нефти и 12,9 млн тонн газового конденсата, что на 1,2% меньше, чем в 2013 году. Прошлогодний показатель нефтедобычи вывел страну на 17 место в мире. Добыча природного

Нефтегазоносные районы Казахстана занимают

62%

площади страны



Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

газа в стране по итогам 2014 года составила 42,9 млрд кубометров - на 1,6% больше, чем годом ранее. В 2015 году Казахстан планирует добыть более 80 млн тонн нефти.

Три казахстанских гиганта – Тенгиз, Кашаган и Карачаганак, запасы каждого из которых превышают 1 млрд тонн нефтяного эквивалента, входят в топ-60 месторождений мира. Пиковая добыча на этих месторождениях еще впереди. Начало добычи на Кашагане запланировано на конец 2016 года. ТОО СП «Тенгизшевройл» (ТШО), добывшее в 2014 году 26,7 млн тонн нефти, уже через несколько лет сможет увеличить мощь разрабатываемого им месторождения Тенгиз. Реализация Проекта будущего расширения (ПБР), а также связанного с ним Проекта управления устьевым давлением скважин (ПУУД), позволит нарастить добычу нефти в ТШО на 12 млн тонн, до более чем 38 млн тонн в год. На Карачаганаке также планируется начало нового проекта, концепция и вопросы инвестирования которого должны быть решены к 2017 году.

Нефтеперерабатывающие заводы Казахстана в 2014 году переработали 14,9 млн тонн сырой нефти, что на 4% больше в сравнении с 2013 годом. В 2015 году, в соответствии с планом переработки нефти и производства нефтепродуктов, утвержденным Министерством энергетики РК, будет переработано 14,3 млн тонн нефти.

На сегодняшний день республика импортирует недостающий внутреннему рынку объем нефтепродуктов. Однако после реконструкции и модернизации трех

отечественных НПЗ, которые планируется завершить к 2017 году, суммарная мощность заводов по переработке нефти возрастет до 18,5 млн тонн нефти в год, и они смогут полностью обеспечивать спрос в светлых нефтепродуктах за счет собственных ресурсов.

Консолидированный объем транспортировки и перевалки нефти и нефтепродуктов группы компаний АО «КазТрансОйл» в 2014 году составил 64 млн тонн. Учитывая соответствующие планы по дальнейшему росту нефтедобычи, Казахстан продолжает наращивать нефтетранспортный потенциал для обеспечения экспорта сырья в будущем. В 2014 году была проделана большая работа, связанная с расширением пропускной способности системы Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) на территории Казахстана, а также с вводом в эксплуатацию объектов по транспортировке нефти в китайском направлении.

В планах развития нефтегазовой отрасли Казахстана значится масштабный проект по созданию международного нефтяного консорциума «Евразия», который был представлен иностранным инвесторам в октябре 2013 года. Данный проект предусматривает возможность разведки и добычи глубоководных пластов нефти и газа в Прикаспийской впадине. При этом 70% пластов находится на территории Казахстана, а 30% – в России. Проект «Евразия» рассчитан на 5 лет и оценивается примерно в 500 млн долларов. Его реализация намечена на 2015–2020 годы и предполагает проведение обширных геологических и геофизических исследований и бурение скважин на глубину 14–15 км.

Добыча нефти
в 2014 году

80,8

МЛН ТОНН

НПЗ Казахстана в
2014г. переработали

14,9

МЛН ТОНН
сырой нефти

Обзор нефтегазовой отрасли Казахстана **продолжение**

Казахстан продолжает либерализацию законодательства в сфере недропользования. В 2014 году Президентом страны подписан Закон «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам недропользования», который значительно упрощает систему выдачи прав на недропользование. Вместо принятой еще в советское время системы, введен упрощенный порядок предоставления права недропользования по опыту Австралии. Аукционы должны стать новым способом выбора победителя в конкурсе на получение прав на недропользование. Также внесен ряд изменений и дополнений в Закон РК «О недрах и недропользовании». В частности, закон дополнен нормами, устанавливающими порядок реализации приоритетного права государства с участием национального управляющего холдинга или национальной компании, а также направленными на создание единой системы учета добычи и оборота нефти и газа в РК.

В 2014 году произошли значительные изменения конъюнктуры нефтегазового рынка. Из-за резкого снижения цен на нефть, Правительство Казахстана приняло решение о реализации мер, направленных на снижение себестоимости добычи и экономию затрат. Первоначально бюджет страны на 2015 год составлялся исходя из стоимости нефти в 80 долл. США за баррель.

Однако в середине января 2015 года Министерство национальной экономики сообщило, что бюджет на 2015–2017 годы будет построен на основе цен на нефть марки Brent в 50 долл. США за баррель.

С 1 апреля 2014 года ставки экспортной таможенной пошлины (ЭТП) в Казахстане на сырую нефть были повышены с 60 до 80 долл. США за тонну. В связи со значительным снижением мировой цены на нефть, с марта 2015 ставка ЭТП на сырую нефть была понижена с 80 до 60 долл. США за тонну.

Планируется, что в 2015 году Казахстан поставит в Россию около 2 млн тонн нефти. Между Россией и Казахстаном существует межправительственное соглашение, согласно которому стороны договорились о встречных поставках казахстанской нефти в Россию в целях компенсации потерь федерального бюджета Российской Федерации (РФ) в отношении нефтепродуктов, поставленных из РФ в Республику Казахстан (РК) в 2012–2013 годах.



Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

Экспортная
таможенная пошлина
в 2014 г

US\$80

9 декабря 2010 года между правительствами РК и РФ было подписано соглашение о торгово-экономическом сотрудничестве в области поставок нефти и нефтепродуктов в РК. В рамках данного соглашения до 1 января 2014 года осуществлялись беспошлинные поставки нефти из РФ в РК. С 1 января 2014 года взаимные поставки нефти осуществлялись в режиме обменных операций.

В декабре 2013 года правительства России и Казахстана подписали соглашение о транзите 7 млн тонн/год российской нефти через Казахстан в Китай. Соглашение оговаривает только взаимоотношения в области поставок нефти и нефтепродуктов между Россией и Казахстаном, и не касается недропользователей напрямую.

Источники информации: Министерство энергетики РК, Комитет по статистике Министерства национальной экономики РК, информационные агентства «Новости-Казахстан», Kazakhstan Today, Kapital.kz.

Оценочная
стоимость
проекта «Евразия»

US\$500

МЛН

Ключевые события года

I кв.

2014



I квартал

- Новым депозитарием для программы глобальных депозитарных расписок РД КМГ назначен Deutsche Bank Trust Company Americas. Новым кастодианом стал ДБ АО «HSBC Банк Казахстан».
- 11 февраля 2014 года Национальный банк Республики Казахстан девальвировал тенге примерно на 20% и установил коридор колебаний курса тенге по отношению к доллару США на уровне 185 тенге за доллар США плюс/минус 3 тенге. В сентябре того же года Нацбанк расширил коридор до 170–188 тенге за доллар. Так как большая часть финансовых инструментов Компании была деноминирована в долларах США, был получен доход от курсовой разницы в размере 637 млн долл. США. Девальвация является положительной для экспортеров, в том числе для РД КМГ, операционные расходы которой выражены преимущественно в тенге, в то время как доходы (за исключением внутренних продаж) – в долларах США. Часть операционных расходов выражена в иностранной валюте. Это налоги, методология расчета которых привязана к цене на нефть, транспортные расходы, часть которых выражена в долларах, в рублях. Что касается капитальных вложений, то здесь большая доля – это казахстанское содержание: к ним относятся закуп насосов, труб и другого оборудования.
- Советом директоров РД КМГ принято решение внедрить Единую систему оплаты труда (ЕСОТ) сотрудников бизнес-направления «Разведка, добыча нефти и газа» с 1 апреля 2014 года и увеличить бюджет на 2014 год в части фонда оплаты труда на 21 млрд тенге (113 млн долл. США), включая повышение заработной платы на 10% – в связи с девальвацией тенге, произошедшей в феврале 2014 года.
- В первые три месяца 2014 года РД КМГ, с учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), «ССЕЛ» (ССЕЛ) и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ), добыла 3 048 тыс. тонн нефти (250 тыс. баррелей в сутки), что на 45 тыс. тонн, или на 1% больше, чем в аналогичном периоде 2013 года.
- Выручка в первом квартале 2014 года составила 220,8 млрд тенге (1 301 млн долл. США), что на 9% выше по сравнению с аналогичным периодом 2013 года. Чистая прибыль составила 123,5 млрд тенге (727 млн долл. США). Производственные расходы составили 43,8 млрд тенге (258 млн долл. США) – на 2% выше по сравнению с аналогичным периодом 2013 года, что в основном объясняется повышением расходов по вознаграждениям сотрудникам производственных подразделений.

II кв.

II квартал

- В первом полугодии 2014 года консолидированная добыча с учетом долей в КГМ, ССЕЛ и ПКИ составила 6 106 тыс. тонн (250 тыс. баррелей в сутки), что на 0,2% больше, чем в аналогичном периоде 2013 года.
- Согласно отчету MLL по состоянию на конец 2013 года, запасы жидких углеводородов претерпели незначительные изменения по сравнению с запасами на конец 2012 года. Запасы 1Р составили 122,1 млн тонн (902 млн баррелей); запасы 2Р составили 148,8 млн тонн (1 101 млн баррелей); запасы 3Р – 182,7 млн тонн (1 349 млн баррелей).
- Оценка запасов совместных предприятий проводится отдельно независимыми аудиторами по запасам. Доля РД КМГ в общих запасах жидких углеводородов по категории 2Р компаний КГМ (50%), ССЕЛ (50%) и ПКИ (33%) по состоянию на конец 2013 года составляет 51 млн тонн (365 млн баррелей). Таким образом, консолидированные запасы категории 2Р РД КМГ, с учетом долей в КГМ, ССЕЛ, ПКИ, по состоянию на конец 2013 года составили 200 млн тонн (1 466 млн баррелей).
- Обнаружена новая залежь в отложениях башкирского яруса каменноугольного периода на месторождении Рожковское (Федоровский блок, контрактная территория «ТОО «Урал Ойл энд Газ»).

- Подписан Меморандум о сотрудничестве в сфере охраны окружающей среды между Министерством окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан, Министерством нефти и газа Республики Казахстан, АО НК «КазМунайГаз» (в составе РД КМГ и ОМГ) в части предотвращения, снижения и ликвидации замазученных земель и утилизации отходов. Меморандумом предусмотрен план мероприятий по ликвидации замазученных земель и утилизации отходов, размещенных на 11-ти шламонакопителях ОМГ со сроком реализации до конца 2021 года.
- По решению Общего собрания акционеров, размер дивиденда за 2013 год в расчете на одну акцию (как простую, так и привилегированную) составил 1 976 тенге (включая налоги, удерживаемые в соответствии с законодательством РК). Общая сумма дивиденда за 2013 год составила около 135 млрд тенге (около 730 млн долл. США).
- Постановлением Правительства Республики Казахстан от 18 июня 2014 года газонефтяное месторождение Каражанбас признано низкорентабельным. Ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для этого месторождения была снижена с прежних 9–10% до 0,5%.
- РД КМГ вышла из состава акционеров КИНГ – путем реализации принадлежащих ей 1,7% пакета акций в количестве 154 566 штук в пользу АО НК «КазМунайГаз». Стоимость сделки составляет 154,5 млн тенге (0,8 млн долл. США по курсу Национального банка Республики Казахстан в день оплаты). Реализация доли участия в данном проекте соответствует Стратегии РД КМГ в части выхода Компании из непрофильных активов.
- Чистая прибыль в первые шесть месяцев 2014 года составила 210,3 млрд тенге (1 193 млн долл. США) по сравнению с 38,8 млрд тенге (257 млн долл. США) в аналогичном периоде прошлого года в основном из-за значительного дохода от курсовой разницы до вычета налогов, признанного в результате девальвации тенге в феврале 2014 года. Выручка составила 464,4 млрд тенге (2 635 млн долларов США), что на 21% выше по сравнению с аналогичным периодом 2013 года. Производственные расходы составили 88,5 млрд тенге (502 млн долл. США), на 7% выше по сравнению с аналогичным периодом 2013 года, что в основном объясняется повышением расходов по вознаграждениям сотрудников производственных подразделений.

Общая сумма дивиденда за 2013

T 135
млрд

Ключевые события года **продолжение**

III кв.

III квартал

- РД КМГ, с учетом долей в КГМ, ССЕЛ и ПКИ, за первые девять месяцев 2014 года добыла 9 217 тыс. тонн нефти (249 тыс. баррелей в сутки), что незначительно меньше по сравнению с аналогичным периодом 2013 года.
- В июле 2014 года Национальная компания «КазМунайГаз» провела предварительное обсуждение с независимыми директорами РД КМГ о возможном приобретении простых акций Компании, находящихся в свободном обращении, по цене 18,5 долл. за ГДР. В январе 2015 года предложение было отозвано.
- В РД КМГ вступил в должность новый финансовый директор-финансовый контролер. Бенжамина Фрейзера, срок действия контракта с которым истек, с 14 августа 2014 г. сменил Шейн Дрейдер.
- Выручка в первые девять месяцев 2014 года составила 690,3 млрд тенге (3 870 млн долл. США), что на 14% выше по сравнению с аналогичным периодом 2013 года. Чистая прибыль составила 242,0 млрд тенге (1 357 млн долл. США), что на 160% больше по сравнению с аналогичным периодом 2013 года в основном из-за значительного дохода от курсовой разницы, признанного в результате девальвации тенге в феврале 2014 года. Исключая чистый доход от курсовой разницы в размере 107,7 млрд тенге, прибыль до налогообложения выросла на 53% по сравнению с аналогичным периодом 2013 года. Производственные расходы составили 144,6 млрд тенге (811 млн долл. США), на 15% выше по сравнению с аналогичным периодом 2013 года, что в основном объясняется повышением расходов по вознаграждениям сотрудников производственных подразделений.



За первые девять месяцев 2014 года РД КМГ добыла

9 217

ТЫС ТОНН НЕФТИ

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

IV кв.

В IV квартале введено в эксплуатацию нефтегазовое месторождение

Аксай

IV квартал

- Совет директоров РД КМГ утвердил бюджет на 2015 год с учетом цены за баррель нефти марки Brent 70 долл. США. Планируемый объем добычи в 2015 году в ОМГ составляет 5,4 млн тонн (109 тыс. баррелей в сутки) и в ЭМГ – 2,8 млн тонн (57 тыс. баррелей в сутки). Общий планируемый объем добычи ОМГ и ЭМГ в 2015 году составляет 8,2 млн тонн (166 тыс. баррелей в сутки), что на 1% больше, чем в 2014 году. Капитальные вложения в 2015 году планировались в размере 115 млрд тенге (621 млн долл. США).⁶
- РД КМГ с учетом долей в КГМ, ССЕЛ и ПКИ в 2014 году добыла 12 328 тыс. тонн нефти (250 тыс. баррелей в сутки), что на 60 тыс. тонн (менее 1%) меньше, чем в 2013 году.
- Введено в эксплуатацию нефтегазовое месторождение Аксай, лицензия на разработку которого принадлежит компании КГМ в Кызылординской области.
- Решением Общего собрания акционеров, в связи с досрочным прекращением полномочий члена Совета директоров – председателя Совета директоров РД КМГ Данияра Берлибаева, членом Совета директоров избран Кристофер Саймон Хопкинсон, первый заместитель председателя Правления АО «Национальная Компания «КазМунайГаз».

⁶ 30 марта 2015 года Совет директоров пересмотрел бюджет на 2015 год и утвердил его, исходя из среднегодовой цены на нефть сорта Brent в 50 долларов США за баррель. Капитальные вложения в 2015 году планируются в размере 84 млрд тенге (457 млн долларов США). Суммы переведены в доллары США исключительно для удобства читателей по бюджетному курсу 185 тенге/доллар США.

Обзор операционной деятельности



Доля от объемов продаж компаний CCEL, КГМ и ПКИ, принадлежащая РД КМГ, составила 4 166 тыс. тонн нефти (85 тыс. баррелей в сутки), включая 1 944 тыс. тонн нефти (40 тыс. баррелей в сутки), поставленных на экспорт, что составляет 47% от общего объема продаж компаний.

В 2014 году на основных активах ОМГ и ЭМГ было пробурено 297 эксплуатационных добывающих и нагнетательных скважин, что на 5% меньше по сравнению с 2013 годом. В ОМГ был осуществлен капитальный ремонт 890 добывающих и нагнетательных скважин, что обеспечило 417 тыс. тонн дополнительной добычи. Добыча нефти от ввода новых скважин в ОМГ за 2014 год составила 374 тыс. тонн по сравнению с 272 тыс. тонн в 2013 году. В ЭМГ капитальный ремонт 284 скважин за 2014 год обеспечил 87 тыс. тонн дополнительной добычи, что на 12 тыс. тонн меньше, чем в 2013 году. Добыча нефти от ввода новых скважин в ЭМГ в 2014 году составила 73 тыс. тонн по сравнению с 116 тыс. тонн в 2013 году. Суммарно в ОМГ и ЭМГ в 2014 году был осуществлен капитальный ремонт 1 174 скважин, по сравнению с 1 151 скважиной в 2013 году. Количество операций по подземному ремонту скважин выросло до 18 757 скважин. В результате Компании удалось снизить долю простаивающих скважин от эксплуатационного фонда на ОМГ с 8% в 2013 году до 7% в 2014 году.

Принимая во внимание, что месторождения РД КМГ разные по возрасту – от 10 до 100 лет, Компания прилагает усилия для того, чтобы планомерно повышать коэффициент извлечения нефти. В основном применяются вторичные методы поддержания пластового давления, однако наряду с ними внедряются и новейшие технологии. К примеру, с июня 2014 года на месторождении Нуралы совместного предприятия КГМ в Кызылординской области проходит испытания новый вид технологий – полимерное заводнение. Аналогичная технология апробируется на месторождении Забурунье ЭМГ. В 2015 году планируется начать внедрение этого метода в ОМГ и CCEL.

Начало добычи на месторождении Аксай

В декабре 2014 года введено в эксплуатацию нефтегазовое месторождение Аксай, лицензия на разработку которого принадлежит совместной компании РД КМГ – КГМ в Кызылординской области. Ожидается, что это будет способствовать стабилизации добычи нефти на достигнутом уровне. Кроме того, дополнительные объемы газа позволят компании продолжить стабильно выполнять свои социальные обязательства по обеспечению города Кызылорда «голубым топливом».

Структура Аксай была выявлена еще в 80-х годах, в период с 2000 по 2006 год месторождение находилось

Добыча и реализация нефти

Операционная деятельность в 2014 году отличалась стабильностью и предсказуемостью на протяжении всего года.

РД КМГ, с учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), «CCEL» (CCEL) и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ), добыла 12 328 тыс. тонн нефти (250 тыс. баррелей в сутки), что на 60 тыс. тонн (менее 1%) меньше, чем в 2013 году.

ОМГ добыло 5 328 тыс. тонн (107 тыс. баррелей в сутки), на 2% больше, чем в 2013 году. ЭМГ добыло 2 823 тыс. тонн (57 тыс. баррелей в сутки), незначительно меньше, чем в 2013 году. В результате общий объем добычи ОМГ и ЭМГ составил 8 151 тыс. тонн (164 тыс. баррелей в сутки), на 1% больше по сравнению с 2013 годом.

Доля РД КМГ в добыче компаний CCEL, КГМ и ПКИ в 2014 году составила 4 177 тыс. тонн (85 тыс. баррелей в сутки), на 4% меньше, чем в 2013 году, в основном за счет естественного снижения уровня производства ПКИ – на 8% и КГМ – на 3%.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

в пробной эксплуатации. В 2007–2011 годах были проведены работы по доразведке газовых залежей месторождения, что позволило конкретизировать, что Аксай является именно газовым месторождением с нефтяными оторочками. В период с 2012 по 2014 год предприятие вело работу по обустройству месторождения, которая включала в себя бурение скважин, строительство различных объектов и установок, необходимых при добыче углеводородного сырья, строительство трубопроводов и других не менее важных объектов инфраструктуры, определяющих нефтегазовый промысел.

Согласно отчету независимой компании Miller and Lents, Ltd., запасы нефти месторождения Аксай категории 2P по состоянию на 31 декабря 2013 года составили 1,5 млн тонн, запасы газа – 1 626 млн куб. м. Предварительно на 2015 год добыча нефти на месторождении Аксай запланирована в объеме 114,5 тыс. тонн (2,4 тыс. баррелей в сутки) и газа в объеме порядка 70 млн куб. м. При этом планируется, что добытая нефть будет реализовываться в соответствии с существующими направлениями КГМ, газ будет поставляться на внутренний рынок по ценам, которые устанавливаются государством.

Инвестиции в обустройство месторождения Аксай составляют 9,6 млрд тенге (около 53 млн долл. США). В будущем ожидаются дополнительные инвестиции, которые будут направлены на строительство скважин.

Снижение ставки НДС для месторождения Каражанбас

Постановлением Правительства Республики Казахстан от 18 июня 2014 года газонефтяное месторождение Каражанбас (Тупкараганский район, Мангистауская область) внесено в перечень месторождений углеводородного сырья, относимых к категории низкорентабельных, высоковязких, обводненных,

малодебитных и выработанных. В соответствии с постановлением для месторождения Каражанбас установлена ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на уровне 0,5%. Ранее ставка НДПИ составляла 9–10%.

Месторождение Каражанбас разрабатывается CCEL, равные доли владения в котором имеют РД КМГ и государственная китайская корпорация CITIC Group.

Начало пробной эксплуатации на блоке Лиман

В декабре 2013 года было подписано дополнение к контракту на разведку и добычу по блоку Лиман, согласно которому он был передан ЭМГ. В 2014 году Компания приступила к пробной эксплуатации месторождения Новобогат ЮВ (надкарнизный) на блоке Лиман. Пробная эксплуатация, по результатам которой будет принято решение о начале коммерческой добычи, запланирована сроком на два года.



Обзор операционной деятельности **продолжение**

Продление срока действия контрактов на недропользование

В марте 2015 года Министерством энергетики Республики Казахстан были продлены следующие четыре контракта на разработку нефтяных месторождений ЭМГ: №37 – месторождение Кенбай – до 2041 года; № 61 – месторождение Юго-Восточное Новобогатинское – до 2048 года; № 211 – месторождения Ботахан, Макат, Доссор, Танатар, Камышитовое и др. (всего 22 месторождения) – до 2037 года; № 413 – месторождения Прорва, Кульсары, Каратон, Косчагыл и др. (всего 13 месторождений) – до 2043 года.

ЭМГ имеет 5 контрактов на добычу нефти на месторождениях в Атырауской области. Контракт №992 – месторождение Новобогатинское Западное имеет срок действия до 2027 г. Кроме того, до 2016 г. продлен контракт № 468 на разведку углеводородного сырья ТОО «Урал Ойл энд Газ», осуществляющего деятельность в пределах Федоровского блока.

Производственные планы

8 декабря 2014 года Совет директоров РД КМГ утвердил бюджет на 2015 год с учетом цены за баррель нефти марки Brent 70 долл. США. 30 марта 2015 года Совет директоров пересмотрел бюджет на 2015 год и утвердил его, исходя из среднегодовой цены на нефть сорта Brent в 50 долл. США за баррель.

Планируемый объем добычи в 2015 году в ОМГ составляет 5,4 млн тонн (108 тыс. баррелей в сутки) и в ЭМГ – 2,8 млн тонн (56 тыс. баррелей в сутки). Общий планируемый объем добычи ОМГ и ЭМГ в 2015 году составляет 8,2 млн тонн (164 тыс. баррелей в сутки).

Доля РД КМГ в планируемом объеме добычи нефти компаний КГМ, ССЕЛ и ПКИ в 2015 году составляет 4,0 млн тонн (81 тыс. баррелей в сутки), на 3% меньше добычи в 2014 году в связи с естественным падением добычи ПКИ.

Ожидается, что обязательства ОМГ и ЭМГ по поставкам нефти на внутренний рынок в 2015 году составят 2,3 млн тонн (47 тыс. баррелей в сутки), из которых 1,9 млн тонн (38 тыс. баррелей в сутки) будут поставлены на Атырауский нефтеперерабатывающий завод (АНПЗ) из ресурсов ОМГ, и 0,4 млн тонн (9 тыс. баррелей в сутки) – на Павлодарский нефтехимический завод (ПНХЗ) из ресурсов ЭМГ. Дополнительно 100 тыс. тонн будут перерабатываться на АНПЗ для собственных нужд Компании. Доля РД КМГ в планируемом объеме поставок нефти на внутренний рынок КГМ, ССЕЛ и ПКИ в 2015 году составит 1,9 млн тонн (39 тыс. баррелей в сутки), или 48% от общего объема продаж этих компаний. КГМ и ПКИ будут поставлять нефть на ПНХЗ и Шымкентский НПЗ (ПКОП), а ССЕЛ – на Актауский битумный завод.

Компания не получила утвержденный график поставок в 2015 году, поэтому поставки в Россию не были отражены в бюджете 2015 года. Однако квоты распределяются Министерством энергетики, что может внести изменения в планируемое распределение объемов продаж по разным направлениям.

Капитальные затраты

Капитальные вложения РД КМГ в 2014 году составили 128 млрд тенге (715 млн долл. США), что на 11% меньше, чем в 2013 году, в результате снижения затрат на строительство и приобретение основных средств, частично компенсированное увеличением расходов на эксплуатационное бурение.

Капитальные вложения в 2015 году планируются в размере 84 млрд тенге (457 млн долл. США)¹, что на 30 млрд тенге (164 млн долл. США) или 26% ниже, чем капитальные вложения, утвержденные в декабре 2014 года и на 34% меньше фактического уровня капитальных вложений в 2014 году. Снижение инвестиций по сравнению с ранее утвержденным планом планируется, главным образом, за счет сокращения количества скважин эксплуатационного бурения с 257 до 179 скважин и переноса на более поздний срок долгосрочных проектов, не влияющих на добычу.

РД КМГ продолжает реализацию проекта модернизации производства в ОМГ и ЭМГ. В дополнение к уже инвестированным 220 млн долл. США в 2012–2014 гг., около 200 млн долл. США будет инвестировано в период между 2015–2019 годами для замены устаревшего оборудования, строительства новых производственных объектов, внедрения инновационных методик повышения нефтеотдачи и обслуживания скважин.

В ОМГ открыт цех по диагностике и ремонту подземного оборудования, установка по подготовке жидкости для глушения скважин, в ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин» введена в эксплуатацию новая производственная база на 250 единиц транспорта и спецтехники. В ОМГ строится цех по ремонту нефтепромыслового оборудования и сервисный центр на 1 000 единиц автомашин, идет реконструкция системы закачки воды в пласт. На месторождениях Восточный Макат и С. Балгимбаева ЭМГ введены в эксплуатацию установки по подготовке и транспортировке попутного газа.

Мы намерены, благодаря реализации программы модернизации, сделать РД КМГ более современной компанией, отвечающей высоким стандартам

¹ Суммы переведены в доллары США исключительно для удобства читателей по курсу 185 тенге/доллар США.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

эргономичного производства, с учетом требований техники безопасности и охраны окружающей среды.

ОМГ и ЭМГ поставляют добываемую нефть на экспорт по двум основным маршрутам: через трубопроводы Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК) и

Основные показатели деятельности АО Озенмунайгаз» (ОМГ) и АО «Эмбаунайгаз» (ЭМГ) на конец 2014 года

	ОМГ	ЭМГ	РД КМГ
Количество месторождений	2	41	43
Количество добывающих скважин	3 820	2 312	6 132
Количество нагнетательных скважин	1 262	447	1 709
Среднесуточный дебит на 1 скважину, по нефти (тонн/сут.)	4,3	3,5	4,0
Запасы нефти категории 2Р, млн баррелей	590	309	981 ²
Лифтинг затраты, \$/баррель	17,9	12,8	16,1
Добыча нефти за 2014 г., тыс. тонн в сутки	14,6	7,7	22,3
Добыча нефти за 2014 г., тыс. баррелей в сутки	107	57	164

Узень – Атырау – Самара (УАС). ОМГ также поставляет добываемую нефть на внутренний рынок. Экспортные объемы продаж нефти ОМГ и ЭМГ в 2014 году составили 5 571 тыс. тонн (110 тыс. баррелей в сутки), или 70% от общего объема продаж. Реализация на внутренний рынок составила 1 967 тыс. тонн (39 тыс. баррелей в сутки), или 25% от общего объема продаж нефти. Кроме того, 447 тыс. тонн (9 тыс. баррелей в сутки) были поставлены в Российскую Федерацию с сентября до конца 2014 г. в счет выполнения обязательств по встречным поставкам нефти, согласно межправительственному соглашению между Республикой Казахстан и Российской Федерацией. Объемы встречных поставок в РФ определяются Министерством энергетики РК.

Ожидается, что поставки нефти на внутренний рынок за период 2015–2019 годов могут вырасти до 50% от объема продаж ОМГ и ЭМГ. Дальнейшее ценообразование и объемы будут определяться в ходе переговоров с НК КМГ.

Основные показатели деятельности ТОО «СП «Казгермунай» за 2014 год

Количество месторождений	5
Количество добывающих скважин	185
Количество нагнетательных скважин	34
Лифтинг затраты, \$/баррель	2,9
Запасы нефти категории 2Р, млн баррелей	190
Добыча нефти за 2014 г., тыс. баррелей в сутки	63

Основные показатели деятельности «ССЕЛ» за 2014 год

Количество месторождений	1
Количество добывающих скважин	2 643
Количество нагнетательных скважин	775
Лифтинг затраты, \$/баррель	20,9
Запасы нефти категории 2Р, млн баррелей	345
Добыча нефти за 2014 г., тыс. баррелей в сутки	39

Основные показатели деятельности «ПетроКазахстан Инк.» за 2014 год

Количество месторождений	12
Количество добывающих скважин	1 064
Количество нагнетательных скважин	365
Лифтинг затраты, \$/баррель	7,2
Запасы нефти категории 2Р, млн баррелей	165
Добыча нефти за 2014 г., тыс. баррелей в сутки	104

² Включает в себя запасы УОГ (месторождение Рожковское) и КазГПЗ в объеме 81 и 1 млн баррелей, соответственно.

Обзор операционной деятельности **продолжение**

Запасы

Согласно отчету независимой компании «Miller and Lents, Ltd.» (MLL), по состоянию на конец 2014 года, на месторождениях ОМГ, ЭМГ, ТОО «КазГПЗ» и ТОО «Урал Ойл энд Газ» (УОГ, доля РД КМГ – 50%), запасы жидких углеводородов (УВ) по состоянию на 31 декабря 2014 года претерпели следующие изменения по сравнению с запасами по состоянию на 31 декабря 2013 года:

- В категории «доказанные» (1P) – уменьшились на 16%, или 19 млн тонн, и составили 103 млн тонн (763 млн баррелей);
- В категории «доказанные плюс вероятные» (2P) – уменьшились на 11%, или 16 млн тонн, и составили 132 млн тонн (981 млн баррелей);
- В категории «доказанные плюс вероятные плюс возможные» (3P) уменьшились на 10%, или 18 млн тонн, и составили 164 млн тонн (1 215 млн баррелей).

Основные причины уменьшения объема запасов жидких УВ по вышеуказанным категориям связаны с экономикой, в первую очередь, со снижением цен сырой нефти и продуктов переработки газа. Положительным фактором, частично нивелировавшим снижение запасов, явилась девальвация тенге. Снижение цен на нефть наиболее сильно отразилось на месторождениях ОМГ (запасы 2P жидких УВ снизились на 19,6%, или 19,5 млн тонн). По месторождениям ЭМГ рост запасов жидких УВ (увеличение 2P запасов жидких УВ на 4,5%, или 1,8 млн тонн) обусловлен лучшими фактическими производственными показателями в сравнении с прогнозом MLL в оценке предыдущего года, что положительно повлияло на их прогнозирование в перспективе. По УОГ (месторождение Рожковское) произошло увеличение 2P запасов жидких УВ (на 16,4%, или 1,3 млн тонн), связанное с открытием в 2014 г. новой залежи в башкирском горизонте.

Результаты оценки запасов жидких углеводородов по состоянию на 31 декабря 2014 г.

	млн тонн			млн баррелей		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Запасы на 31.12.2013	122	149	183	902	1 101	1 349
Добыча	8,2	8,2	8,2	61	61	61
Восполнение	-10,9	-8,9	-10,1	-78	-59	-73
Запасы на 31.12.2014	103	132	164	763	981	1 215

Оценка запасов совместных предприятий проводится отдельно независимыми аудиторами по запасам³. Доля РД КМГ в общих запасах жидких углеводородов по категории 2P компаний КГМ (50%), ССЕЛ (50%) и ПКИ (33%) по состоянию на конец 2014 г. составляет 45 млн тонн (322 млн баррелей), что на 12% или

6 млн тонн меньше, чем в 2013 г. Таким образом, консолидированные запасы категории 2P РД КМГ, с учетом долей в КГМ, ССЕЛ, ПКИ, по состоянию на конец 2014 г. составили 177 млн тонн (1 303 млн баррелей), что на 11% или 23 млн тонн меньше, чем в 2013 г.

Консолидированные запасы 2P по состоянию на 31 декабря 2014 г.

	млн тонн	млн баррелей
РД КМГ	132	981
КГМ 50%, ССЕЛ 50%, ПКИ 33%	45	322
Консолидированные запасы	177	1 303

³ Оценка запасов КГМ и ССЕЛ производилась компанией «Miller and Lents, Ltd.» по состоянию на 31 декабря 2014 г. и 31 октября 2014 г., соответственно. Оценка запасов ПКИ – компанией «Ryder Scott Company L.P.» по состоянию на 31 декабря 2014 г.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

Геологоразведка

РД КМГ в соответствии со своей действующей стратегией нацелена расширять территорию своей деятельности и возобновлять добытые запасы по разрабатываемым месторождениям, поэтому специалистами Компании рассматриваются все перспективные нефтегазоносные провинции в РК и в этом направлении ведется соответствующая исследовательская работа.

На перспективных площадях проводится весь спектр необходимых исследований для обнаружения скоплений углеводородов. Естественно, что интенсивность геологоразведочных работ зависит от уровня перспективности того или иного блока.

В целом, проанализировав исторические и вновь полученные геолого-геофизические материалы, менеджмент Компании пришел к выводу, что несколько блоков в текущем геологоразведочном портфеле имеют низкую перспективность, но на некоторые, в частности, находящиеся на северном борту Прикаспийской впадины (в Западно-Казахстанской области), возлагаются определенные надежды. РД КМГ продолжает искать пути расширения геологоразведочного портфеля и подтверждает свою готовность инвестировать средства в новые перспективные разведочные проекты.

В соответствии с утвержденным на 2015–2019 годы бизнес-планом предусмотрен минимально необходимый объем работ по существующему портфелю геологоразведочных активов. Однако Компания готова увеличить инвестиции в этом направлении в случае появления перспективных геологоразведочных проектов.

Открытие новой залежи

Важным событием 2014 года для РД КМГ стало открытие новой залежи нефти на месторождении Рожковское. Геологоразведочные работы на месторождении ведет компания Ural Group Limited (UGL), которая является собственником 100% доли участия в ТОО «Урал Ойл энд Газ» (УОГ), обладающим правом недропользования на проведение разведки углеводородов на Федоровском блоке. Блок расположен в Зеленовском районе Западно-Казахстанской области, в 70 км к востоку от г. Уральска. В 2011 году РД КМГ заключила с Exploration Venture Limited (EVL) соглашение о приобретении 50% акций в UGL.

Примечательно, что изначально разведочные работы на месторождении Рожковское были нацелены на поиск углеводородов в бобриковском и турнейском горизонтах. Запасы категории 2P по этим горизонтам, согласно

проводимым техническим аудитам по международным стандартам, выросли с 5,4 млн тонн в 2012 году до 7,9 млн тонн в 2013 году. Однако, помимо этих горизонтов, нефть была найдена еще и в отложениях башкирского возраста. В частности, при испытании пластов в отложениях в скважине U-24, пробуренной в 2013 году на северо-восточном крыле месторождения, получен фонтанный приток легкой безводной нефти и газа с максимальными дебитами 1,9 тыс. бнэ/сут и 6 млн фут³/сут, соответственно на штуцере 24/64” (9,5 мм).

С получением фонтанных притоков с новой залежи возросла перспектива увеличения запасов по месторождению Рожковское. Количественная оценка прироста запасов будет определена по результатам дальнейших геологоразведочных работ. Обнаружение новой залежи в башкирских отложениях на Федоровском блоке подтверждает высокий потенциал этого актива. Компания планирует ввести данное месторождение в эксплуатацию в 2017 году.

Меморандум о сотрудничестве в области геологического изучения недр

В феврале 2015 года РД КМГ и Комитет геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК подписали Меморандум о взаимном сотрудничестве в области геологического изучения недр, нацеленный на повышение эффективности геологоразведочных работ и геологического изучения углеводородного сырья на территории Республики Казахстан.

В рамках Меморандума предусматривается изучение Компанией недр потенциально перспективных участков различных осадочных бассейнов на территории Казахстана с целью дальнейшего поиска и разведки нефтегазовых месторождений и прироста запасов углеводородов. Стороны договорились об обмене имеющейся информацией по минеральным ресурсам, геологическим и технологическим данным, проведении согласованных поисковых и разведочных работ, привлечении передовых геологоразведочных технологий.

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

Задачей нижеследующего документа является помощь в понимании и оценке тенденций и существенных изменений в результатах операционной и финансовой деятельности Компании.

Настоящий обзор основан на аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании и его следует рассматривать вместе с аудированной консолидированной финансовой отчетностью и сопроводительными примечаниями.

Все финансовые данные и их обсуждение основываются на аудированной консолидированной финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности («МСФО»). В соответствии с учетной политикой Компании, инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия, и, следовательно, не консолидируются построчно («предприятия, учитываемые методом долевого участия»).

Общая информация

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту – «Компания» или «РД КМГ») занимается разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья, а также приобретением нефтегазовых активов. Акции и глобальные депозитарные расписки Компании находятся в обращении на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах. Основным акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (далее по тексту – «НК КМГ»), который представляет государственные интересы в нефтегазовой промышленности Казахстана. Основная деятельность нефтегазовых активов Компании осуществляется в Прикаспийской низменности, Мангистауском и Южно-Тургайском нефтеносных бассейнах.

Ниже представлены основные нефтегазовые активы Компании по состоянию на 31 декабря 2014 года:

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

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

Ключевые показатели деятельности на 31 декабря 2014 года:

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2014	2013	Изменение
3 111	3 111	3 161	-2%	Объем добычи (тыс. тонн)*	12 328	12 388	0%
(194 958)	31 692	48 668	-501%	Чистая прибыль/(убыток) (млн тенге)	47 038	141 829	-67%
(2,86)	0,46	0,71	-503%	Базовая и разводнённая прибыль/(убыток) на одну акцию (тыс. тенге)	0,69	2,08	-67%
17 541	66 888	82 484	-79%	ЕБИТДА (млн тенге)**	281 917	308 947	-9%
-9%	15%	27%	-133%	Операционная рентабельность(%)**	17%	23%	-26%
(81 309)	55 986	69 925	-216%	Денежные потоки от операционной деятельности до корректировок оборотного капитала (млн тенге)	147 942	184 520	-20%
-13%	2%	4%	-425%	Рентабельность собственного капитала – ROE (%)	3%	11%	-73%

* Включая пропорциональную долю предприятий, учитываемых методом долевого участия.

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

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

Условия ведения бизнеса

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

В феврале 2014 года Национальный банк Казахстана (далее по тексту «НБК») принял решение отказаться от поддержания обменного курса тенге на прежнем уровне,

снизить объемы валютных интервенций и сократить вмешательство в процесс формирования обменного курса тенге. Чтобы не допустить дестабилизации финансового рынка и экономики в целом, в феврале 2014 года НБК установил коридор колебаний курса тенге по отношению к доллару США от нового уровня 185 тенге за доллар США плюс/минус 3 тенге. В сентябре 2014 года НБК расширил коридор колебания курса тенге к доллару до 185 тенге за доллар США плюс 3 тенге/минус 15 тенге.

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2014	2013	Изменение
76,58	101,93	109,27	-30%	Средняя цена Brent (DTD)	98,95	108,66	-9%
1,5%	1,1%	1,5%	0%	Уровень инфляции – Казахстан (%)	7,4%	4,8%	54%
181,39	182,52	153,80	18%	Средний обменный курс (тенге за 1 доллар США)	179,12	152,14	18%
182,35	181,90	153,61	19%	Обменный курс на отчетную дату (тенге за 1 доллар США)	182,35	153,61	19%

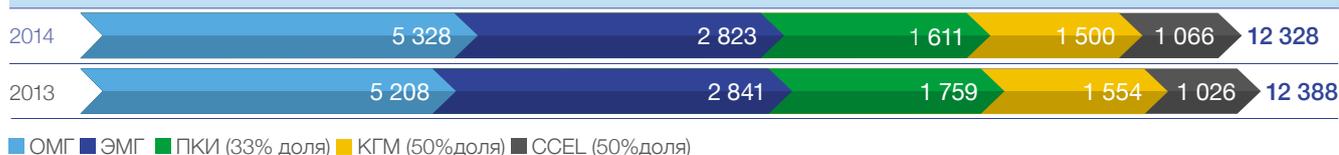
Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

продолжение

Производственная деятельность

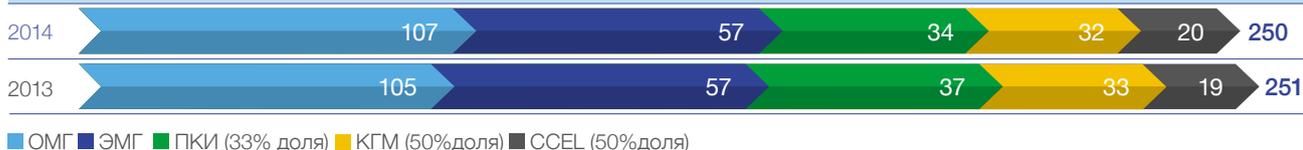
Объем добычи за период

тыс. тонн



Среднесуточная добыча

тыс. баррелей в сутки



Добыча сырой нефти с учетом доли в совместных предприятиях и ассоциированной компании за 2014 год составила 12 328 тыс. тонн, или 250 тыс. баррелей в сутки. ОМГ и ЭМГ – 164 тыс. баррелей в сутки, доля ПКИ – 34 тыс. баррелей в сутки, доля КГМ – 32 тыс. баррелей в сутки и доля ССЕЛ – 20 тыс. баррелей в сутки.

Объем добычи за 2014 год по сравнению с 2013 годом в ОМГ увеличился на 120 тыс. тонн – в связи с увеличением темпов бурения и снижением бездействующего фонда скважин. Объем добычи за 2014 год по сравнению с 2013 годом в ЭМГ уменьшился на 1%, или 18 тыс. тонн.

Снижение доли в добыче ПКИ на 148 тыс. тонн в отчетном периоде по сравнению с 2013 годом связано с естественным истощением запасов на некоторых месторождениях ПКИ. Объем доли добычи в КГМ снизился на 54 тыс. тонн за 2014 год по сравнению с 2013 годом из-за естественного истощения месторождений КГМ. Объем доли добычи в ССЕЛ увеличился на 40 тыс. тонн за 2014 год по сравнению с 2013 годом в основном из-за увеличения фонда скважин. В 2014 году общий объем от пропорциональной доли добычи ПКИ, КГМ и ССЕЛ составил 4 177 тыс. тонн.

Фонд скважин на 31 декабря 2014*	Ввод новых скважин в 2014*	Ввод новых скважин в 2013*		КРС в 2014	КРС в 2013	Изменение	ПРС в 2014	ПРС в 2013	Изменение
Кол-во скважин				Кол-во капитальных ремонтов скважин			Кол-во подземных ремонтов скважин		
5 082	227	226	ОМГ	890	853	4%	15 034	14 962	0%
2 759	70	85	ЭМГ	284	298	-5%	3 723	3 663	2%
1 788	114	127	ПКИ (100%)**	400	512	-22%	1 012	1 397	-28%
220	28	28	КГМ (100%)**	44	45	-2%	88	63	40%
3 503	179	154	ССЕЛ (100%)**	255	243	5%	3 577	3 150	14%

* Эксплуатационные скважины, включая нагнетательные

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

Добыча нефти от ввода новых скважин в ОМГ за 2014 год составила 374 тыс. тонн по сравнению с 272 тыс. тонн в 2013 году. В отчетном периоде в ОМГ был осуществлен капитальный ремонт 890 скважин, что обеспечило 417 тыс. тонн дополнительной добычи; капитальный ремонт 853 скважин за 2013 год обеспечил 400 тыс. тонн дополнительной добычи.

Добыча нефти от ввода новых скважин в ЭМГ за 2014 год составила 73 тыс. тонн по сравнению с 116 тыс. тонн в 2013 году. Капитальный ремонт 284 скважин за 2014 год обеспечил 87 тыс. тонн дополнительной добычи; капитальный ремонт 298 скважин за 2013 год обеспечил 99 тыс. тонн дополнительной добычи.

Обзор капитальных затрат

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.

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

В отчетном периоде капитальные затраты Компании составили 128,2 млрд тенге, что на 15,7 млрд тенге меньше, чем за 2013 год. 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 за 2014 год составили 88,5 млрд тенге, что на 4,3 млрд тенге меньше, чем за 2013 год. Уменьшение капитальных затрат, в основном, связано с меньшим закупом основных средств, которое было частично нивелировано увеличением эксплуатационного бурения и большим объемом строительства и модернизации объектов производственного назначения в 2014 году.

Капитальные затраты ЭМГ за отчетный период составили 33,7 млрд тенге, что на 3,1 млрд тенге меньше, чем за 2013 год, в основном в связи с большим объемом строительства и модернизации объектов производственного назначения в 2013 году.

Капитальные вложения центрального аппарата и прочих дочерних предприятий за 2014 год составили 6,0 млрд тенге, что на 8,2 млрд тенге меньше, чем за 2013 год, что в основном связано с большим объемом строительства и поисково-разведочного бурения в предыдущем периоде на уровне центрального аппарата.

Капитальные затраты ОМГ, ЭМГ, ЦА и прочих дочерних предприятий **Т 128 234 МЛН**



Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

продолжение

Капитальные затраты предприятий, учитываемых долевым методом

За отчетный период в ПКИ было осуществлено капитальных вложений на сумму 43,2 млрд тенге (33% доля РД КМГ: 14,3 млрд тенге), что на 27% меньше, чем за 2013 год, в основном в связи с меньшим объемом строительства и эксплуатационного бурения в отчетный период.

Капитальные затраты КГМ за 2014 год составили 18,1 млрд тенге (50% доля РД КМГ: 9,1 млрд тенге), что на 3,1 млрд тенге больше, чем за 2013 год. Увеличение капитальных затрат обусловлено обустройством месторождения Аксай, большим объемом закупок основных средств и модернизации объектов общего назначения за 2014 год.

За 2014 год в ССЕЛ было осуществлено капитальных вложений на сумму 17,9 млрд тенге (50% доля РД КМГ: 9,0 млрд тенге), что на 4% больше чем за 2013 год, что в основном связано с увеличением количества пробуренных скважин со 154 до 179 скважин.

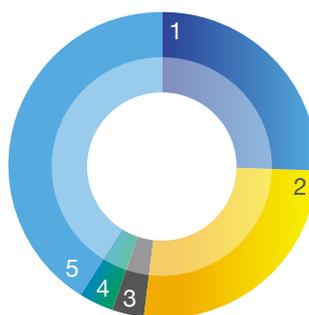
Капитальные затраты УОГ за 2014 год составили 2,3 млрд тенге (50% доля РД КМГ: 1,2 млрд тенге), что на 83% меньше, чем за 2013 год – в связи с большим объемом геологоразведочных работ в предыдущем периоде в результате завершения геологоразведочной программы на Федоровском блоке Рожковского месторождения.

Капитальные затраты КС за 2014 год составили 2,5 млрд тенге (51% доля РД КМГ: 1,3 млрд тенге), что на 34% меньше, чем за 2013 год – в связи с большим объемом поисково-разведочного бурения за 2013 год.

* Текущие ожидания по капитальным затратам на 2015 год, представленные в данном отчете, основаны на представлениях и ожиданиях руководства на дату выпуска отчета. Данные не являются официально заявленными обязательствами и могут быть изменены в любом направлении.

Капитальные затраты предприятий, учитываемых долевым методом

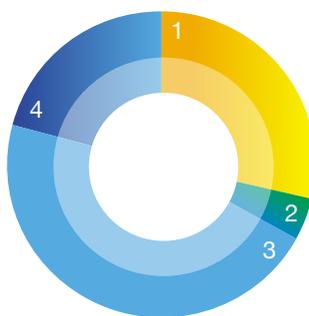
Т 34 729 МЛН



1 CCEL (50%)	8 961 МЛН
2 КГМ (50%)	9 082 МЛН
3 УОГ (50%)	1 155 МЛН
4 КС (51%)	1 268 МЛН
5 ПКИ (33%)	14 263 МЛН
Всего	34 729 МЛН

Текущий прогноз капитальных затрат по ОМГ, ЭМГ и прочим дочерним предприятиям за 2015г.

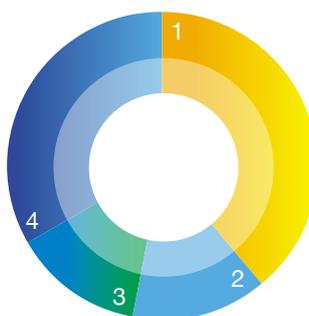
Т 84 182 МЛН



1 Строительно-монтажные работы	24 164 МЛН
2 Разведка	3 786 МЛН
3 Эксплуатационное бурение	38 715 МЛН
4 Прочие капитальные затраты	17 517 МЛН
Всего	84 182 МЛН*

Текущий прогноз капитальных затрат предприятий, учитываемых долевым методом на 2015 год (пропорционально доле)

Т 45 547 МЛН



1 Строительно-монтажные работы	17 725 МЛН
2 Эксплуатационное бурение	6 176 МЛН
3 Прочие капитальные затраты	6 468 МЛН
4 Разведка	15 178 МЛН
Всего	45 547 МЛН

Геологоразведочная деятельность

На следующей карте указаны крупные разведочные проекты Компании с совокупным количеством и результативностью разведочных скважин, которые были пробурены до 31 декабря 2014 года.



Условные обозначения

Разведочные проекты ✓ Скважины с притоком ✗ Сухие скважины ◆ Скважины в испытании ● Скважины в бурении

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

продолжение

Нижеследующая таблица показывает геолого-разведочную деятельность Компании и ее предприятий, учитываемых методом долевого участия, в течение отчетного периода:

Блок (доля владения)	Участок	Скважина	Статус работ по состоянию на отчетную дату
Лиман (100%)	Новобогат Юго-Восточный	Г-8	Скважина пробурена до глубины 1265 м. Испытание завершено – с притоком. Проводится пробная эксплуатация месторождения Новобогат ЮВ. Для целей отчетности в связи с достаточностью геологической информации Блок Лиман будет переведен в стадию разработки, несмотря на юридический статус месторождения, определенный как разведочный.
Темир (100%)	Проспект I		На отчетную дату завершена интерпретация данных по результатам сейсморазведочных работ 3D в объеме 200 кв. км. По результатам был выделен ряд объектов в подсолевом комплексе. Компания рассматривает возможность по привлечению партнера для совместного проведения ГРП.
Жаркамыс Восточный (100%)	Тускум		Компания осуществляет возврат контрактной территории государству в связи с низкими перспективами.
Узень-Карамандыбас (100%)	Северо-Западный Тенге	СЗТ-1	Скважина сухая, ликвидирована.
Тайсойган (100%)	Бажир Восточный	Г-3	Скважина сухая, ликвидирована.
Терескен (100%)	Уаз	У-2	Испытание завершено – с притоком.
Р-9 (100%)			Компания завершила процесс возврата контрактной территории государству 12 мая 2014 года.
Каратон – Саркамыс (100%)		НСВ-1	Компания рассматривает вопрос о возврате контрактной территории государству. Начато бурение скважины. Текущая глубина – 500 м
	Меловая	СК-1	Скважина сухая, ликвидирована.
Карповский Северный (KS – 51%)	Орловская центральная	СК-2	Планируется произвести углубление до 5750 м. Текущая глубина – 5460 м. Полевые сейсмические работы 3D в объеме 732 кв. км выполнены. Завершена обработка и интерпретация данных 3D, ведется анализ полученных результатов.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

Блок (доля владения)	Участок	Скважина	Статус работ по состоянию на отчетную дату
Федоровский (UOG – 50%)	Рожковское	У-24	Испытание завершено – получены притоки газа и конденсата. Лицензия на разведку истекла 11 мая 2014 года. Получено предварительное разрешение от Министерства Энергетики на продление срока разведки для оценки блока Федоровский с мая 2014 года по май 2016 года. Компания также ожидает заключить контракт на добычу по Рожковскому месторождению до конца 1 кв. 2015 года. 13 мая 2014 года Компания объявила об обнаружении новой залежи в отложениях башкирского яруса каменноугольного периода на месторождении Рожковское при испытании пластов в отложениях башкирского возраста в скважине У-24. Ранее разведочные работы на данном участке были нацелены на поиск углеводородов в бобриковском и турнейском горизонтах.
	Северное море – блок Уайт Беар (35%)		Контракт находится в процессе возврата Компанией.
Досжан – Жамансу (24,75% через ПКИ)	Южный Досжан, Юго-Восточный Досжан		В отчетном периоде на площади Досжан пробурено 8 разведочных и 3 оценочных скважины, на площади Жамансу 1 разведочная скважина. Проведено 100 кв.км 3Д сейсморазведочных работ. 6 скважин с притоком, 2 скважины находятся в испытании, 1 скважина в бурении и 3 скважины сухие.
Караганда (ПКИ–33%)	Карабулак, Бухарсай		Пробурено 2 разведочных и 5 оценочных скважин. 6 скважин с притоком, 1 скважина сухая.
Караванчи (ПКИ–33%)	Караванчи		В отчетном периоде пробурено 2 скважины: 1 скважина с притоком и 1 скважина сухая.

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

продолжение

Результаты операционной 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 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2014	2013	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
155 496	225 829	210 406	-26%	Доходы	845 770	816 712	4%
(67 280)	(56 136)	(35 869)	88%	Производственные расходы	(211 900)	(162 035)	31%
(27 136)	(26 012)	(22 484)	21%	Расходы по реализации и административные расходы	(102 568)	(92 360)	11%
(58 402)	(91 632)	(83 174)	-30%	Налоги кроме подоходного налога	(328 211)	(311 688)	5%
(1 329)	(412)	(2 655)	-50%	Расходы на разведку	(2 127)	(13 125)	-84%
(15 219)	(17 163)	(10 178)	50%	Износ, истощение и амортизация	(59 485)	(47 144)	26%
(13 870)	34 474	56 046	-125%	Операционная прибыль/(убыток)	141 479	190 360	-26%
11 466	10 373	11 542	-1%	Доля в результатах ассоциированной компании и СП	60 191	50 866	18%
(2 153)	(1 260)	(1 635)	32%	Убыток от выбытия ОС	(4 221)	(4 475)	-6%
(228 252)	(983)	(1 537)	100%	Обесценение ОС	(256 683)	(60 099)	327%
(1 535)	4 159	2 320	-166%	Финансовые доходы/(расходы), нетто	11 810	12 492	-5%
1 273	(5 711)	(206)	-718%	Курсовая разница, нетто	108 997	11 216	872%
38 113	(9 360)	(17 862)	-313%	(Расходы)/экономия по подоходному налогу	(14 535)	(58 531)	-75%
(194 958)	31 692	48 668	-501%	Чистая прибыль/(убыток)	47 038	141 829	-67%
(5,3)	12,9	25,6	-121%	Удельная операционная прибыль/(убыток) (доллар США за баррель проданной нефти*)	13,7	21,7	-37%
(74,8)	11,9	22,3	-435%	Удельная чистая прибыль/(убыток) (доллар США за баррель проданной нефти*)	4,5	16,1	-72%

* В пересчете 7,23 барреля за тонну нефти.

Существенное уменьшение чистой прибыли Компании за 2014 год, в основном связано с начислением расходов по обесценению основных средств ОМГ, что было частично нивелировано девальвацией тенге в течение отчетного периода, вследствие чего был признан существенный доход по курсовой разнице. Чистый убыток за 4 квартал 2014 года в основном связан с начислением расходов по обесценению основных средств и уменьшением средних

котировок Brent с 101,9 доллара США за баррель в 3 квартале 2014 года до 76,6 доллара США за баррель в 4 квартале 2014 года, включая среднюю котировку Brent в декабре 2014 года 62,5 доллара США за баррель. Существенная экономия по налогу на прибыль в 4 квартале 2014 года относится к доходу по отсроченному налогу в размере 47 млрд тенге, возникшем в связи с начислением расходов по обесценению активов ОМГ.

Доходы

В следующей таблице приведены объемы продаж и цены реализации в результате деятельности ОМГ и ЭМГ:

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2014	2013	Изменение
Экспортные продажи нефти							
Трубопровод УАС							
76 491	114 522	118 104	-35%	Реализация (млн тенге)	449 931	476 606	-6%
779	879	985	-21%	Объем (тыс. тонн)	3 580	4 061	-12%
98 191	130 287	119 903	-18%	Средняя цена (тенге за тонну)	125 679	117 362	7%
74,87	98,73	107,83	-31%	Средняя цена (доллар за баррель*)	97,05	106,70	-9%
Трубопровод КТК							
38 263	75 994	67 828	-44%	Реализация (млн тенге)	257 009	235 737	9%
390	585	550	-29%	Объем (тыс. тонн)	1 991	1 956	2%
98 110	129 904	123 324	-20%	Средняя цена (тенге за тонну)	129 085	120 520	7%
74,81	98,44	110,91	-33%	Средняя цена (доллар за баррель*)	99,68	109,57	-9%
114 754	190 516	185 932	-38%	Всего экспорт нефти (млн тенге)	706 940	712 343	-1%
1 169	1 464	1 535	-24%	Всего экспорт нефти (тыс. тонн)	5 571	6 017	-7%
Реализация нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок							
20 008	24 357	17 420	15%	Реализация (млн тенге)	94 656	79 563	19%
421	504	432	-3%	Объем (тыс. тонн)	1 967	1 967	0%
47 525	48 327	40 324	18%	Средняя цена (тенге за тонну)	48 122	40 449	19%
36,24	36,62	36,26	0%	Средняя цена (доллар за баррель*)	37,16	36,77	1%
Встречные поставки нефти в РФ							
14 645	2 731	–	100%	Реализация (млн тенге)	17 376	–	100%
397	50	–	100%	Объем (тыс. тонн)	447	–	100%
36 889	54 620	–	100%	Средняя цена (тенге за тонну)	38 871	–	100%
28,13	41,39	–	100%	Средняя цена (доллар за баррель*)	30,02	–	100%
Итого							
149 407	217 604	203 352	-27%	Реализация (млн тенге)	818 972	791 906	3%
1 987	2 018	1 967	1%	Объем (тыс. тонн)	7 985	7 984	0%
75 192	107 832	103 382	-27%	Средняя цена (тенге за тонну)	102 564	99 187	3%
57,34	81,71	92,97	-38%	Средняя цена (доллар за баррель*)	79,20	90,17	-12%
6 089	8 225	7 054	-14%	Прочие доходы (млн тенге)	26 798	24 806	8%
225 829	210 406	203 352	-26%	Итого доходов (млн тенге)	845 770	816 712	4%

* В пересчете 7,23 барреля за тонну нефти.

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности продолжение

ОМГ и ЭМГ поставляют 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). Кроме того, ОМГ поставляет добываемую нефть на внутренний рынок, а также в 3 и 4 кварталах 2014 года произвело встречные поставки сырой нефти в Российскую Федерацию в рамках межправительственного соглашения.

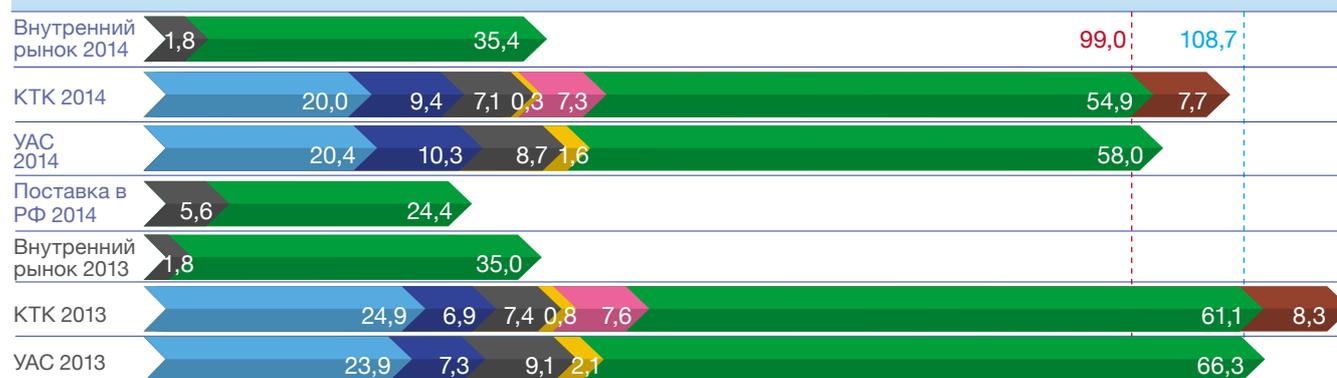
Относительная прибыльность вышеуказанных экспортных маршрутов зависит от качества нефти в трубопроводах, преобладающих цен на международном рынке и применяемых транспортных тарифов. Следует отметить, что объемы поставок нефти по трубопроводам согласовываются с Министерством энергетики Республики Казахстан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

В 2014 году Компания поставила 447 тыс. тонн нефти в РФ в счет выполнения обязательств по встречным поставкам нефти, согласно межправительственному соглашению между РК и РФ. В связи с этим, поставки нефти по направлению УАС уменьшились за отчетный период с незначительным увеличением поставок нефти по направлению КТК. Объемы встречных поставок в РФ определяются Министерством энергетики РК на ежемесячной основе и на данный момент Компания не получила утвержденный график по поставкам в РФ на 2015 год.

Следующий график показывает чистую цену реализованной нефти (нэтбэк анализ) за минусом расходов по транспортировке, рентного налога, экспортной таможенной пошлины (далее – ЭТП) и других расходов, в зависимости от маршрута поставок:

Нэтбэк анализ

доллар США за баррель*



■ рентный налог

■ скидки

■ экспортная таможенная пошлина

■ банк качества

■ транспортировка

■ нэтбэк

■ премия по баррелизации

--- средняя цена Brent за 2014 год

--- средняя цена Brent за 2013 год

* Пересчитано по фактическому коэффициенту баррелизации.

Нэтбэк за 2014 год уменьшился по сравнению с 2013 годом в основном из-за снижения средних котировок Brent с 108,7 долларов США за баррель за 2013 год до 99 долларов США за баррель за 2014 год, а также из-за повышения ЭТП (с 40 до 60 долл. США за тонну в апреле 2013 года и с 60 до 80 долларов США за тонну с апреля 2014 года), что было частично нивелировано снижением ставки рентного налога из-за снижения цен Brent и уменьшением скидок.

Нэтбэк внутреннего рынка вырос – ввиду увеличения средней цены реализации в тенге, которое было частично нивелировано девальвацией тенге в течение 2014 года.

Цена реализации по встречным поставкам нефти в РФ основана на межправительственном соглашении между РК и РФ.

Производственные расходы

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

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2014	2013	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
37 111	36 925	21 150	75%	Вознаграждения работникам	130 367	92 318	41%
10 070	6 331	7 097	42%	Услуги по ремонту и обслуживанию	26 781	22 619	18%
6 087	5 280	4 795	27%	Материалы и запасы	20 050	16 920	18%
4 425	4 098	4 023	10%	Электроэнергия	16 706	15 908	5%
1 553	1 498	1 458	7%	Транспортные расходы	5 875	5 633	4%
492	267	272	81%	Расходы по переработке	1 205	1 099	10%
1 888	(832)	(3 917)	-148%	Изменение баланса нефти	1 373	727	89%
3 206	–	–	100%	Изменение в оценке обязательств по восстановлению окружающей среды	1 110	–	100%
2 448	2 569	991	147%	Прочие расходы	8 433	6 811	24%
67 280	56 136	35 869	88%	Итого	211 900	162 035	31%
25,8	21,1	16,4	57%	Итого (доллар США за баррель* проданной нефти)	20,5	18,5	11%

* В пересчете 7,23 барреля за тонну нефти.

Производственные расходы за 2014 год по сравнению с 2013 годом увеличились на 49,9 млрд тенге или 31%. Основными причинами изменения являются увеличение расходов по вознаграждению работников, расходов по ремонту и обслуживанию, расходов на материалы, а также изменения в оценке обязательств по восстановлению окружающей среды.

Расходы по вознаграждениям работников за 2014 год по сравнению с 2013 годом увеличились на 41% в основном в результате индексации заработной платы производственного персонала на 7% с 1 января 2014 года в соответствии с условиями коллективного договора, внедрением Единой системы оплаты труда

(ЕСОТ), дополнительного 10% увеличения заработной платы и увеличения производственных премий для вспомогательного производственного персонала с 25 до 33%.

В отчетном периоде услуги по ремонту и обслуживанию увеличились по сравнению с 2013 годом в основном по причине увеличения на 18% услуг по потоко-отклоняющим технологиям, обслуживанию оборудования и других видов мероприятий для повышения нефтеотдачи пластов. Также, в 4 квартале 2014 года Компания признала расходы по экологическому восстановлению загрязненных участков на сумму 1,5 млрд тенге.

Увеличение расходов на материалы и запасы на 18% в основном связано с ростом стоимости сырья

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

продолжение

и материалов, расходов на закуп спецодежды и увеличением расходов на топливо в 2014 году по сравнению с 2013 годом.

Во 2 квартале 2014 года Компания изменила оценку резерва по экологическому обязательству, относящемуся к определенным работам по восстановлению загрязненных земель и утилизации нефтяных отходов, в соответствии с Меморандумом о сотрудничестве, подписанным материнской Компанией (в составе Компании и ОМГ), Министерством окружающей среды и водных ресурсов и Министерством нефти и газа в июне 2014 года, и признала уменьшение соответствующей провизии на 2,1 млрд тенге. В 4 квартале 2014 года Компания пересмотрела резерв по экологическому обязательству и начислила дополнительный резерв на сумму 3,2 млрд тенге.

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

Лифтинг-затраты

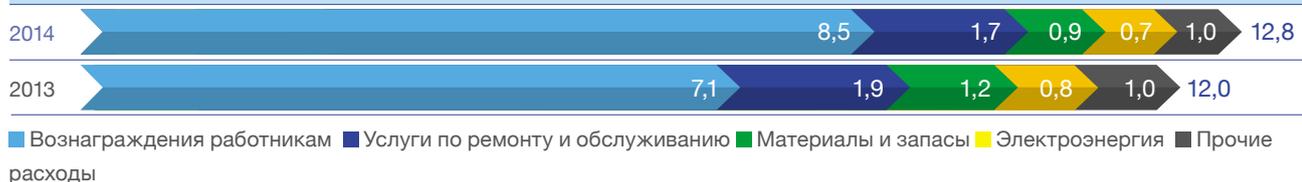
Согласно внутренней методологии Компании, лифтинг-затраты на баррель рассчитаны как производственные расходы ОМГ и ЭМГ, включающие в себя расходы по материалам и запасам, оплате труда производственного персонала, ремонту и обслуживанию и прочие производственные затраты, за исключением расходов по износу, истощению и амортизации, налогов и контрактных социальных обязательств, разделенные на общий объем добычи.

Влияние на удельные лифтинг-затраты (доллар США за баррель) оказала девальвация тенге в течение отчетного периода, так как большая часть производственных расходов ОМГ и ЭМГ выражена в тенге.

Лифтинг-затраты ОМГ доллар США за баррель*



Лифтинг-затраты ЭМГ доллар США за баррель*



Всего лифтинг-затраты ОМГ доллар США за баррель*



* в пересчете 7,36 барреля за тонну нефти.

Расходы по реализации и административные расходы

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

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2014	2013	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
16 163	18 643	15 917	2%	Транспортные расходы	68 687	61 810	11%
4 865	4 368	3 784	29%	Вознаграждения работникам	16 758	12 986	29%
1 113	1 112	737	51%	Управленческий гонорар	4 451	3 750	19%
962	265	(307)	-413%	Штрафы и пени	3 592	5 191	-31%
855	282	369	132%	Консультационные и аудиторские услуги	2 188	1 354	62%
392	237	442	-11%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1 023	1 093	-6%
497	158	389	28%	Социальные проекты	933	1 681	-44%
2 289	947	1 153	99%	Прочие расходы	4 936	4 495	10%
27 136	26 012	22 484	21%	Итого	102 568	92 360	11%
10,4	9,8	10,3	1%	Итого (доллар США за баррель проданной нефти*)	9,9	10,5	-6%

* В пересчете 7,23 барреля за тонну нефти.

Расходы по реализации и административные расходы за 2014 год составили 102,6 млрд тенге, что на 11% выше, чем за 2013 год. Наблюдается увеличение транспортных расходов, расходов на вознаграждение работников и расходов на консультационные и аудиторские услуги.

Рост транспортных расходов, в основном, связан с ростом расходов по направлению КТК в связи с увеличением объемов и среднего обменного курса тенге – доллар США, так как тариф КТК частично выражен в долларах США. Также рост транспортных расходов произошел в результате роста расходов по направлению УАС в связи с увеличением среднего тарифа по Российской и Казахстанской территории. С 1 января 2014 года тарифы КТО по внутреннему рынку повысились на 50%. С 1 апреля 2014 года КТО также увеличил тарифы по экспортным направлениям в среднем на 20%.

Расходы по вознаграждениям работников за 2014 год увеличились на 29% по сравнению с 2013 годом в результате индексации заработной платы на 7% с 1 января 2014 года, внедрения ЕСОТ и дополнительной 10% индексации заработных плат административного персонала дочерних организаций.

Расходы по консультационным и аудиторским услугам за 2014 год увеличились на 62% или 0,8 млрд тенге по сравнению с 2013 годом в основном в связи с приобретением услуг по оценке текущего пакета разведочных активов Компании и услуг по дополнительному техническому аудиту запасов в 2014 году.

Штрафы и пени связаны, в основном, с начислением экологического штрафа на сумму 1,9 млрд тенге в результате экологического аудита за 2010–2011 годы. В течение 2013 года Компания признала экологический штраф на сумму 3,9 млрд тенге в соответствии с уведомлением Налогового Департамента Мангистауской Области. В 2014 году ОМГ начислила экологические штрафы на сумму 0,4 млрд тенге, а также ЭМГ начислила налоговые штрафы на сумму 0,2 млрд тенге. Дополнительно Компания начислила новые налоговые резервы на сумму 0,5 млрд тенге связанные с результатами налогового аудита за 2009–2012 годы.

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

продолжение

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 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2014	2013	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)				(млн тенге, если не указано иное)			
19 960	43 263	44 224	-55%	Рентный налог	151 861	165 307	-8%
16 858	24 508	22 417	-25%	НДП И	89 840	84 433	6%
16 993	21 465	14 177	20%	Экспортная таможенная пошлина	74 227	48 981	52%
1 739	1 644	1 557	12%	Налог на имущество	6 204	5 473	13%
278	224	103	170%	Плата за загрязнение окружающей среды	1 312	4 893	-73%
2 574	528	696	270%	Прочие налоги	4 767	2 601	83%
58 402	91 632	83 174	-30%	Итого	328 211	311 688	5%
22,4	34,4	38,0	-41%	Итого (доллар США за баррель проданной нефти*)	31,7	35,5	-11%

* В пересчете 7,23 барреля за тонну нефти.

Расходы по налогам, помимо подоходного налога, за 2014 год по сравнению с 2013 годом увеличились на 16,5 млрд тенге или на 5%, в основном, из-за увеличения расходов по НДС и экспортной таможенной пошлине, что было частично нивелировано уменьшением рентного налога и платы за загрязнение окружающей среды.

Расходы по рентному налогу за 2014 год уменьшились по сравнению с 2013 годом из-за падения средних котировок Brent в 4 квартале 2014 года, что также повлияло на снижение налоговой ставки с 21 до 16% в 4 квартале 2014 года, и снижения объемов экспорта нефти на 7%. Данный эффект был частично нивелирован увеличением среднего обменного курса тенге – доллар США.

Увеличение НДС за 2014 год по сравнению с 2013 годом связано с увеличением среднего обменного курса тенге – доллар США, что было частично нивелировано снижением объемов экспорта нефти.

Расходы по экспортной таможенной пошлине за 2014 год увеличились по сравнению с 2013 годом в связи с ростом ставки ЭТП с 40 до 60 долларов США за тонну в апреле 2013 года и с 60 до 80 долларов США за тонну с апреля 2014 года; эффект был также усилен увеличением среднего обменного курса тенге – доллар США, который был частично нивелирован уменьшением объемов экспорта.

Уменьшение платы за загрязнение окружающей среды связано с начислением 4 млрд тенге по итогам экологического аудита ОМГ в 2013 году.

Обесценение основных средств

На основании наличия соответствующих индикаторов, Руководство Компании проводит оценку возмещаемой стоимости активов Компании. В результате такой оценки, Компания признала расходы по обесценению в размере 27 млрд тенге и соответствующий отложенный налоговый актив на сумму 5 млрд тенге в отношении активов ОМГ в 1 квартале 2014 года. Обесценение связано с ростом расходов на вознаграждение работников и повышением экспортной таможенной пошлины с 60 до 80 долларов США за тонну с апреля 2014 года.

В 4 квартале 2014 года, после снижения цен на нефть, Руководство Компании провело формальную оценку возмещаемой стоимости активов Компании, включая дочерние организации, совместные и ассоциированные компании. В результате чего были дополнительно начислены расходы по обесценению активов ОМГ в размере 228 млрд тенге и соответствующий доход по отсроченному налогу в размере 47 млрд тенге, что снизило балансовую стоимость основных средств ОМГ до нуля по состоянию на 31 декабря 2014 года.

Расходы по подоходному налогу

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2014	2013	Изменение
				(млн тенге, если не указано иное)	(млн тенге, если не указано иное)		
(233 071)	41 052	66 530	-450%	Прибыль/(убыток) до налогообложения	61 573	200 360	-69%
(16 285)	31 662	56 525	-129%	Прибыль/(убыток) до налогообложения (с учетом корректировок**)	258 065	209 593	23%
(38 113)	9 360	17 862	-313%	Подоходный налог	14 535	58 531	-75%
9 158	9 360	17 862	-49%	Подоходный налог (с учетом корректировок**)	66 917	69 073	-3%
-14,6	3,5	8,2	-278%	Подоходный налог (доллар США за баррель проданной нефти*)	1,4	6,7	-79%
16%	23%	27%	-41%	Эффективная ставка налога	24%	29%	-17%
-56%	30%	32%	-275%	Эффективная ставка налога (с учетом корректировок**)	26%	38%	-32%

* В пересчете 7,23 барреля за тонну нефти.

** Прибыль до налогообложения и расходы по подоходному налогу без учета результатов СП и ассоциированной компании, а также без учета расходов по обесценению и соответствующей экономии по отсроченному налогу.

Основной причиной существенного уменьшения расходов по подоходному налогу за 2014 год по сравнению с 2013 годом является уменьшение налогооблагаемого дохода в связи с начислением расходов по обесценению активов (соответствующий доход по отсроченному налогу) и меньшей эффективной налоговой ставкой, что частично было нивелировано девальвацией тенге, вследствие чего был признан существенный доход по курсовой разнице в 2014 году. Существенная экономия по налогу на прибыль в 4 квартале относится к доходу по отсроченному налогу в размере 47 млрд тенге, возникшему в связи с начислением расходов по обесценению.

Более низкая эффективная ставка подоходного налога за 2014 год по сравнению с 2013 годом связана с переоценкой ставки отложенного налога по НСП и признанием не вычитаемых экологических штрафов и пеней в течение 2013 года, а также с признанием в 2014 году отложенного налогового актива по изменению в обязательствах по выбытию активов и экологической провизии на сумму 6,7 млрд. тенге.

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

продолжение

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 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2014	2013	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)				(млн тенге, если не указано иное)			
11 133	7 044	6 580	69%	Доход от участия в КГМ	41 672	28 399	47%
604	3 563	4 754	-87%	Доход от участия в ПКИ	21 735	22 126	-2%
(261)	(204)	1 078	-124%	(Убыток)/доход от участия в УОГ	(722)	3 167	-123%
(10)	(30)	(870)	-99%	Убыток от участия в КС	(2 494)	(2 826)	-12%
11 466	10 373	11 542	-1%	Итого доход от участия в СП и ассоциированной компании	60 191	50 866	18%

КГМ

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

За 2014 год объем добычи КГМ составил 3 000 тыс. тонн (50% доля Компании – 1 500 тыс. тонн), что на 107 тыс. тонн или 3% ниже объема добычи за 2013 год.

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

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение, %		2014	2013	Изменение, %
(тыс. долларов США, если не указано иное)				(тыс. долларов США, если не указано иное)			
274 215	343 915	634 403	-57	Доходы	1 399 617	2 447 741	-43
(114 903)	(158 908)	(381 851)	-70	Операционные расходы	(635 662)	(1 485 796)	-57
(51)	531	778	-107	Финансовые доходы/(расходы), нетто	2 174	(99)	100
(7 354)	(20 170)	5 074	-245	Курсовая разница, нетто	29 084	(1 113)	100
(18 571)	(80 137)	(76 861)	-76	Расходы по подоходному налогу	(289 423)	(355 438)	-19
133 336	85 231	181 543	-27	Прибыль за период	505 790	605 295	-16
783	713	799	-2	Добыча нефти (тыс. тонн)	3 000	3 107	-3

Уменьшение доходов за 2014 год обусловлено меньшим объемом реализации сырой нефти на экспорт по сравнению с 2013 годом и соответственным увеличением доли реализации на внутреннем рынке, а также

уменьшением средней экспортной цены по сравнению с 2013 годом. Реализация нефти КГМ по маршрутам поставок.

Реализация нефти КГМ по маршрутам поставок представлена ниже:

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2014	2013	Изменение
(тыс. тонн)				(тыс. тонн)			
596	442	–	100%	Внутренний рынок	1 943	–	100%
184	257	701	-74%	Экспорт через ККТ	942	2 684	-65%
–	2	95	-100%	Экспорт через Актау	132	412	-68%
780	701	796	-2%	Реализация нефти, итого	3 017	3 096	-3%

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

Уменьшение объемов экспортных продаж от перераспределения на внутренний рынок также привело к уменьшению операционных расходов, в частности, рентного налога (на 402,3 млн долларов США), НДС (на 201,4 млн долларов США) и расходов на транспортировку (на 131 млн долларов США).

Уменьшение расходов по ЭТП (на 86,3 млн долларов) связано с уменьшением объемов реализации и средней цены на экспорт, что было частично нивелировано ростом ставки ЭТП с 40 до 60 долларов США за тонну в апреле 2013 года и с 60 до 80 долларов США за тонну с апреля 2014 года. Уменьшение расходов по штрафам и пеням (на

53 млн долларов) в 2014 году по сравнению с 2013 годом связано с существенными штрафами, начисленными за 2013 год по комплексной налоговой проверке за 2009–2012 годы.

Существенный доход от курсовой разницы за 2014 год связан с девальвацией тенге в феврале 2014 года, так как валютой отчетности КГМ является доллар США, в то время как большинство обязательств КГМ деноминировано в тенге.

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

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение	2014	2013	Изменение
(доллар США за баррель* проданной нефти)				(доллар США за баррель* проданной нефти)		
2,2	9,6	22,9	-90%	7,4	24,1	-69%
3,4	4,0	10,1	-66%	5,1	10,5	-51%
2,2	4,3	12,3	-82%	3,9	12,2	-68%
2,3	3,8	7,8	-71%	3,4	6,9	-51%
3,6	3,5	2,1	71%	3,3	2,3	43%
1,5	1,3	1,6	-6%	1,3	1,3	0%
1,7	1,2	1,5	13%	1,1	1,0	10%
0,8	0,7	0,5	60%	0,6	0,6	0%
–	0,2	2,2	-100%	–	2,2	-100%
1,4	0,8	0,5	180%	1,2	1,1	9%
19,1	29,4	61,5	-69%	27,3	62,2	-56%
Итого операционных расходов						

* В пересчете 7,7 барреля за тонну нефти.

Доля в результатах КГМ, отраженная в аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании, представлена как пропорциональная доля в результатах КГМ за 2014 год, скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензий и соответствующей экономии по отсроченному налогу в сумме 3,6 млрд тенге (за 2013 год: 17,6 млрд тенге).

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

ПКИ

Для целей данного отчета все нижеследующие показатели ПКИ составлены методом пропорциональной консолидации всех совместно контролируемых активов ПКИ.

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

За 2014 год объем добычи компании ПКИ составил 4 883 тыс. тонн (33% доля: 1 611 тыс. тонн), что на 8% ниже уровня 2013 года. Снижение добычи связано с выработкой некоторых месторождений.

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

продолжение

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

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение	2014	2013	Изменение
(в тыс. долларов США, если не указано иное)				(в тыс. долларов США, если не указано иное)		
490 941	606 564	955 384	-49%	2 468 829	3 724 706	-34%
(326 057)	(357 995)	(695 277)	-53%	(1 472 762)	(2 590 525)	-43%
(5 045)	(7 415)	(7 841)	-36%	(25 420)	(25 121)	1%
(72 886)	(160 809)	(133 539)	-45%	(454 061)	(573 461)	-21%
86 953	80 345	118 727	-27%	516 586	535 599	-4%
1 219	1 208	1 354	-10%	4 883	5 330	-8%

Снижение выручки за 2014 год по сравнению с 2013 годом главным образом обусловлено падением объема добычи и перенаправлением экспортных объемов на внутренний рынок, а также уменьшением средних котировок Brent.

Реализация нефти ПКИ по маршрутам поставок указана ниже:

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение	2014	2013	Изменение
(тыс. тонн)				(тыс. тонн)		
813	736	232	250%	2 867	1 070	168%
244	224	505	-52%	1 089	1 867	-42%
92	128	350	-74%	471	1 342	-65%
38	47	119	-68%	171	453	-62%
38	35	44	-14%	152	171	-11%
–	1	48	-100%	66	206	-68%
11	6	30	-63%	47	143	-67%
1 236	1 177	1 328	-7%	4 863	5 252	-7%

Операционные расходы уменьшились, в основном, за счет снижения экспортных продаж, что привело к уменьшению рентного налога (на 443,2 млн долларов США), НДС (на 186,4 млн долларов США) и транспортных расходов (на 110 млн долларов США). Расходы по ЭТП уменьшились на 76,7 млн долларов США из-за снижения экспортных продаж, что было частично нивелировано повышением ставки ЭТП с 40 до 60 долларов США за тонну с апреля 2013 года и с 60 до 80 долларов США за тонну с апреля 2014 года.

Уменьшение расходов по штрафам и пеням на 303,9 млн долларов США за 2014 год по сравнению с 2013 годом связано с существенными начислениями штрафов за 2013 год по результатам экологического аудита. В течение 2014 года ПКИ оспорили результаты экологического аудита и провели возврат начисленных расходов по штрафам и пеням за эмиссию на 26 млн долларов США.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

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

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2013	2014	Изменение
					(доллар США за баррель* проданной нефти)		
(доллар США за баррель* проданной нефти)							
4,7	8,3	18,9	-75%	Рентный налог	8,5	18,7	-55%
9,7	9,4	2,5	288%	Износ, истощение и амортизация	9,0	8,3	8%
4,6	5,1	5,6	-18%	Транспортные расходы	5,0	7,3	-32%
2,7	4,1	8,0	-66%	НДПИ	4,0	8,3	-52%
3,4	3,9	6,2	-45%	Экспортная таможенная пошлина	3,7	5,3	-30%
3,6	3,2	0,9	300%	Услуги по ремонту и обслуживанию	3,1	2,6	19%
2,1	2,1	2,2	-5%	Вознаграждения работникам	2,2	2,2	0%
1,7	1,4	1,4	21%	Материалы и запасы	1,4	1,2	17%
(3,7)	0,6	19,1	-119%	Штрафы и пени в бюджет	(0,7)	6,8	-110%
5,2	1,2	2,8	86%	Прочие расходы	2,9	2,8	4%
34,0	39,3	67,6	-50%	Итого операционных расходов	39,1	63,5	-38%

* В пересчете 7,75 барреля за тонну нефти.

Доля в результатах ПКИ, отраженная в аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании, представлена как пропорциональная доля в результатах ПКИ за 2014 год, скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензии на сумму 5,7 млрд тенге (за 2013 год – 4,8 млрд тенге). В дополнение к вышеуказанным корректировкам руководство Компании провело оценку возмещаемой стоимости инвестиций в ПКИ на основании индикаторов снижения цен на нефть на экспорт и внутреннем рынке. В результате, Компания признала обесценение инвестиций ПКИ в АО «Тургай-Петролеум» в размере 3,1 млрд тенге.

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

ССЕЛ

Согласно условиям договора приобретения, доля в ССЕЛ отражается как финансовый актив в аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании в соответствии с МСФО. Результаты деятельности ССЕЛ 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% долю в ССЕЛ Каражанбасмунай (далее – ССЕЛ). ССЕЛ 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 2014 года Компания отразила в своем балансе сумму 18,3 млрд тенге (101 млн долл. США) как счета к получению от ССЕЛ. За 2014 год Компания начислила процентный доход в размере 3 млрд тенге (16,9 млн долл. США), что представляет собой часть годового гарантированного платежа от ССЕЛ в размере 26,87 млн долл. США.

За 2014 год объем добычи ССЕЛ составил 2 132 тыс. тонн (50% доля – 1 066 тыс. тонн), что на 4% выше, чем в 2013 году.

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

продолжение

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

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение	2013	2014	Изменение
(тыс. долларов США, если не указано иное)				(тыс. долларов США, если не указано иное)		
226 302	287 746	369 369	-39%	1 172 474	1 440 449	-19%
(195 795)	(239 235)	(303 810)	-36%	(903 682)	(1 170 366)	-23%
(6 637)	(6 682)	(6 082)	9%	(26 550)	(22 845)	16%
(8 803)	(25 676)	(19 036)	-54%	(69 054)	(56 634)	22%
15 067	16 153	40 441	-63%	173 188	190 604	-9%
539	542	524	3%	2 132	2 052	4%

Снижение доходов за 2014 год в основном связано с перенаправлением экспортных объемов на внутренний рынок и средней цены реализации.

Реализация нефти ССЕЛ по маршрутам поставок указана ниже:

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение	2013	2014	Изменение
(тыс. тонн)				(тыс. тонн)		
221	263	175	26%	872	1 008	-13%
165	57	–	100%	438	–	100%
–	–	147	-100%	186	658	-72%
–	–	135	-100%	–	135	-100%
127	129	75	69%	485	274	77%
45	79	–	100%	124	–	100%
558	528	532	5%	2 105	2 075	1%

Снижение операционных расходов за 2014 год на 23% по сравнению с 2013 годом произошло в основном из-за уменьшения НДСПИ, рентного налога и амортизации, что было частично нивелировано увеличением вознаграждений работникам, затрат на услуги по ремонту и обслуживанию и экспортной таможенной пошлины.

Уменьшение НДСПИ связано с пересчетом суммы НДСПИ в связи с получением налоговых преференций по НДСПИ с 1 января 2014 года согласно постановлению Правительства Республики Казахстан от 18 июня 2014 года. Уменьшение рентного налога за 2014 год по сравнению с 2013 годом связано со снижением экспортных объемов продаж и средних котировок Brent.

Расходы по вознаграждению работников увеличились из-за приведения окладов сотрудников к ЕСОТ, ежегодной индексации заработной платы на 7% и дополнительного 10% увеличения заработных плат.

Рост расходов на ЭТП произошел из-за повышения ставки таможенной пошлины с 40 до 60 долларов США за тонну с апреля 2013 года, и с 60 до 80 долл. США за тонну с апреля 2014 года, что было частично нивелировано уменьшением объемов реализации на экспорт в 2014 году по сравнению с 2013 годом.

Расходы по ремонту и обслуживанию увеличились в основном в связи с ростом тарифов обслуживающих компаний.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

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

4 квартал 2014	3 квартал 2014	4 квартал 2013	Изменение		2013	2014	Изменение
					(доллар США за баррель* проданной нефти)		
(доллар США за баррель* проданной нефти)					(доллар США за баррель* проданной нефти)		
9,2	14,0	21,7	-58%	Рентный налог	15,2	22,2	-32%
0,7	12,0	2,1	-67%	Износ, истощение и амортизация	8,7	11,4	-24%
13,3	12,4	12,8	4%	Вознаграждения работникам	11,3	10,2	11%
8,9	7,8	7,4	20%	Экспортная таможенная пошлина	8,1	6,8	19%
7,1	6,1	9,3	-24%	Транспортные расходы	7,1	8,4	-15%
4,5	4,2	5,3	-15%	Электроэнергия	4,6	5,0	-8%
4,7	5,0	3,4	38%	Услуги по ремонту и обслуживанию	4,7	3,3	42%
0,9	1,0	1,3	-31%	Материалы и запасы	0,9	1,2	-25%
0,4	0,5	12,5	-97%	НДПИ	0,5	9,8	-95%
2,8	4,3	9,6	-71%	Прочие расходы	3,1	6,1	-49%
52,5	67,3	85,4	-39%	Итого операционных расходов	64,2	84,4	-24%

* В пересчете 6,68 барреля за тонну нефти.

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

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

продолжение

Нэтбэк анализ и лифтинг-затраты

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

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
	тыс. долларов США, если не указано иное)		
Вознаграждения работникам	20 320	51 522	140 709
Материалы и запасы	13 394	50 101	13 029
Услуги по ремонту и обслуживанию	16 669	83 522	65 614
Электроэнергия	11 204	32 439	65 262
Прочие	5 804	54 915	12 728
Итого лифтинг затрат (тыс. долларов США)	67 391	272 499	297 342
Объем добычи (тыс. тонн)	3 000	4 883	2 132
Итого лифтинг затрат (долл. США/баррель*)	2,9	7,2	20,9

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

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

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
	(доллар США за баррель*)		
Публикуемая рыночная цена	99,0	99,0	99,0
Разница в цене и премия по коэффициенту баррелизации	(4,9)	(6,8)	(4,6)
Средняя цена реализации	94,1	92,2	94,4
Рентный налог	(20,9)	(20,6)	(19,7)
Экспортная таможенная пошлина	(9,5)	(9,0)	(10,6)
Транспортные расходы	(9,4)	(7,8)	(9,1)
Нэтбэк	54,3	54,8	55,0

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

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

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
	(доллар США за баррель*)		
Средняя цена реализации	39,7	46,0	46,4
Транспортные расходы	(2,4)	(1,6)	(0,9)
Нэтбэк	37,3	44,4	45,5

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

Нэтбэк анализ встречных поставок нефти ССЕЛ в РФ представлен следующим образом:

	ССЕЛ
	(доллар США за баррель*)
Средняя цена реализации	42,3
Транспортные расходы	(7,7)
Нэтбэк	34,6

* Коэффициент пересчета тонны на баррель по поставкам в Россию равен 7,23

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

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 с истощенных месторождений ЭМГ. Стратегия Компании в области социальной политики осталась прежней – содействовать развитию регионов своей деятельности.

В 2012 году, с целью обеспечения трудоустройства около 2000 человек в Мангистауской области, были созданы 2 сервисных предприятия – УТТиОС и УБР.

В 2014 году Компания понесла операционные расходы в размере 22,2 млрд тенге на финансирование данных предприятий. Данные расходы отразились в составе расходов по вознаграждению работников в размере 17,1 млрд тенге, а также в составе расходов по материалам, запасам и прочим расходам на сумму 5,1 млрд тенге.

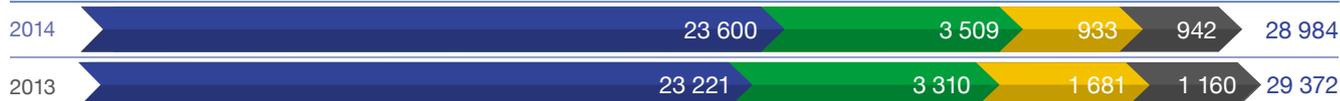
Кроме того, Компанией было инвестировано 1,4 млрд тенге на расширение строительства производственных баз, вахтовых поселков, а также приобретение спецтехники для поддержания деятельности УБР и УТТиОС. Затраты, направленные на финансирование УТТиОС, были частично нивелированы доходом данного предприятия от третьих сторон за 2014 год на сумму 6,3 млрд тенге (за 2013 год: 3,1 млрд тенге).

В 2014 году расходы на спонсорство и благотворительность составили 0,9 млрд тенге. Основная часть расходов была направлена на финансирование социальных фондов и поддержку спортивных организаций.

Контрактные обязательства включают в себя отчисления в фонд социальных программ, фонд экологии и обязательства по обучению специалистов, в соответствии с условиями контрактов на недропользование. За 2014 год социальные расходы Компании в рамках выполнения контрактных обязательств составили 3,5 млрд тенге, в том числе по фонду социальных программ и экологии – 2,2 млрд тенге, по обучению местных специалистов – 1,3 млрд тенге.

Социальные проекты

млн тенге



■ Обеспечение занятости (затраты на УБР и УТТиОС) ■ Контрактные обязательства ■ Спонсорство и благотворительность ■ Расходы по обесценению социальных объектов

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. Руководство считает, что Компания обладает достаточным уровнем ликвидности для исполнения своих обязательств и осуществления инвестиционных возможностей.

За 2014 год приток финансовых активов от операционной деятельности составил 286,1 млрд тенге, что на 181,1 млрд тенге больше, чем за 2013 год. Данное изменение в основном связано с девальвацией тенге в 1 квартале 2014 года, вследствие чего был признан

существенный доход по курсовой разнице, а также с увеличением экспортной цены реализации в расчете тенге за тонну. Существенное уменьшение уровня торгово-дебиторской задолженности Компании за 2014 год на 96,7 млрд тенге (за 2013 год – увеличение уровня торгово-дебиторской задолженности на 51,9 млрд тенге) также является причиной увеличения поступления денежных средств от операционной деятельности.

Отток финансовых активов от инвестиционной деятельности за 2014 год составил 44,4 млрд тенге (за 2013 год отток на сумму 77,6 млрд тенге). Уменьшение оттока связано с увеличением размеров дивидендов, полученных от совместных предприятий и ассоциированных компаний (9,8 млрд тенге), меньшим закупом основных средств за 2014 год по

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

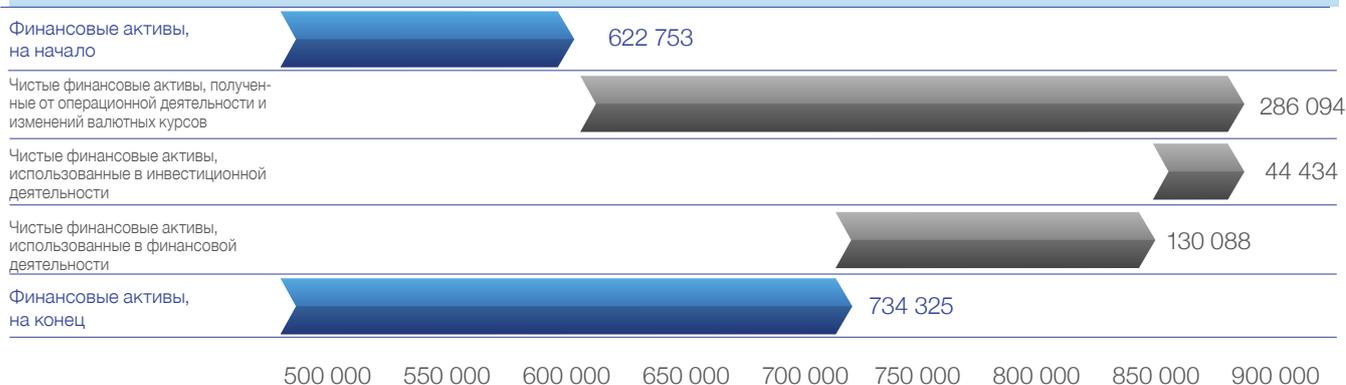
продолжение

сравнению с 2013 годом (8,2 млрд тенге), меньшим закупом нематериальных активов (6,6 млрд тенге), а также уменьшением займов, выданных совместным предприятиям (7,4 млрд тенге).

Отток финансовых активов, направленных на использование в финансовой деятельности, за

2014 год составил 130,1 млрд тенге (за 2013 год – отток 111,1 млрд тенге). Увеличение главным образом связано с большей суммой выплаты дивидендов в течение 2014 года по сравнению с выплатами, произведенными за 2013 год (19 млрд тенге).

Движение финансовых активов за 2014 год в млн тенге



Чистая позиция финансовых активов

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

	На 31 декабря 2014 года	На 31 декабря 2013 года	Изменение
	(млн тенге, если не указано иное)		%
Текущая часть	3 000	2 503	20%
Срок погашения более одного года	4 218	4 291	-2%
Итого займов	7 218	6 794	6%
Денежные средства и их эквиваленты	180 245	119 036	51%
Другие текущие финансовые активы	535 513	482 006	11%
Долгосрочные финансовые активы	18 567	21 711	-14%
Итого финансовых активов	734 325	622 753	18%
Финансовые активы, деноминированные в иностранной валюте, %	94%	82%	
Чистая позиция финансовых активов	727 107	615 959	18%

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

Заявления относительно будущего

В настоящем документе содержатся заявления, которые являются или считаются «заявлениями относительно будущего». Терминология для описания будущего, включая, среди прочего, слова: «считает», «по предварительной оценке», «ожидает», «по прогнозам», «намеревается», «планирует», «наметила», «будет» или «должна», либо, в каждом случае, аналогичная или сопоставимая терминология, либо ссылки на обсуждения, планы, цели, задачи, будущие события или намерения, призваны обозначить заявления относительно будущего.

Указанные заявления относительно будущего включают все заявления, которые не являются историческими фактами. Они включают, без ограничения, заявления о намерениях, мнениях и заявления об ожиданиях Компании в отношении, среди прочего, результатов деятельности, финансового состояния, ликвидности, перспектив, роста, потенциальных приобретений, стратегии и отраслей, в которых работает Компания. По своей природе, заявления относительно будущего связаны с риском и неопределенностью, поскольку они относятся к будущим событиям и обстоятельствам,

которые могут произойти или не произойти. Заявления относительно будущего не являются гарантиями будущих результатов деятельности, и фактические результаты деятельности, финансовое положение и ликвидность Компании и развитие страны и отраслей, в которых работает Компания, могут существенно отличаться от тех вариантов, которые описаны в настоящем документе или предполагаются согласно содержащимся в настоящем документе заявлениям относительно будущего.

Компания не планирует и не берет на себя обязательства обновлять какую-либо информацию относительно отрасли или какие-либо заявления относительно будущего, которые содержатся в настоящем документе, будь то в результате получения новой информации, будущих событий или каких-либо иных обстоятельств.

Компания не делает никаких заявлений, не предоставляет никаких заверений и не публикует никаких прогнозов относительно того, что результаты, изложенные в таких заявлениях относительно будущего, будут достигнуты.

Факторы риска

Деятельность Компании сопряжена с множеством рисков и неопределенностей в экономической, политической, законодательной, социальной и финансовой 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.

Компания осуществляет управление рисками в рамках утвержденной Политики по управлению рисками, которая направлена на обеспечение стратегической и оперативной устойчивости бизнеса Компании.

Некоторая информация о рисках содержится в Проспекте эмиссии простых акций и ГДР, также анализ ключевых финансовых рисков содержится в годовой аудированной отчетности (см. стр.127-129).

Ниже представлен дополнительный неисчерпывающий перечень основных рисков.

Политические риски

- возможность смены внешне- или внутривнутриполитического курса руководством страны, которая может существенно сказаться на инвестиционной привлекательности страны в целом и Компании, в частности;
- вероятность изменения законодательства, в том числе налогового, направленного на максимизацию бюджетных доходов, получаемых от сырьевых отраслей промышленности;
- в процессе реформирования органов государственной власти возможно упразднение, а также создание новых различных министерств и ведомств, регулирующих деятельность Компании, что может привести к отсутствию или задержке утверждения нормативных документов, влияющих на деятельность Компании;

- 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;
- поставки на внутренний рынок осуществляются по ценам ниже экспортных. При этом Правительство может инициировать пересмотр цен на внутренние поставки. В результате переговоров с Компанией цены поставок на внутренний рынок могут быть установлены ниже экономически обоснованных для Компании цен;
- 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 РД КМГ. Кроме того, государство в лице ФНБ «Самрук-Қазына» и НК КМГ может оказать влияние на РД КМГ в интересах государства в целом, что может противоречить интересам акционеров РД КМГ.

Экономические риски

- Компания осуществляет оптовые поставки нефти, как на внутреннем, так и на внешних рынках. Основным возможным ухудшением, как для внутренних, так и для внешних рынков является снижение цен на нефть, которые отличаются значительной волатильностью вследствие ряда факторов: баланс спроса и предложения, влияние и политика основных нефтедобывающих стран, политическая обстановка в основных регионах добычи энергоносителей. Установление в длительном промежутке времени низкой цены на нефть (на внутреннем и/или внешнем рынках) скажется на ухудшении финансовых показателей Компании, в значительной степени, в случае установления цены ниже себестоимости, которая в основных активах (ОМГ, ЭМГ) в среднем по

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

итогам 2014 года составляет 35 долларов за баррель (46 400 тенге/тонна);

- существующее законодательство в области закупок товаров и услуг не позволяет повысить эффективность материально-технического обеспечения и логистики;
- слабая конкурентная среда среди поставщиков и подрядчиков снижает качество работ и услуг, предоставляемых Компании;
- неблагоприятные изменения казахстанской финансовой системы могут ухудшить условия размещения свободных денежных средств (подробнее финансовые риски см. далее).

Региональные риски

Основные активы Компании ведут свою производственную деятельность в нескольких областях Казахстана. Данные регионы отличаются суровыми климатическими условиями, также для некоторых из них характерен дефицит высококвалифицированных рабочих специалистов в сфере нефтедобычи и газопереработки. При этом данные области относятся к регионам с высокими социальными и экономическими рисками, оказывающими существенное влияние на деятельность Компании.

Для активов Мангистауской области риск возникновения социальных конфликтов и забастовок является существенным, неоднократно реализовывался и оказывал значительное влияние на деятельность Компании и выполнение ее обязательств по контрактам недропользования.

Компания последовательно стремится к укреплению и поддержанию социальной стабильности в регионах присутствия, активно взаимодействует с представителями местных администраций и сообществ для того, чтобы вместе найти решения актуальных социальных проблем в регионах.

Компания стремится к тому, чтобы ее социальные программы были максимально адресными и отвечали насущным нуждам общества. Однако, увеличение некоммерческих расходов, связанных с минимизацией возникновения риска забастовок и социальной напряженности, может оказывать негативное влияние на финансовые показатели Компании.

Климатические условия указанных регионов достаточно разнообразны, кроме того, их географическая удаленность требует повышенного внимания к транспортной составляющей и снабжению электроэнергией для бесперебойной работы Компании.

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.

Риски партнеров

Компания сотрудничает и привлекает зарубежные и местные компании по различным направлениям своей деятельности. Компания имеет ограниченную возможность оказывать влияние на поведение и операционную деятельность своих партнеров, что может сказываться на операционных и финансовых результатах Компании. В этой связи Компания предъявляет высокие требования к выбору партнеров, развивает долгосрочные и взаимовыгодные партнерские отношения.

Существует вероятность изменения порядка и сроков оплаты за поставку сырой нефти покупателями, входящими в группу компаний НК КМГ. Изменения сроков оплаты могут быть вызваны непредвиденным ухудшением финансового положения покупателя и/или другими внутренними и внешними факторами деятельности группы компаний НК КМГ. Изменение сроков оплаты может негативно повлиять на оборотный капитал Компании.

Финансовые риски

Компания подвержена различным финансовым рискам, среди которых можно выделить валютные, инфляционные риски, риски изменения процентных ставок по размещаемым временно свободным денежным средствам, кредитные и налоговые риски. Вероятность их наступления и степень влияния на результаты финансово-хозяйственной деятельности постоянно оцениваются Компанией и учитываются при разработке планов развития.

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.

Риски изменения процентных ставок

Деятельность Компании подвержена риску изменения процентных ставок, что может негативно отразиться на стоимости размещения временно свободных денежных средств и, соответственно, на финансовых результатах деятельности Компании.

Факторы риска **продолжение**

Валютные риски

Значительная часть доходов Компании номинирована в долларах США или привязана к доллару США. Часть расходов Компании номинирована в иностранной валюте, либо иным образом существенно зависит от колебания курсов иностранных валют (в основном это доллар США, в меньшей степени – евро и российский рубль) относительно тенге. В настоящее время около половины операционных расходов Компании привязаны к тенге. Повышение курса доллара сделает экспорт нефти более рентабельным.

В случае возникновения отрицательного влияния изменения процентных ставок и валютного курса, Компания рассмотрит необходимость применения инструментов торгового финансирования (аккредитивов, гарантий), позволяющих снизить зависимость деятельности Компании от базовых процентных ставок.

Наиболее подвержены изменению в результате влияния указанных финансовых рисков такие показатели финансовой отчетности Компании, как:

- чистая прибыль;
- выручка;
- себестоимость;
- дебиторская задолженность.

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 Компании разнообразные услуги.

Была принята эффективная централизованная система управления денежными средствами, реализованная казначейством Компании.

Финансовые риски, вероятность их возникновения и характер изменения в отчетности

Риск	Вероятность возникновения	Характер изменений в отчетности
Падение ставок по депозитам банков	средняя	Снижение прибыли вследствие падения доходов по размещению временно свободных денежных средств.
Валютный риск (риск девальвации курса тенге по отношению к евро и доллару США)	высокий	Рост затрат на приобретаемое оборудование – увеличение амортизационных отчислений.
Инфляционные риски	средняя	Увеличение дебиторской задолженности, увеличение себестоимости производимых услуг.
Кредитный риск	средняя	Проблемная дебиторская задолженность. Снижение прибыли.

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 пеней, основанных на широкой интерпретации законодательства. Эти факторы осложняют планирование налоговых издержек Компании. Менеджмент Компании разрабатывает 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.

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.

Вместе с тем, Компания осуществляет постоянный мониторинг изменений действующего законодательства РК и учитывает их в своей деятельности, что позволяет минимизировать риски, связанные с указанными изменениями.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

Разведка

Ключевой стратегической задачей Компании является прирост запасов. Основным риском, связанным с геологоразведочной деятельностью, является неподтверждение плановых уровней ресурсов и/или увеличения уровня затрат по текущим геологоразведочным проектам. Для снижения риска геологоразведочных работ проводится комплексный анализ геолого-геофизических исследований, который, помимо традиционных сейсмических исследований, включает геохимические исследования, электроразведочные работы, а также специальные методики по обработке данных сейсмоки и гравитики.

Добыча

Одной из важнейших задач Компании является поддержание оптимального уровня добычи на собственных месторождениях, большинство из которых находится на поздней стадии эксплуатации. С этой целью Компания осуществляет внедрение новой техники и технологического контроля над ключевыми бизнес-процессами на производстве.

Основные ключевые факторы снижения эффективности производственной деятельности Компании:

- состояние основного фонда скважин;
- техническая целостность оборудования;
- непрерывность электроснабжения;
- погодные условия;
- своевременность закупок 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;
- безопасность производственного персонала;
- экологическая безопасность;
- эффективность планирования;
- соблюдение требований государственных регуляторов.

Снижение эффективности производственной деятельности, незапланированно высокие темпы падения добычи могут оказать существенное влияние на результаты деятельности, оценку активов и запасов Компании.

Вместе с тем, производственная деятельность Компании подвержена рискам аварий и поломки основного производственного оборудования. Для снижения этих рисков Компания проводит комплекс предупредительных мероприятий и программу модернизации и капитального ремонта оборудования. Основное производственное оборудование застраховано на случай ущерба от пожара, взрыва, природных и других опасностей, а также застрахован риск выхода скважины из-под контроля.

Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды

Производственная деятельность Компании сопряжена с потенциальным риском нанесения ущерба окружающей среде, 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 самые тяжелые, в том числе: смертельный случай на производстве; загрязнение атмосферы, почвы и водоемов; пожары; приостановка или полная остановка производства. В зависимости от причины наступления этих событий последствия могут негативно повлиять на репутацию, финансовую и операционную деятельность Компании. В этом направлении в Компании предпринимаются различные меры по предотвращению наступления таких угроз, в том числе контроль состояния безопасности и охраны труда; выявление опасных факторов и обучение персонала.

Существующие в Компании системы охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды внедрены и функционируют в соответствии со стандартами ISO 14001, OHSAS 18001. Компания ежегодно страхует риски в области охраны труда и окружающей среды, сопряженные с собственной деятельностью и проектами. Кроме того, существуют риски неоднозначной интерпретации действующего законодательства и норм в области экологии не в пользу Компании, с возможным предъявлением претензий и штрафных санкций. Дополнительная информация о мероприятиях Компании в области охраны труда и окружающей среды содержится на стр. 70-75.

Факторы риска продолжение

Информационные технологии

Компания подвержена рискам в области информационных технологий — в связи с использованием и внедрением большого количества высокотехнологичного оборудования и программного обеспечения для эффективной операционной деятельности. В связи с этим могут возникнуть проблемы адаптации нового оборудования и программного обеспечения, безопасного хранения конфиденциальных бизнес-данных. В целях обеспечения эффективной работы в данном направлении Компания ежегодно анализирует используемые технологии, при выборе и покупке предпочтение отдает наиболее адаптируемым и зарекомендовавшим себя информационным технологиям, обеспечивает надежный контроль доступа к бизнес-данным.

Стратегические и инвестиционные риски

Основными факторами, влияющими на инвестиционную деятельность Компании, являются:

- Ограниченность доступных для приобретения новых активов на суше в Казахстане;
- Увеличение конкуренции со стороны крупных международных нефтегазовых компаний за доступ к нефтегазовым активам.

Кроме того, РД КМГ является крупнейшей нефтегазодобывающей компанией, контролируемой Правительством Казахстана. В связи с этим, государство в лице ФНБ «Самрук-Қазына» и НК КМГ могут оказывать влияние на РД КМГ в интересах государства в целом, что может противоречить интересам акционеров РД КМГ.

Все эти факторы, как отдельно, так и в совокупности, могут привести к недооценке/переоценке привлекательности проектов, неэффективным инвестиционным решениям и, как следствие, к сокращению уровня запасов и падению стоимости Компании.

Риски корпоративного управления

Снижение организационного потенциала

Одним из существенных факторов, влияющих на эффективную деятельность Компании, является снижение ее организационного потенциала. Высококвалифицированные кадры являются конкурентным преимуществом и основой достижения стратегических целей Компании. Ежегодно Компания сталкивается с проблемой привлечения кадров с соответствующей квалификацией. Это связано, прежде всего, с невозможностью рекрутинга персонала, ввиду дефицита необходимой категории специалистов на рынке труда в отдельных регионах. Для снижения данного риска в Компании разрабатывается целый ряд мер, направленных на повышение лояльности, уровня мотивации и профессионального уровня персонала. Кроме того, существенное внимание уделяется повышению лидерских компетенций менеджмента и формированию кадрового резерва.

Мошенничество и коррупция

Распределение ресурсов не в лучших интересах Компании, нанесение ущерба Компании в целях получения личной выгоды, любые факты проявления коррупции являются совершенно неприемлемыми в деятельности Компании, вне зависимости от размера финансового ущерба.

Компания предпринимает все возможные действия для предотвращения неправомерной деятельности и нанесения репутационного ущерба Компании.

К Компании применяются требования Закона РК «О борьбе с коррупцией», 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.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

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 были 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. Кроме того, для ключевых работников Компании и дочерних организаций Компании были проведены 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.

Социальная политика



РД КМГ предоставляет работу более 26 тыс. человек на основных и совместных предприятиях в нескольких областях Казахстана. Компания улучшает условия труда нефтяников — наряду с промышленными объектами, финансируется строительство объектов социально-бытового назначения.

Несмотря на текущую сложную ситуацию в экономике, обусловленную резким падением цены на нефть, Компания планирует сохранить социальные выплаты и уровень постоянной части заработной платы работников на существующем в настоящее время уровне. Все обязательства в рамках коллективных договоров, заключенных в основном сроком до 2017 года, будут по-прежнему выполняться. Это — премиальные выплаты, медицинское страхование работников и членов их семей, отдых детей в оздоровительных лагерях. Кроме того, условия коллективных договоров предусматривают индексацию заработной платы на уровень инфляции.

РД КМГ инвестировала значительные средства в строительство школ, детских садов, физкультурно-оздоровительных центров, Домов культуры и других объектов. В городе Жанаозен строится медицинский центр для населения, состоящий из поликлиники и стационара. За последние несколько лет РД КМГ профинансировала ремонт участков, ведущих к месторождениям, на дорогах Узень-Кызылсай, Аккистау-С. Балгимбаева, Каратон-Теренозек и других.

Социальная ответственность

Дочерние добывающие компании РД КМГ в ряде случаев являются градообразующими предприятиями, соответственно, единственными источниками социально-экономического развития поселков и городов. 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 существующую численность штата работников вне зависимости от текущей производственной необходимости и обеспечивая все предусмотренные коллективным договором выплаты, медицинское страхование и расходы на повышение квалификации.

Работают на
предприятиях РД КМГ
более

26 000
человек



Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

Помимо реализации социальных проектов, в 2014 году РД КМГ оказала благотворительную помощь казахстанским ассоциациям и общественным фондам, осуществляющим патронаж детей-инвалидов, тяжелобольных детей и сирот.

Расходы на социальные проекты млрд тенге



Наши люди

С момента создания РД КМГ ежегодно осуществляет подготовку и повышение квалификации работников. Особое внимание уделяется обучению производственного персонала. Кроме того, с целью распространения единой корпоративной политики, стратегических приоритетов, РД КМГ реализует различные образовательные программы для работников группы компаний РД КМГ.

В 2014 году более 31% от всех проведенных семинаров, тренингов по группе РД КМГ было организовано в корпоративном формате, в них принимали участие работники всех дочерних организаций и совместных предприятий. В 2014 году более 43 тыс.¹ работников группы компаний РД КМГ прошли корпоративные тренинги, семинары и модульные программы.



¹ Указано количество мероприятий по обучению, если работник обучился, к примеру 3 раза, то количество указано как 3.

Социальная политика **продолжение**

Компания готовит и молодежную смену – ежегодно в структурных подразделениях РД КМГ и ее дочерних организациях проходят производственную практику более 750 студентов средних специальных и высших учебных заведений. Кроме того, в 2014 году Компания и ее дочерние организации оплатили обучение 915 гражданам РК в средних специальных и высших учебных заведениях.

Единая система оплаты труда

В апреле 2014 года на предприятиях, которые входят в группу компаний «КазМунайГаз», была внедрена единая система оплаты труда работников направления «Разведка и добыча».

Прежняя методология нормирования оплаты труда стала неактуальной. Чтобы снять вопрос о неравенстве оплаты труда, была разработана новая система, как первый серьезный системный подход, способный урегулировать вопрос оплаты труда. Внедрению системы предшествовали полтора года серьезной работы, были задействованы специалисты дочерних структур. Система

строится на единой тарификации. Это предполагает, что, если специальность одна — разница в оплате, к примеру, у оператора по добыче нефти на разных предприятиях НК КМГ будет зависеть только от режима работы и фактической выработки. При этом тариф остается единым.

Советом директоров РД КМГ было принято решение внедрить Единую систему оплаты труда (ЕСОТ) и увеличить бюджет на 2014 год в части фонда оплаты труда на 21 млрд тенге (113 млн долл. США), включая повышение на 10% заработной платы в связи с девальвацией тенге, произошедшей в феврале 2014 года.

Конкурс профессионального мастерства

В августе 2014 года в нефтегазодобывающем управлении «Жаикмунайгаз» акционерного общества «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) в Атырауской области состоялся 7-й конкурс профессионального мастерства «Үздік маман» (Лучший в профессии) среди работников дочерних организаций и совместных предприятий РД КМГ. В конкурсе

приняли участие 53 работника дочерних организаций и совместных предприятий РД КМГ: АО «Озенмунайгаз» (ОМГ), АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ), АО «Каражанбасмунай» (ССЕЛ) и ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ). Это — финалисты предварительно проведенных внутренних конкурсов.

Конкурс проводился по 10 специальностям: оператор по добыче нефти и газа, оператор по исследованию скважин, оператор по подготовке нефти (товарный оператор), оператор по поддержанию пластового давления, оператор по подземному ремонту скважин (бригада), слесарь по ремонту нефтепромыслового оборудования, газосварщик, токарь, электромонтер (бригада), лаборант химического анализа. Конкурс состоял из теоретической и практической частей. При оценке результатов комиссия обращала особое внимание на соблюдение правил техники безопасности и охраны труда, качество выполнения практического задания в установленные сроки, а также уровень теоретической подготовки.

Победители конкурса по каждой профессии были награждены медалью «Үздік маман». Участники конкурса, занявшие первые (победители), вторые и третьи места, были также награждены сертификатами, в течение года они будут получать надбавку к заработной плате в размере 30%, 20% и 10% от тарифной ставки, соответственно.

Молодежное движение РД КМГ

Советы молодых специалистов функционируют как в центральном аппарате, так и в дочерних организациях РД КМГ. С 2012 года активную работу ведут советы молодых специалистов ОМГ и ССЕЛ. Весной 2014 года были созданы аналогичные советы в ЭМГ и КГМ.

Молодежное движение группы компаний РД КМГ ставит перед собой несколько целей. Первое – предлагать и способствовать внедрению рационализаторских и инновационных решений (проектов) по улучшению, повышению эффективности производственного и административно-хозяйственных процессов группы компаний РД КМГ, ресурсосбережению и сокращению издержек во всех сферах деятельности группы компаний РД КМГ. Второе – способствовать обучению и профессиональному развитию молодых работников, развивать сотрудничество между советами молодых специалистов компаний, входящих в группу компаний РД КМГ. Третье – способствовать духовному развитию и укреплению здоровья молодых работников, а также повышению сплоченности коллектива группы компаний РД КМГ посредством организации социальных, культурно-массовых и спортивных мероприятий.

По инициативе совета молодых специалистов центрального аппарата для всех работников компании во вне рабочее время проводятся мастер-классы, где топ-менеджеры и рядовые работники делятся своим опытом и знаниями. Советы молодых специалистов непосредственно на производстве проводят благотворительные акции, участвуют в мероприятиях по благоустройству и озеленению местности, проводят спортивные состязания и встречи с интересными личностями и т. д.



Ежегодно более

750

студентов

практикуются на
предприятиях РД КМГ

Социальная политика **продолжение**

С 11 по 13 июня 2014 года в г. Алматы прошел второй Форум молодых специалистов группы компаний АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз». В нем приняли участие около 70 представителей 10 дочерних компаний РД КМГ из Мангистауской, Атырауской, Кызылординской областей и г. Астаны. В течение 3 дней молодые специалисты представляли и защищали свои проекты, направленные на улучшение производственной деятельности и повышение экономической эффективности Компании, участвовали в командообразующем тренинге «Роль лидера в команде».

44 специалиста представили свои проекты по следующим секциям: геология и геофизика; разработка месторождений; техника и технология добычи нефти и газа; технологии при проведении текущих ПРС (подземный ремонт скважин), КРС (капитальный ремонт скважин) и бурения; химизация, энергетика и автоматизация в технологическом процессе нефтедобычи и поддержания пластового давления; промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды; экономика и финансы.

Основными требованиями к проектам были: актуальность поднимаемых вопросов с учетом особенностей производства, а также востребованность и применимость предлагаемых решений к тем или иным производственным и административным процессам.

По итогам форума были отобраны несколько лучших проектов, которые планируется внедрить в производство. Кроме того, один из победителей предыдущего конкурса проектов, Айдын Кожаш, презентовал первые результаты применения его инноваций на производстве.

Ежегодная Спартакиада

В сентябре 2014 года в г. Кызылорда, на базе КГМ, состоялась III Спартакиада трудовых коллективов дочерних зависимых и совместных организаций РД КМГ. В спортивном состязании участвовали команды ЭМГ, ОМГ, ССЕЛ, КГМ, «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин», а также центрального аппарата РД КМГ совместно с филиалом Инженерный центр, ТОО «Урал Ойл Газ», ТОО «Карповский Северный», ТОО «Разведочные активы», сборная команда ДЗО г. Жанаозена. Всего более 300 нефтяников из Атырауской, Мангистауской и Кызылординской областей, а также г. Астана и Уральск.

В течение пяти дней нефтяники состязались в таких видах спорта, как волейбол, баскетбол, мини-футбол, настольный теннис, плавание, легкая атлетика, шахматы, қазақша күрес и тоғызқұмалақ (национальные состязания). В общекомандном зачете 1 место заняли хозяева спартакиады – КГМ, 2 место – команда ОМГ, 3 место – ЭМГ.

Здоровье, безопасность и окружающая среда

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.

Безопасность и охрана труда

Производственная безопасность является одним из приоритетов для менеджмента РД КМГ. За последние три года 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 пр.

В 2012–2014 годах проведено обновление имеющегося автотранспорта и спецтехники. Параллельно проводились работы по оснащению автотранспортных средств и спецтехники «Системой мониторинга GPS». На сегодняшний день весь парк спецтехники и автотранспорта оснащен данной системой. В дальнейшем вся спецтехника, которая в будущем будет закупаться, по требованию РД КМГ должна быть оснащена системой GPS.

Руководством Компании также уделяется большое внимание качеству покупаемой специальной одежды, специальной обуви и средств индивидуальной защиты.

Затраты на
безопасность
и охрану труда
в 2014

Т 3,8
млрд

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

Затраты на мероприятия по безопасности и охране труда в 2014 году

млрд. тенге

	ОМГ	ЭМГ	Всего
Мероприятия по охране труда, промышленной и пожарной безопасности	0,7	0,6	1,3
Приобретение средств индивидуальной защиты	1,9	0,6	2,5
Всего	2,6	1,2	3,8

Производственные объекты нефтяных компаний относятся к разряду опасных, поэтому РД КМГ активно работает над тем, чтобы снижать риск возникновения ситуаций, связанных с угрозой жизни и здоровью персонала.

По итогам 2014 года на производственных объектах ОМГ и ЭМГ было допущено 5 несчастных случаев, при этом коэффициент частоты травматизма составил 0,32. В ОМГ в 4-х несчастных случаях пострадали 7 человек, при этом один – с летальным исходом. Троице работникам вследствие полученных травм установлена инвалидность сроком на один год, остальные вышли на работу. В АО «Эмбаунайгаз» произошел 1 несчастный случай, при этом пострадал 1 человек, который получил незначительную травму и через 10 дней вышел на работу.

Анализ произошедших несчастных случаев показывает, что их причинами является, в основном, несоблюдение правил техники безопасности. После каждого произошедшего несчастного случая создается комиссия по его расследованию. После выявления причины разрабатываются мероприятия по устранению и недопущению в будущем подобных несчастных случаев.

Ежегодно проводится обучение работников требованиям промышленной безопасности и охраны труда. На всех производственных участках разработаны инструкции по профессиям, а также инструкции безопасности по каждому виду работ. Также разработаны карманные памятки по технике безопасности для каждого работника.

Исключительно важное место в системе охраны труда занимает пропаганда вопросов безопасности с помощью различных средств наглядной агитации, одним из основных среди прочих является создание учебных видеороликов по пропаганде безопасных методов и приемов производства работ.

Согласно требованиям Единой системы управления охраной труда, в РД КМГ организован 5-этапный контроль над состоянием безопасности, охраны труда и окружающей среды. В дочерних и зависимых организациях создаются постоянно действующие комиссии, в состав которых входят директора департаментов и ведущие специалисты организации. Их деятельность направлена на повышение безопасности трудовых и производственных процессов, предупреждение нарушений в области охраны труда при организации и осуществлении производственных процессов на основе приведения условий труда, рабочих мест и участков к нормативным требованиям и снижению производственного риска.

В течение года во всех производственно-структурных подразделениях в рамках проведенных поэтапных проверок разрабатываются мероприятия по устранению выявленных недостатков и нарушений, принимаются дисциплинарные меры к ответственным работникам. Выполнение разработанных мероприятий находится под контролем руководства.

Социальная политика **продолжение**

Во всех цехах производственно-структурных подразделений на ежемесячной основе, также в самих производственно-структурных подразделениях ежеквартально подводят итоги проведенных работ по вопросам обеспечения промышленной безопасности и охраны труда на производстве; также совещания проводятся на уровне дочерних организаций по итогам полугодия и года.

В 2014 году сданы в эксплуатацию две автозаправочные станции, находящиеся на месторождении ОМГ. Реализация данного проекта позволила дислоцировать спецтехнику непосредственно на месторождениях, что позволило уменьшить интенсивность движения на автотрассе от города до месторождения и обратно, оптимизировать процесс заправки автотранспортных средств, также улучшилось качество обслуживания.

В целях предотвращения возможных рисков и своевременного реагирования при тушении пожара, в 2014 году сданы в эксплуатацию два пожарных депо в ОМГ. Одно из них построено на территории нефтегазодобывающего управления №2, а второе – в УПНиПО.

В целях недопущения и предотвращения случаев производственного травматизма, необходимо совершенствование действующей организационной структуры, направленное на ужесточение контроля над соблюдением требований безопасности и охраны труда, а также выполнение организационных мероприятий, направленных на улучшение условий труда.

Для достижения поставленных задач, а также для совершенствования действующей системы охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды в перспективе, запланирован ряд мероприятий:

«Программа по улучшению культуры безопасности работников», которая предусматривает внедрение оценки рисков, анализа безопасного производства работ, поведенческие аудиты и управление

подрядными организациями. Программа даст возможность последовательно и устойчиво снижать производственные риски за счет постоянного совершенствования системы управления безопасностью и достижения высокого уровня культуры безопасности, основанной на лидерстве и личной приверженности руководителей, способности людей предвидеть и предупреждать возможные риски и происшествия. Для внедрения данной программы будут привлечены консультанты и эксперты, которые имеют высокую квалификацию и международный опыт.

«Внедрение автоматизированной информационно-управляющей системы по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды», которая сокращает трудозатраты на сбор и обработку данных, обеспечивает мониторинг расследований и контроль, автоматизирует процесс подготовки оперативной и периодической отчетности, а также предоставляет мощные аналитические возможности для анализа существующих данных, обеспечивая при этом возможности контроля вводимой информации в целях снижения рисков ошибок.

Система состоит из нескольких модулей. На первоначальном этапе планируется внедрить следующие модули:

- Управление происшествиями;
- Аудиты и проверки;
- Ежемесячная отчетность;
- Средства индивидуальной защиты и оборудование;
- Управление обучением.

Охрана окружающей среды

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 2014 году на осуществление природоохранных мероприятий затрачено 5,3 млрд тенге (29,4 млн долл. США).

Затраты по охране окружающей среды млрд тенге

	2013	2014
ОМГ	1,5	3,4
ЭМГ	0,8	1,9
Всего	2,3	5,3

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

Основой осуществления контроля за негативным воздействием производства на окружающую среду в ОМГ и ЭМГ является проведение производственного экологического контроля. Экологический контроль организован в соответствии с Программой экологического контроля, а также требованиями природоохранного законодательства и нормативно-методических документов, регламентирующих этот вид природоохранной деятельности.

Программа определяет порядок и методы проведения производственного мониторинга состояния компонентов природной среды: атмосферного воздуха, сточных и подземных вод, почв, растительности, животного мира и радиозоологического 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 контроль со стороны специалистов Компании с постоянным выездом на месторождения.

5 июня 2014 года между Министерством окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан, Министерством нефти и газа Республики Казахстан, АО НК «КазМунайГаз» (в составе РД КМГ и ОМГ) был подписан Меморандум о сотрудничестве в сфере охраны окружающей среды в части предотвращения, снижения и ликвидации замазученных земель и утилизации отходов.

Меморандумом предусмотрен план мероприятий по ликвидации замазученных земель и утилизации отходов, размещенных на 11-ти шламонакопителях ОМГ со сроком реализации до конца 2021 года. В течение 2014 года была

проведена работа по сравнению и выбору технологии по переработке замазученного грунта, а также начаты опытно-промышленные испытания на эффективность выбранной технологии.

В 2014 году из имеющихся на территории месторождений ОМГ более 2,4 млн тонн отходов завершилась ликвидация 470 тыс. тонн, в том числе утилизация 52 тыс. тонн замазученного грунта с использованием энергоаккумулирующей добавки на основе гуматосодержащих композиционных материалов. Данная технология утилизации является научной разработкой Института химических наук имени А.Бектурова, в соответствии с которой нейтрализованный грунт планируется использовать в составе материалов для дорожного строительства.

Кроме того, по ЭМГ имелось более 280 тыс. тонн отходов, из них утилизировано более 270 тыс. тонн.

В целях исключения возможного риска предъявления штрафных санкций, с начала текущего года проводятся работы по инвентаризации на выявление оставшихся и вновь образованных нефтезагрязненных участков на территории месторождений ОМГ и ЭМГ. По результатам планируется провести работы по очистке нефтезагрязненных земель биологическим методом.

РД КМГ изучает передовые мировые технологии по утилизации отходов. В отчетном году был проведен ряд опытно-промышленных испытаний, в том числе на эффективность метода гидродинамической очистки, получены положительные результаты. Эта технология позволяет обеспечить экологическую безопасность и оказывает наименьшее воздействие на окружающую среду.

Социальная политика **продолжение**

Очистка радиоактивных труб

В процессе добычи нефти, в том числе на месторождении Узень, на поверхностях напорно-компрессорных труб и другого оборудования откладываются радиоактивные соли и металлы. До недавних пор такое оборудование размещалось на полигоне временного хранения ОМГ. Параллельно Компания проводила опытно-промышленные испытания различных технологий по их очистке. В течение 2014 года специализированной подрядной организацией в ОМГ очищено 1000 тонн радиационно-загрязненных труб и оборудования. После очистки трубы и оборудование возвращены в хозяйственный оборот ОМГ для повторного использования. Образованные после очистки в незначительном количестве отходы в виде радиоактивных солей и окалин переданы подрядчиком в специализированные организации для долговременного хранения. В дальнейшем в ОМГ планируется продолжить работы по очистке всех накопленных радиационно-загрязненных труб и оборудования, что позволит уменьшить нагрузку на окружающую среду.

Защита акватории Каспия

Для предотвращения загрязнения Каспийского моря в последние годы Компанией применяется установка многоступенчатой металлической конструкции со специальным наполнителем, укрепляющая береговую линию от оползней, так называемые «матрацы Рено». Таким образом на месторождениях Терен-Узек и Западная Прорва НГДУ «Жылыоймунайгаз» укреплена защитная дамба, протяженностью 5,44 км.

В 2013 году силами АО «Казахский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» разработан проект «Укрепление защитной дамбы Западная Прорва НГДУ «Жылыоймунайгаз» «матрацами Рено», протяженностью 3,162 тыс. км. Реализация данного проекта должна завершиться в 2015 году.

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

Утилизация газа

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

В ЭМГ реализуется ряд программ по утилизации попутного нефтяного газа, нацеленных на поэтапный переход к 100% утилизации, что исключит сжигание попутного газа на факелах. Реализация этих программ даст возможность решить множество экологических задач: снизить выбросы в атмосферу, снизить загрязнение почвы, водных объектов, уменьшить газообразные выбросы, дающие парниковый эффект. На сегодня реализовано два таких проекта: на месторождении НГДУ «Жаикмунайгаз» в Исатайском районе и на Восточном Макате НГДУ «Доссормунайгаз» в Макатском районе.

Проекты предусматривают строительство установок по подготовке попутного нефтяного газа, что позволяет в дальнейшем использовать его для коммунально-бытовых и промышленных предприятий и для технологических нужд собственных промыслов. Излишки газа реализуются населению Исатайского, Макатского и Кызыл-Кугинского районов. Сегодня ведется проектирование установки по очистке попутного нефтяного газа от серы на Прорвинской группе месторождений мощностью 150 млн куб. м в год. Очищенный газ будет направляться в магистральный газопровод Средняя Азия – Центр через газоперерабатывающий завод «Боранколь», принадлежащий МНК «КазМунайТени». Планируется, что проект будет завершен в 2016 году.

Экологические проверки

В 2014 году Компания получила несколько уведомлений по результатам проверки на предмет соблюдения экологического законодательства.

Экологическая проверка ОМГ за 2012–2013 гг.

24 января 2014 года ОМГ получило уведомление от Департамента экологии Мангистауской области об уплате административного штрафа в размере 212,6 млрд тенге за размещения замазученного грунта на 11 шламонакопителях без экологического разрешения. Итоговая сумма была определена по результатам проверки, которая охватывала период с 2012 по 2013 год.

Однако данные отходы, находящиеся в вышеуказанных объектах, имеют исторический характер образования. В этой связи определением Специализированного административного суда г. Актау от 21 февраля 2014 года удовлетворена поданная ОМГ жалоба об отмене

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

указанного штрафа в полном объеме. Согласно действующему экологическому законодательству Республики Казахстан, экологическое разрешение выдается за вновь образованные и размещенные отходы.

Кроме того, по вышеуказанному факту 19 февраля 2014 года Департаментом экологии Мангистауской области предъявлена претензия к ОМГ по возмещению ущерба окружающей среде на сумму 327,9 млрд тенге. ЭМГ были приняты меры по обжалованию результата проверки и претензии в Специализированном межрайонном экономическом суде Мангистауской области, который 6 марта 2014 года своим решением признал незаконным акт о результатах проверки и отменил ущерб окружающей среде в полном объеме. 22 апреля 2014 года апелляционная судебная коллегия областного суда Мангистауской области отклонила апелляционную жалобу департамента экологии по Мангистауской области, которая была подана с целью отмены решения Специализированного межрайонного экономического суда Мангистауской области.

Постановлением кассационной судебной коллегии Мангистауского областного суда от 25 июня 2014 года решение Специализированного межрайонного экономического суда Мангистауской области от 6 марта 2014 года и постановление апелляционной судебной

коллегии областного суда Мангистауской области от 22 апреля 2014 года оставлены без изменения. Однако имеется небольшая вероятность, что Департамент экологии подаст надзорную жалобу в Верховный суд. Начисление резервов по данному вопросу не производилось в консолидированной финансовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2014 года.

Сжигание газа в факелах АО «Эмбамунайгаз».

В январе 2014 года Компания получила предписание департамента экологии Атырауской области о возмещении ущерба, причиненного окружающей среде в размере 37,2 млрд тенге за сверхнормативные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от факелов и других источников загрязнения без экологического разрешения.

В результате обжалования предписания Департамента экологии Атырауской области в Генеральной прокуратуре РК и Специализированном межрайонном экономическом суде Атырауской области сумма ущерба, нанесенного окружающей среде, была снижена с 37,2 млрд тенге (202 млн долл. США) до 2,0 млрд тенге (11 млн долл. США). В июне 2014 года данная сумма была выплачена.



Корпоративное Управление

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134



Совет директоров



1 Данияр Берлибаев

Председатель СД*, заместитель председателя правления по корпоративному центру АО НК «КазМунайГаз»

Данияр Берлибаев – был избран членом СД РД КМГ 9 июля 2013 года, председателем СД – 10 июля 2013 года. Окончил Казахский государственный университет им. Аль-Фараби. Является кавалером орденов «Курмет» и «Парасат».

Д.А. Берлибаев занимал различные руководящие должности в нефтегазовой промышленности Казахстана, работая в АО «Интергаз Центральная Азия», АО «КазТрансГаз», АО «НМСК «КазМорТрансФлот», АО «КазМунайГаз-ПМ». Он также является председателем совета директоров компании «Rompetrol» (Румыния), членом наблюдательного совета ТОО «КазРосГаз». Он является членом комитета по назначениям.

2 Абат Нурсеитов

Генеральный директор, председатель Правления РД КМГ

Абат Нурсеитов работал заместителем генерального директора по производству РД КМГ с января 2012 года.

В Компании работает с октября 2006 года. Окончил Казахский политехнический институт им. В. И. Ленина. В нефтегазовом секторе – с 1986 года, прошел трудовой путь от оператора по добыче нефти и газа до начальника ЦДНГ «Жетыбайнефть», занимал разные руководящие должности в КазНИПИнефть, ЗАО «Тургай-Петролеум», казахстанском филиале «ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис». Награжден медалями к 100-летию и 110-летию Казахстана нефти. Он является членом комитета по стратегическому планированию.

3 Тимур Бимагамбетов

Управляющий директор по операционным добывающим активам АО НК «КазМунайГаз»

Окончил Казахский политехнический институт им. В. И. Ленина в 1978 г. Ранее занимал руководящие должности, такие, как заместитель председателя Правления по добыче и техническому развитию, управляющий директор по операционным добывающим активам в АО НК «КазМунайГаз», также являлся генеральным директором ТОО «Курмангазы Петролеум», позже – ТОО «Н Оперейтинг Компани». Тимур Бимагамбетов был избран в СД РД КМГ 29 мая 2012 года, также является членом комитета по стратегическому планированию.

4 Ержан Жангаулов

Управляющий директор по правовому обеспечению АО НК «КазМунайГаз»

Е.А. Жангаулов ранее работал руководителем юридической службы, исполнительным директором по правовому обеспечению, советником вице-президента АО НК «КазМунайГаз». Занимал должность директора юридического департамента ЗАО «НК «Транспорт Нефти и Газа», заведующего отделом юридической службы и кадровой работы Управления делами Президента Республики Казахстан, работал консультантом отдела законодательства, обороны и правопорядка Канцелярии Премьер-министра Республики Казахстан, помощником министра юстиции РК. По образованию – юрист, окончил Карагандинский государственный институт в 1992 году.

5 Асия Сыргабекова

Управляющий директор по управлению инвестициями и рисками АО НК «КазМунайГаз»

Асия Сыргабекова с ноября 2013 года и по настоящий момент работает управляющим директором по управлению инвестициями и рисками АО НК «КазМунайГаз». Избрана в состав СД РД КМГ 26 марта 2010 года. С 2003 года являлась первым заместителем председателя Народного банка, а также председателем Правления Народного банка РК с 2004 по 2006 год. С 1998 по 2003 год работала в Национальной нефтегазовой компании, занимая различные высшие руководящие должности в НК «Казахойл», «КазтрансГаз», «КазМунайГаз». В 1982 году окончила факультет экономики Казахского государственного университета. В 1987 году получила квалификацию кандидата экономических наук в Московском финансовом институте.

6 Филип Дэйер

Независимый директор РД КМГ

Филип Дэйер, бакалавр права, член Института присяжных бухгалтеров, получил квалификацию в качестве присяжного бухгалтера в «KPMG», после чего в течение 25 лет занимался инвестиционно-банковской деятельностью, специализируясь на консультациях для 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 «Роснефть» по успешному размещению ценных бумаг в 2006 году. Являлся председателем комитета по аудиту «Dana Petroleum» до ее приобретения компанией KNOС.

В настоящее время является членом советов директоров ряда компаний, а также старшим независимым директором «AVEVA Group». Кроме того, является независимым директором ЗАО «ВТБ Капитал» и ПАО «Северсталь». В мае 2010 года господин Дэйер стал членом СД РД КМГ. Он является председателем комитета по аудиту и членом комитетов по вознаграждениям, назначениям и стратегическому планированию.

7 Эдвард Уолш

Независимый директор РД КМГ

Эдвард Уолш имеет более чем тридцатипятилетний опыт работы в нефтегазовой отрасли. Работал на различных должностях в «Бритиш Петролеум» и «Бритиш Газ» и отвечал за деятельность этих компаний по разведке и добыче в Нигерии, Абу-Даби, Центральной и Юго-Восточной Азии. Является доктором наук по химии твердых веществ Дублинского университета. Избран в СД Компании 28 августа 2006 года. Он является председателем комитетов по стратегическому планированию и назначениям и членом комитетов по аудиту и вознаграждениям.

8 Аластэр Фергюсон

Независимый директор РД КМГ

Аластэр Фергюсон имеет тридцатичетырехлетний опыт работы в нефтегазовой отрасли, преимущественно в ВР. С 2003 года проживает в Москве, начав работать сначала в ТНК-ВР – с 2003 по 2011 год в качестве исполнительного вице-президента по развитию газовой промышленности, позже развив собственный консультационный бизнес для консультирования клиентов по российской и украинской энергетике. Является независимым директором JKK Oil & Gas и старшим советником в XENON Capital Partners. С 1 января 2015 года назначен председателем Совета директоров Zoltav Resources. С октября 2013 года является членом СД РД КМГ и председателем комитета по вознаграждениям и членом комитетов по аудиту и стратегическому планированию.

* Кристофер Хопкинсон

Председатель Совета директоров
Первый заместитель председателя
Правления АО НК «КазМунайГаз»

*С января 2015 года пост председателя СД занимает Кристофер Хопкинсон

Кристофер Хопкинсон окончил университет Сент-Эндрюс (St Andrews University) в Шотландии. До работы в НК КМГ занимал должности генерального директора в компаниях International Petroleum, Imperial Energy и первого вице-президента по североафриканским активам Группы BG. Ранее в своей карьере он работал на разных должностях в компаниях Shell и ТНК-ВР.

Корпоративное управление

РД КМГ стала одной из первых казахстанских компаний, применяющих практику корпоративного управления, соответствующую мировым стандартам. От его уровня зависит доверие инвесторов к Компании, ее менеджменту.

РД КМГ разработала и внедрила эффективную систему, устанавливающую отношения между Советом директоров (СД), Правлением и акционерами. Такая система обеспечивает постоянный поиск лучших инвестиционных возможностей для Компании и соблюдения интересов всех акционеров.

Регулирование отношений с основным акционером является одной из важнейших задач системы корпоративного управления Компании. Между РД КМГ и материнской компанией НК «КазМунайГаз» существует Договор о взаимоотношениях, который устанавливает предпринимательскую независимость РД КМГ и её обязанность действовать в интересах всех своих акционеров. В СД Компании работают три независимых директора. Они 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. Так, влияние независимых директоров осуществляется благодаря законодательно закрепленному требованию о необходимости их присутствия на заседаниях СД в количестве не менее половины от их общего числа для наличия кворума; в их членстве и председательстве во всех комитетах СД, а также в голосовании только Независимых директоров по вопросам, связанным с утверждением сделок с заинтересованностью. Такое распределение функциональных обязанностей помогает принимать более взвешенные и эффективные решения в соответствии с лучшей практикой.

Совет директоров РД КМГ

Органом управления Компании является 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 Данияра Берлибаева, являются представителями АО «Национальная компания «КазМунайГаз». В СД также входят три независимых директора. Общий численный состав СД равен 8 членам.

Соблюдение Кодекса корпоративного управления

Данный раздел годового отчета был разработан в соответствии с правилами раскрытия и прозрачности Управления по Контролю Финансовых Организаций Великобритании (FCA's Disclosure and Transparency Rules) 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, в соответствии с DTR 7.2, Компания обязана предоставлять в своем годовом отчете информацию о соблюдении ею казахстанского кодекса корпоративного управления, равно как и информацию о действующих принципах корпоративного управления, применяемых в дополнение к практике, соблюдение которой требуется законодательством Республики Казахстан.

В связи с принятием Советом по финансовой отчетности (Financial Reporting Council) – независимым регулятором Великобритании по вопросам совершенствования корпоративного управления – Кодекса корпоративного управления Великобритании в мае 2010 года, в 2012 году Кодекс корпоративного управления Компании был принят в новой редакции, в целях соответствия Кодексу корпоративного управления Великобритании, за исключением отдельных положений. Информация об имеющихся отличиях действующей в Компании практики корпоративного управления от практики, описанной в Кодексе корпоративного управления Великобритании, приведена в настоящем разделе годового отчета.

Директоры признают важность корпоративного управления и поддерживают развитие стандартов корпоративного управления в Компании. Компания намерена развивать и применять положения корпоративного управления, которые устанавливают дополнительные обязанности для Компании, чем согласно законодательству Республики Казахстан.

Казахстанский Кодекс корпоративного управления и Кодекс корпоративного управления компании

В казахстанском Кодексе корпоративного управления изложена лучшая практика корпоративного управления в Казахстане. Казахстанский Кодекс корпоративного управления составлен с учетом существующего международного опыта в области корпоративного управления и Рекомендаций по применению принципов корпоративного управления казахстанскими акционерными обществами, утвержденных решением Экспертного совета по вопросам рынка ценных бумаг при Национальном банке Республики Казахстан в сентябре 2002 года. Кодекс одобрен Советом Ассоциации финансистов Казахстана в марте 2005 года и Советом эмитентов в феврале 2005 года.

Компания приняла казахстанский Кодекс корпоративного управления в качестве своего Кодекса корпоративного управления. В 2012 году Кодекс корпоративного управления Компании был обновлен – в целях его соответствия также Кодексу корпоративного управления Великобритании, принятому в 2010 году (за исключением некоторых положений, информация по которым приведена в настоящем разделе годового отчета). Принятые Компанией изменения устанавливают обязательства РД КМГ по корпоративному управлению в дополнение к предусмотренным Казахстанским кодексом корпоративного управления. Компания считает, что эти дополнительные изменения значительно укрепляют принимаемый Компанией режим корпоративного управления. РД КМГ также принимает во внимание другие 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 казахстанского Кодекса корпоративного управления):

- 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 РД КМГ.
- В течение 2014 года Компания соблюдала положения казахстанского Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах.
- В течение 2014 года Компания соблюдала положения своего Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах, за исключением следующего:
- Кодекс корпоративного управления Компании предусматривает проведение директорами заседания без участия председателя СД, как минимум, один раз в год – для оценки результатов деятельности председателя СД, и в других случаях, по мере необходимости.
- СД принял решение не проводить оценку деятельности СД за 2014 год с привлечением внешнего консультанта, поскольку осуществлялась оценка деятельности за 2013 год. СД принял решение отложить проведение внутренней оценки своей деятельности за 2014 год в связи с недавним избранием председателя СД.
- Кодекс корпоративного управления Компании предусматривает обязанность СД (вместе с комитетом по вопросам внутреннего аудита), как минимум, один раз в год осуществлять оценку эффективности системы управления рисками.
- Отдельный комитет по рискам при СД не создавался, и указанные выше полномочия отнесены к компетенции комитета СД по аудиту, в соответствии с положением
- Введены дополнительные принципы корпоративного управления:
 - принцип независимой деятельности общества
 - принцип ответственности
 - Некоторые принципы дополнены различными положениями, такими как:
 - принципы социальной политики;
 - положения о структуре взаимоотношений с акционерами Компании;
 - разделение полномочий между председателем СД и Генеральным директором;

Корпоративное управление **продолжение**

комитета. Подробная информация о деятельности комитета по аудиту представлена на стр. 85-86 данного отчета. В 2014 году система управления рисками Компании была продиагностирована внешним аудитором – компанией EY. По результатам диагностики Компанией были разработаны и одобрены планы по дальнейшему развитию системы управления рисками в 2014–2015 годах.

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 одной трети 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 также гласит, что Совет директоров должен назначить одного из независимых директоров в качестве старшего независимого директора.

Кодекс корпоративного управления Компании не предусматривает назначение СД старшего независимого директора, учитывая существующую на данное время

структуру акционеров. Требование наличия старшего независимого директора будет время от времени рассматриваться.

- 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.

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 по раскрытию и прозрачности Листингового агентства Великобритании (UKLA's Disclosure and Transparency Rules), каждый член СД (см. стр. 78-79), 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 руководства включает достоверные данные по результатам финансово-хозяйственной деятельности и финансового состояния Компании, ее общих обязательств с дочерними предприятиями, а также описание важнейших рисков и неопределенностей, с которыми они сталкиваются.

Структура СД

По состоянию на 31 декабря 2014 года СД состоял из восьми членов, которыми являлись:

ФИО	Должность
Данияр Берлибаев	председатель СД
Абат Нурсеитов	член СД (Генеральный директор)
Ержан Жангаулов	член СД
Асия Сыргабекова	член СД
Тимур Бимагамбетов	член СД
Филип Дэйер	независимый директор
Эдвард Уолш	независимый директор
Аластэр Фергюсон	независимый директор

14 апреля 2014 года решением общего собрания акционеров персональный состав действующего СД был избран на срок полномочий, установленный с 14 апреля 2014 года по 13 апреля 2015 года.

По итогам внеочередного общего собрания акционеров 13 января 2015 года были приняты следующие решения:

- досрочно прекращены полномочия члена Совета директоров Берлибаева Данияра Амирбаевича;
- членом Совета директоров избран Кристофер Саймон Хопкинсон на срок полномочий Совета директоров Компании в целом.

20 января 2015 года решением Совета директоров Кристофер Саймон Хопкинсон был избран председателем Совета директоров Компании и членом комитета по назначениям.

В соответствии с Кодексом корпоративного управления Компании, СД установил факт независимости директоров и считает, что Филип Дэйер, Эдвард Уолш 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

В 2014 году в состав Правления Компании входили руководители высшего звена, включая генерального директора и его заместителей.

Члены Правления по состоянию на 31 декабря 2014 года:

ФИО	Должность
Абат Нурсеитов	генеральный директор и председатель Правления
Каирбек Елеусинов	заместитель генерального директора по производству
Малик Сәулебай	руководитель аппарата
Дастан Абдулгафаров	управляющий директор по развитию бизнеса
Ботагоз Аширбекова	управляющий директор по управлению и развитию персонала
Шэйн Дрейдер	финансовый директор – финансовый контролер

Корпоративное управление **продолжение**

В течение 2014 г. на основании решения СД Компании в состав Правления были внесены следующие изменения:

1. 18 марта 2014 года принято решение избрать членом Правления Общества Абдулгафарова Дастана Елемесовича – управляющего директора по развитию бизнеса;
2. 16 сентября 2014 года принято решение о досрочном прекращении полномочий члена Правления Общества Фрейзера Бенджамина Пола и избрании члена правления Дрейдера Шейна Эндрю.

С 12 января 2015 года на основании решения Совета директоров Компании в состав Правления внесены следующие изменения:

1. Принято решение определить количественный состав Правления Компании – 7 человек;
2. Принято решение избрать членом Правления Илеуова Азиза Токшалыковича – управляющего директора по развитию бизнеса, на срок полномочий Правления в целом.

Дастан Абдулгафаров, который ранее занимал должность управляющего директора по развитию бизнеса назначен на должность заместителя генерального директора по экономике и финансам.

Ответственность СД и Правления

Распределение полномочий между СД, Правлением и генеральным директором Компании определяется Уставом Компании в разделах 12 и 13. Также полномочия и ответственность СД и Правления регламентированы Положением о СД и Положением о Правлении.

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

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

СД проводит заседания на регулярной основе и по мере необходимости.

За 2014 год СД провел 50 заседаний, включая 7 заседаний в очной форме, 43 заседания – в заочной форме.

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

- Утверждение бюджетов и бизнес-планов Компании;
- Вопросы геологоразведки;
- Вопросы охраны окружающей среды, здоровья и техники безопасности;
- Вопросы о внесении изменений в контракты на недропользование;
- Вопросы о реструктуризации дочерних зарубежных организаций;
- Вопросы взаимоотношений с аффилированными лицами, в том числе дочерними организациями НК КМГ;
- Одобрение Компанией сделок с заинтересованностью (сделки АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз». Более подробная информация приведена в консолидированной финансовой отчетности и в отчете «Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности») на стр 94;
- Вопросы деятельности юридических лиц, десять и более процентов акций (долей участия в уставном капитале) которых принадлежит Компании;
- О процессе возврата контрактных территорий;
- О внедрении Единой системы оплаты труда работников в группе компаний Компании;
- Избрание членов Правления;
- Определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления;
- Предварительное утверждение консолидированной отчетности за 2013 год;
- Внесение предложений по размеру дивиденда по итогам 2013 года;
- Отчет о работе СД и Правления в 2013 году;
- Отчет по оценке деятельности СД в 2013 году;
- Рассмотрение планов и отчетов службы внутреннего аудита, хода выполнения рекомендаций службы внутреннего аудита;
- Рассмотрение предложенной ФНБ «Самрук-Қазына» методики расчетов КПД EVA (прирост стоимости компании и расширенные дивиденды).

Присутствие членов СД и членов комитетов на заседаниях СД и комитетов в 2014 году

	СД	Комитет по аудиту	Комитет по назначениям	Комитет по вознаграждениям	Комитет по стратегическому планированию
Количество заседаний, проведенных в 2014 году	50	13	5	5	1
Данияр Берлибаев	50	-	-	-	-
Абат Нурсеитов	50	-	-	-	1
Ержан Жангаулов	50	-	-	-	-
Асия Сыргабекова	50	-	-	-	-
Тимур Бимагамбетов	48	-	-	-	1
Аластэр Фергюсон	50	13	5	5	1
Филип Дэйер	50	13	5	5	1
Эдвард Уолш	50	13	5	5	1

СД в 2014 году были утверждены следующие документы:

- политика по организации страховой защиты Компании и ее дочерних и зависимых организаций;
- политика раскрытия информации в новой редакции;
- положение о службе корпоративного секретаря и должностной инструкции контролера по комплаенс.

СД в 2014 году был создан Независимый комитет при СД Общества 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 Общества. В состав Независимого комитета вошли независимые директора Общества – Филип Дэйер, Эдвард Уолш и Аластэр Фергюсон. Утверждено Положение о Независимом комитете при СД Общества.

Правление является исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. В 2014 году на регулярной основе и по мере необходимости было проведено 40 заседаний Правления Компании.

В 2014 году Правлением Компании одобрен ряд мероприятий по реализации проектов по приобретению нефтегазовых активов. Кроме того, заключены заинтересованные сделки о привлечении ДЗО в качестве операторов по контрактам АО «РД «КМГ» на разведку и/или совмещенную разведку и добычу.

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

Комитет по аудиту

Члены Комитета по аудиту

В 2014 году в состав указанного Комитета входили только независимые директора, а именно: Филип Дэйер (председатель комитета), Эдвард Уолш и Аластэр Фергюсон. Назначение в Комитет по аудиту осуществляется на период до трех лет, который может быть продлен по решению СД не более чем на два дополнительных периода по три года, при условии, что члены Комитета по аудиту остаются независимыми.

Ответственность и обязанности Комитета по аудиту

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

Корпоративное управление **продолжение**

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.

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 2014 году

В течение 2014 года Комитетом по аудиту проведено 13 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 2014 году Комитет по аудиту рассмотрел следующие вопросы:

- Финансовая отчетность
 - рассмотрение вопросов подготовки финансовой отчетности в соответствии с МСФО;
 - утверждение квартальных и годовых финансовых отчетов для раскрытия на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах;
 - одобрение пресс-релизов по финансовой отчетности и обзоров результатов финансово-хозяйственной деятельности.
- Внутренний аудит
 - рассмотрение и одобрение плана работы службы внутреннего аудита;
 - кадровые вопросы службы внутреннего аудита;
 - оценка эффективности внутреннего аудита;
 - рекомендации по определению внешнего аудитора;

- мониторинг системы управления рисками и внутреннего контроля;
- прогнозы движения денежных средств Компании;
- соблюдение политики управления денежными средствами;
- вопросы Комплаенс.

Комитет по вознаграждениям

Члены Комитета по вознаграждениям

В 2014 году в состав указанного Комитета входили только независимые директора. Аластэр Фергюсон (председатель комитета), Филип Дэйер и Эдвард Уолш. Сроки полномочий членов Комитета совпадают со сроками их полномочий в качестве членов СД.

Ответственность и обязанности Комитета по вознаграждениям

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

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

Комитет по вознаграждениям осуществляет надзор за 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.

Общие суммы вознаграждений, начисленных независимым директорам за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, указаны в нижеследующей таблице:

ФИО	Годовое 000 \$ US	Физическое участие 000 \$ US	Телефон-видео участие 000 \$ US	Заседания независимых директоров 000 \$ US	Возглавление комитета 000 \$ US	Итого 2014 (за вычетом налогов) 000 \$ US	Итого 2014 (включая налоги) 000 KZT
Аластэр Фергюсон	150	70	0	20	15	255	51 700
Эдвард Уолш	150	70	0	20	15	255	51 700
Филип Дэйер	150	70	0	20	25	265	53 728
Итого	450	210	0	60	55	775	157 128

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 2014 году

В течение 2014 года Комитет по вознаграждениям провел 5 заседаний. Заседания Комитета проводятся по мере необходимости, но в любом случае не реже одного раза в шесть месяцев. Заседания могут созываться по инициативе председателя комитета, члена комитета или по решению СД.

В 2014 году Комитет по вознаграждениям рассмотрел такие вопросы, как:

- Определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления, работников службы внутреннего аудита и корпоративного секретаря.
- Вопросы, относящиеся к Опционной программе

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 2014 года составляет 337 348 тыс. тенге.

Комитет по назначениям

В 2014 году в состав Комитета по назначениям входили: Данияр Берлибаев, Эдвард Уолш (и. о. председателя комитета), Филип Дэйер и Аластэр Фергюсон. 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 Компании, 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 2014 год

В течение 2014 года Комитетом было проведено 5 заседаний, где были рассмотрены вопросы:

- рекомендации СД по составу комитетов СД;
- рекомендация об избрании члена Правления;
- рекомендация о назначении корпоративного секретаря.

Комитет по стратегическому планированию

В 2014 году в состав Комитета по стратегическому планированию входили: Эдвард Уолш (председатель комитета), Тимур Бимагамбетов, Абат Нурсеитов, Филип Дэйер и Аластэр Фергюсон. Целью деятельности Комитета является разработка и предоставление рекомендаций СД Компании по вопросам выработки приоритетных направлений деятельности Компании и стратегии ее развития.

Корпоративное управление **продолжение**

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%

Деятельность Комитета по стратегическому планированию в 2014 году

В течение 2014 года Комитетом было проведено 1 заседание, где были рассмотрены вопросы:

- Стратегия АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» в отношении сохранения положительного баланса доходов и расходов на ближайшие 10 лет;
- Программа трансформации – ключевой драйвер роста стоимости группы ФНБ «Самрук-Қазына».

Основные акционеры и/или держатели ГДР

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, ниже представлен список держателей ценных бумаг Компании, которые по состоянию на 31 декабря 2014 года владеют акциями, 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, равнозначном около 11% акций Компании в форме ГДР.

Договоры директоров, письма о назначении директоров и трудовые договоры членов правления

Трудовые договоры членов правления

Все члены Правления заключили с Компанией трудовые договоры, по которым им обычно предоставляются 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.

Внутренний контроль и управление рисками

В Компании функционирует система внутреннего контроля и 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 системы внутреннего контроля обеспечивает уровень независимости, необходимый для ее эффективного функционирования, и соответствует передовой международной практике в данной области.

В 2014 году система управления рисками Компании была продиагностирована внешним аудитором – компанией EY. По результатам диагностики Компанией были разработаны и одобрены планы по дальнейшему развитию системы управления рисками в 2014–2015 гг.

Ключевые элементы системы внутреннего контроля Компании включают в себя:

- внутреннюю документацию Компании, такую как финансовая, операционная, административная политика, политику по управлению денежными средствами и другие процедуры;

- постоянный мониторинг операционной, финансовой деятельности и работы, связанной с соблюдением требований техники безопасности в Компании.

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

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. 60-65, кроме того, информация по финансовым рискам может быть найдена в Примечаниях к консолидированной финансовой отчетности, начиная со стр. 127-129.

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 абсолютных бенефициарных владельцев акций или ГДР, которые: 1) являются резидентами Великобритании в налоговых целях; 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, например, дилерам; 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 или пенсионные фонды.

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

Подходный налог у источника выплаты

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

Налогообложение дивидендов

Держатель из Великобритании, получающий дивиденд по акциям или ГДР, может быть обязан уплатить подходный или корпоративный налог Великобритании (в зависимости от случая) на валовую сумму дивиденда, выплаченного до вычета казахстанских налогов у источника выплаты, с учетом наличия какой-либо суммы в зачет казахстанского налога у источника выплаты. Держатель из Великобритании – физическое лицо, являющееся резидентом и проживающее в Великобритании, будет уплачивать подходный налог Великобритании на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР, и имеет право на невозмещаемый налоговый кредит, который равен одной девятой от полученного дивиденда.

Держатель из Великобритании – физическое лицо, являющееся резидентом, но не проживающее в Великобритании и имеющее право, и предпочитающее налогообложение Великобритании на основе перевода средств, будет уплачивать подходный налог Великобритании на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР, в той мере, в которой дивиденд перечислен или считается перечисленным в Великобританию, а также имеет право на невозмещаемый налоговый кредит, который равен одной девятой от полученного дивиденда.

Держатель акций из Великобритании, в целях налогообложения являющийся компанией-резидентом Великобритании, не подлежит 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 и предпочитающим налогообложение в Великобритании на основе перевода средств, 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.

Консолидированная финансовая отчётность

- 94 Отчёт независимых аудиторов
- 96 Консолидированный отчёт о финансовом положении
- 97 Консолидированный отчёт о совокупном доходе
- 98 Консолидированный отчёт о движении денежных средств
- 99 Консолидированный отчёт об изменениях в капитале
- 100 Примечания к консолидированной финансовой отчётности

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134



Отчёт Независимых Аудиторов

Акционерам и руководству Акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности Акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее «Компания»), которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2014 года и консолидированный отчёт о совокупном доходе, консолидированный отчёт об изменениях в капитале и консолидированный отчёт о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информации о существенных аспектах учётной политики и другой пояснительной информации.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчётности

Руководство несёт ответственность за подготовку и достоверное представление данной финансовой отчётности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности и за систему внутреннего контроля, необходимую, по мнению руководства, для составления консолидированной финансовой отчётности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в выражении мнения о данной консолидированной финансовой отчётности на основе проведённого нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют соблюдения нами этических норм, а также планирования и проведения аудита таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что консолидированная финансовая отчётность не содержит существенных искажений.

Аудит включает в себя проведение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств, подтверждающих числовые показатели в консолидированной финансовой отчётности и раскрытие в ней информации. Выбор процедур является предметом суждений аудитора, включая оценку риска существенных искажений консолидированной финансовой отчётности, допущенных вследствие недобросовестных действий или ошибки. В процессе оценки данного риска аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, обеспечивающую составление и достоверность консолидированной финансовой отчётности, с целью выбора существующих аудиторских процедур, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля организации. Аудит также включает в себя оценку надлежащего характера применяемой учётной политики и обоснованности оценочных показателей, полученных руководством, а также оценку представления консолидированной финансовой отчётности в целом.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения.

Стратегический обзор	04 – 75
Корпоративное управление	76 – 91
Консолидированная финансовая отчетность	92 – 133
Информация для акционеров	134

Мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение Акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и его дочерних организаций на 31 декабря 2014 года, а также их финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.



Джеймс Дакер
Партнёр по аудиту

Адиль Сыздыков
Аудитор

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

Евгений Жемалетдинов
Генеральный директор ТОО «Эрнст энд Янг»

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

24 февраля 2015 г.

ТОО «Эрнст энд Янг»
пр. Аль-Фараби, 77/7
здание «Есентай Тауэр»
г. Алматы, 050060
Республика Казахстан
Тел.: +7 (727) 258 59 60
Факс: +7 (727) 258 59 61

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный отчет о финансовом положении

В миллионах тенге

		На 31 декабря	
	Прим.	2014	2013
Активы			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	156.436	350.675
Нематериальные активы	6	10.855	12.064
Инвестиции в совместные предприятия	8	95.177	88.967
Инвестиции в ассоциированную компанию	9	116.054	107.095
Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия	8	13.808	13.222
Займы к получению от совместных предприятий	8	25.738	18.402
Прочие финансовые активы	7	18.567	21.711
Активы по отсроченному налогу	20	84.067	34.356
НДС к возмещению	24	42.300	–
Прочие активы		15.472	19.542
Итого долгосрочных активов		578.474	666.034
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	26.357	27.422
Предоплата по подоходному налогу		23.916	43.684
Предоплата по налогам и НДС к возмещению	24	37.831	72.169
Предоплата по налогу на добычу полезных ископаемых и рентному налогу		2.581	1.967
Расходы будущих периодов		30.011	22.067
Торговая и прочая дебиторская задолженность	7	56.570	153.219
Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия	8	4.658	3.969
Займы к получению от совместных предприятий	8	7.692	3.933
Прочие финансовые активы	7	535.513	482.006
Денежные средства и их эквиваленты	7	180.245	119.036
Итого текущих активов		905.374	929.472
Итого активов		1.483.848	1.595.506
Капитал			
Уставный капитал	11	163.004	162.969
Прочие резервы		2.355	2.482
Нераспределенная прибыль		1.098.170	1.185.815
Прочие компоненты капитала		75.587	22.509
Итого капитал		1.339.116	1.373.775
Обязательства			
Долгосрочные обязательства			
Займы		4.218	4.291
Обязательство по отсроченному налогу	20	569	881
Резервы	13	34.929	34.203
Итого долгосрочных обязательств		39.716	39.375
Текущие обязательства			
Займы		3.000	2.503
Резервы	13	8.287	20.067
Подоходный налог к уплате		15	29.341
Налог на добычу полезных ископаемых и рентный налог к уплате		34.200	61.956
Торговая и прочая кредиторская задолженность		59.514	68.489
Итого текущих обязательств		105.016	182.356
Итого обязательств		144.732	221.731
Итого обязательств и капитала		1.483.848	1.595.506

Примечания на страницах 100-133 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчет о совокупном доходе

В миллионах тенге

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря	
		2014	2013
Доходы	14	845.770	816.712
Доля в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	8, 9	60.191	50.866
Финансовый доход	19	20.762	20.577
Итого выручка и прочие доходы		926.723	888.155
Производственные расходы	15	(211.900)	(162.035)
Расходы по реализации, общие и административные расходы	16	(102.568)	(92.360)
Расходы на разведку		(2.127)	(13.125)
Износ, истощение и амортизация	5, 6	(59.485)	(47.144)
Налоги, помимо подоходного налога	17	(328.211)	(311.688)
Обесценение основных средств	18	(256.683)	(60.099)
Убыток от выбытия основных средств		(4.221)	(4.475)
Финансовые затраты	19	(8.952)	(8.085)
Положительная курсовая разница, нетто	2	108.997	11.216
Прибыль до налогообложения		61.573	200.360
Расходы по подоходному налогу	20	(14.535)	(58.531)
Прибыль за год		47.038	141.829
Курсовая разница от пересчета валют	2	53.078	4.500
Прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		53.078	4.500
Итого совокупный доход за год, за вычетом налогов		100.116	146.329
ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ - в тысячах тенге			
Базовая и разводнённая	12	0,69	2,08

Примечания на страницах 100-133 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчет о движении денежных средств

В миллионах тенге

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря	
		2014	2013
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		61.573	200.360
Корректировки для прибавления/(вычета) неденежных статей			
Износ, истощение и амортизация	5, 6	59.485	47.144
Доля в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	8, 9	(60.191)	(50.866)
Убыток от выбытия основных средств		4.221	4.475
Обесценение основных средств	18	256.683	60.099
Расходы на нерезультативные разведочные скважины по активам по разведке и оценке	6	1.263	10.971
Признание выплат, основанных на долевыми инструментах		–	145
Изъятие долевыми инструментами		(127)	(137)
Нереализованный доход от курсовой разницы от внеоперационной деятельности		(76.188)	(5.533)
Прочие неденежные доходы и расходы		247	7.898
Плюс финансовые затраты	19	8.952	8.085
Минус финансовый доход	19	(20.762)	(20.577)
Корректировки оборотного капитала			
Изменение в прочих активах		2.129	376
Изменение в товарно-материальных запасах		1.021	(549)
Изменение предоплаты по налогам и НДС к возмещению		(12.299)	(16.436)
Изменение в расходах будущих периодов		(7.947)	(6.525)
Изменение в торговой и прочей дебиторской задолженности		96.684	(51.906)
Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности		(8.629)	(20.371)
Изменение в налоге на добычу полезных ископаемых и рентном налоге к уплате и предоплаты по ним		(26.570)	11.128
Изменение в резервах		4.073	(1.805)
Подходный налог уплаченный		(87.214)	(77.544)
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности		196.404	98.432
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(132.186)	(140.402)
Поступления от продажи основных средств		224	582
Приобретение нематериальных активов		(2.042)	(8.628)
Займы, предоставленные совместным предприятиям	8	(3.895)	(11.252)
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированной компании, за вычетом налога у источника выплаты	8, 9	73.945	64.138
Вознаграждение, полученное от инвестиций в долговые инструменты НК КМГ	7	–	4.734
Поступления от погашения инвестиций в долговые инструменты НК КМГ	7	–	135.243
Поступления от выбытия/(Покупка) финансовых активов, удерживаемых до погашения		23.617	(78.520)
Поступления от продажи прочих финансовых активов		155	–
Погашение займов к получению от связанных сторон		4.866	4.088
Вознаграждение полученное		14.654	7.130
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		(20.662)	(22.887)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Погашение займов		(1.093)	(1.079)
Дивиденды, уплаченные акционерам Компании	3, 11	(128.995)	(109.979)
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности		(130.088)	(111.058)
Чистое изменение денежных средств и их эквивалентов		45.654	(35.513)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	7	119.036	154.705
Положительная курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам		15.555	(156)
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	7	180.245	119.036

Примечания на страницах 100-133 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

В миллионах тенге

	Уставный капитал	Выкупленные собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Резерв по пересчёту валют	Итого капитал
На 31 декабря 2012 года	263.095	(100.143)	2.474	1.154.335	18.009	1.337.770
Прибыль за год	–	–	–	141.829	–	141.829
Прочий совокупный доход	–	–	–	–	4.500	4.500
Итого совокупный доход	–	–	–	141.829	4.500	146.329
Признание выплат, основанных на долевых инструментах (Примечание 11)	–	–	145	–	–	145
Изъятие долевых инструментов (Примечание 11)	–	–	(137)	–	–	(137)
Исполнение опционов работников (Примечание 11)	–	17	–	–	–	17
Дивиденды (Примечание 11)	–	–	–	(110.349)	–	(110.349)
На 31 декабря 2013 года	263.095	(100.126)	2.482	1.185.815	22.509	1.373.775
Прибыль за год	–	–	–	47.038	–	47.038
Прочий совокупный доход	–	–	–	–	53.078	53.078
Итого совокупный доход	–	–	–	47.038	53.078	100.116
Изъятие долевых инструментов (Примечание 11)	–	–	(127)	–	–	(127)
Исполнение опционов работников (Примечание 11)	–	35	–	–	–	35
Дивиденды (Примечание 11)	–	–	–	(134.683)	–	(134.683)
На 31 декабря 2014 года	263.095	(100.091)	2.355	1.098.170	75.587	1.339.116

Примечания на страницах 100-133 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Примечания к консолидированной финансовой отчётности

В миллионах тенге, если не указано иное

1. Информация о компании и основные направления деятельности

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту «Компания») учреждено в Республике Казахстан и занимается приобретением, разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья. Основная операционная нефтегазовая деятельность Компании осуществляется в Прикаспийском и Мангистауском бассейнах Западного Казахстана. Основным прямым акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (далее по тексту «НК КМГ» или «Материнская компания»), которое представляет государственные интересы в нефтегазовой отрасли Казахстана, и которое владеет 63,21% акций Компании, находящихся в обращении по состоянию на 31 декабря 2014 года (в 2013 году: 63,22%). Материнская компания полностью принадлежит АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Қазына» (далее по тексту «ФНБ Самрук-Қазына»), которое в свою очередь полностью принадлежит Правительству Республики Казахстан (далее по тексту «Правительство»).

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

2. Обзор существенных аспектов учетной политики

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

2.1. Основа подготовки

Данная консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности («МСФО»). Консолидированная финансовая отчётность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости за исключением финансовых инструментов. Настоящая консолидированная

финансовая отчетность представлена в тенге, и все значения округлены до миллиона, если не указано иное.

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

Курсы валют

Официальный курс Казахстанского тенге к доллару США на 31 декабря 2014 года, и 31 декабря 2013 года составлял 182,35 и 153,61 тенге к доллару США соответственно.

Основная часть дохода от курсовой разницы в иностранной валюте, признанная Компанией в течение 2014 года, относится к девальвации тенге, которая произошла 11 февраля 2014 года. Курсы валют до и после девальвации составляли около 155 тенге к доллару США и колебались от 181 до 185 тенге к доллару США, соответственно.

Принятые стандарты бухгалтерского учёта и интерпретации

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

МСБУ 32	Презентация-Взаимозачет Финансовых Активов и Финансовых обязательств;
КРМФО 21	Обязательные платежи;
МСФО 10, МСФО 12, МСБУ 27	Инвестиционные организации;
МСБУ 39	Финансовые инструменты: Новация Производных и Продолжение Учета Хеджирования.

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

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчетности Компании, и которые, по мнению Компании, после применения повлияют на раскрытия, финансовое положение или результаты деятельности.

Компания намерена применить эти стандарты, в случае необходимости, с даты их вступления в силу:

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

МСФО 9	Финансовые инструменты: классификация и оценка (1 января 2018 г.)
МСФО 15	Выручка по договорам с покупателями (1 января 2017 г.)
МСФО 11	Учет для приобретения долей в совместных операциях (поправки) (1 января 2016 г.)
МСФО 14	Счета отложенных тарифных корректировок (1 января 2016 г.)
МСБУ 19	Планы с установленными выплатами: Взносы работников (поправки) (Вознаграждения работникам) (1 июля 2014 г.)
МСБУ 16 и МСБУ 38	Пояснение приемлемых методов износа и амортизации (поправки) (1 января 2016 г.)
МСБУ 27	Метод долевого участия в отдельной финансовой отчетности (поправки) (1 января 2016 г.)
Усовершенствования МСФО	2010–2012 цикл (1 июля 2014 г.)
Усовершенствования МСФО	2012–2014 цикл (1 июля 2016 г.)

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 ассоциированные компании и доли участия в совместных предприятиях

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

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

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

В соответствии с методом долевого участия инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия учитываются в консолидированном 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 её ассоциированными компаниями, исключены в той степени, в которой Компания имеет долю участия в ассоциированной компании.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

2. Обзор существенных аспектов учетной политики (продолжение)

Доля в прибыли ассоциированных компаний и совместных предприятиях представлена непосредственно в консолидированном отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль, приходящуюся на акционеров ассоциированной компании и совместно контролируемых предприятий, и поэтому определяется как прибыль после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних организациях ассоциированных компаний.

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 качестве прибыли или убытка.

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 качестве прибыли или убытка. 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 прибылях и убытках.

2.4. Расходы по разведке и разработке нефтегазовых месторождений

Затраты по приобретению лицензий на разведку

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

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

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 электроэнергию, 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 продолжат 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 строительства, 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 10 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 для каждой из групп основных средств 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 активов. В случае, если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Компания осуществляет оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

2. Обзор существенных аспектов учетной политики (продолжение)

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 признаётся в прибылях или убытках.

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 непроизводным финансовым активом 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи – это непроемкие 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 (без каких-либо корректировок);
- Уровень 2 – Модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, являются прямо или косвенно наблюдаемыми на рынке;
- Уровень 3 – Модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, не являются наблюдаемыми на рынке.

В случае активов и обязательств, которые признаются в финансовой 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 прибыли или убытке.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

2. Обзор существенных аспектов учетной политики (продолжение)

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 прибыли или убытке.

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 прибыли или убытке, переносится из капитала в прибыли и убытки. Сторнирование ранее признанного убытка под обесценение по долевым инструментам, классифицированным как предназначенные для продажи, не признается в прибылях и убытках. Сторнирование убытков от обесценения по долевым инструментам осуществляется через прибыли или убытки, если увеличение справедливой стоимости инструмента может быть объективно связано с событием, произошедшим после признания убытков от обесценения в прибылях или убытках.

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.

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

2.11. Денежные средства и их эквиваленты

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

2.12. Уставный капитал

Уставный капитал

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

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

Собственные выкупленные 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 надделение 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.

Разводнящий 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 потребует для погашения этого обязательства, является вероятным, и может быть получена надежная оценка суммы такого обязательства. Если Компания предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

2. Обзор существенных аспектов учетной политики (продолжение)

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 заём с использованием метода эффективной процентной ставки. Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Компания не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчетной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются.

2.16. Вознаграждение работникам

Компания удерживает 10% от начисленной заработной платы работников как пенсионные отчисления в соответствующие пенсионные фонды. Размер пенсионных отчислений ограничен суммой в 149.745 тенге в месяц в 2014 году (в 2013 году: 139.950 тенге в месяц). В соответствии с действующим казахстанским законодательством, работники сами несут ответственность за своё пенсионное обеспечение. С 1 января 2014 года Компания также обязана перечислять дополнительные профессиональные пенсионные взносы в размере 5% от доходов большинства своих работников в их пенсионные фонды.

2.17. Признание выручки

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

В контрактах Компании на продажу сырой нефти указывается 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. Подоходный налог

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

Активы и обязательства по текущему налогу на прибыль оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, – это ставки и законодательство, принятые или по существу принятые на отчетную дату в странах, в которых Компания осуществляет свою деятельность и получает налогооблагаемый доход.

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 её совершения, не оказывает влияния на бухгалтерский доход или налоговый доход и убыток.

Актив по отсроченному налогу признаётся только в той степени, в которой существует значительная вероятность получения налогооблагаемой прибыли, которая может

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

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

3. Существенные неденежные операции

В течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года, Компания исключила из консолидированного отчёта о движении денежных средств неденежную сделку, относящуюся к зачёту подоходного налога у источника к уплате, в счёт вознаграждений к получению по финансовым активам в сумме 1.773 миллиона тенге (в 2013 году: 1.365 миллионов тенге) и в счёт дивидендов, полученных от ассоциированной компании в сумме 1.499 миллионов тенге (в 2013 году: 1.766 миллионов тенге).

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

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

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

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

Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации.

Компания включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах 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. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода, а также может привести к прямому снижению балансовой стоимости имущества.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

4. Существенные учётные оценки и суждения (продолжение)

При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

Возмещаемость нефтегазовых активов

Компания оценивает актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица») для обесценения, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что балансовая стоимость актива не может быть возмещена. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть, ставки дисконта, будущая потребность в капитале, операционные затраты (включая объёмы добычи и продажи), которые подвержены рискам и неопределённости. Когда балансовая стоимость актива или генерирующей единицы превышает его возмещаемую стоимость, актив или генерирующая единица считается обесценённым и списывается до возмещаемой суммы.

При оценке возмещаемой стоимости ожидаемые будущие денежные потоки корректируются на риски, специфичные для группы активов/генерирующей единицы и дисконтируемые к их текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие данному активу. Справедливая стоимость за вычетом расходов на продажу определяется как стоимость, которая будет получена при продаже актива в рамках обычной сделки между участниками рынка и не отражает влияние факторов, которые могут быть специфичными для организации, и не распространяется на организацию в целом.

В результате оценки возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз», проведенной руководством Компании, в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, было признано обесценение в размере 75 миллиардов тенге. Данная оценка была проведена в связи с наличием индикаторов обесценения. Основными индикаторами обесценения являются существенное снижение объёмов производства по сравнению с запланированными объёмами в 2010 и 2011 годах и увеличивающиеся операционные и капитальные затраты.

В апреле 2013 года руководство Компании обновило оценку возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз» и

признало дополнительное обесценение на 56 миллиардов тенге в сокращённой консолидированной промежуточной финансовой отчетности за три месяца, закончившихся 31 марта 2013 года. Прежде всего, дополнительное обесценение связано с увеличением экспортной таможенной пошлины с 40 долларов США за тонну до 60 долларов США за тонну, которое произошло 12 апреля 2013 года.

В апреле 2014 года руководство Компании обновило оценку возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз» и признало дополнительное обесценение на 27 миллиардов тенге в сокращённой консолидированной промежуточной финансовой отчетности за три месяца, закончившихся 31 марта 2014 года. Дополнительное обесценение связано с увеличением затрат на вознаграждение работникам и увеличением экспортной таможенной пошлины с 60 долларов США за тонну до 80 долларов США за тонну.

По состоянию на 31 декабря 2014 года снижение цены на нефть указывало на то, что генерирующие единицы Компании могут быть обесценены. В декабре 2014 года Материнская компания также объявила об отзыве коммерческого предложения с ценой 18,50 долларов США за ГДР на оставшиеся акции. Ввиду этого, за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, руководство Компании произвело оценку возмещаемой стоимости активов, включая нефтегазовые активы, дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированную компанию. Дополнительный убыток от обесценения в сумме 228 миллиардов тенге, относящийся к АО «Озенмунайгаз», был признан в консолидированном отчете о совокупном доходе и уменьшил балансовую стоимость нефтегазовых активов до нуля по состоянию на 31 декабря 2014 года.

Компания рассчитывает возмещаемую стоимость, используя модель дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования 13,09% была получена от посленалоговой средневзвешенной стоимости капитала Компании. Бизнес-планы, утверждаемые на ежегодной основе, являются основным источником информации, так как они содержат прогнозы по добыче нефти, объёмы продаж, доходы, расходы и капитальные затраты.

Различные допущения, такие как прогнозы цен на нефть и темпы инфляции, учитывают существующие цены, обменные курсы иностранных валют, другие макроэкономические факторы и исторические тенденции и колебания. Предполагаемые денежные потоки были ограничены датой истечения срока лицензии в 2021 году. Затраты до 2019 года были спрогнозированы на основе бюджета и бизнес плана Компании, а также текущих оценок руководства Компании о потенциальных изменениях в операционных и капитальных затратах. Большая часть денежных потоков после этого

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

периода была спрогнозирована путем применения предполагаемой ставки инфляции, за исключением капитальных затрат, которые были основаны на наилучшей оценке руководства, имеющейся на дату проведения оценки.

Ключевыми допущениями, необходимыми для оценки возмещаемой стоимости, являются цены на нефть, объемы производства, валютный курс и ставка дисконтирования. Чувствительность к изменениям в ключевых допущениях была оценена.

Принятые допущения о цене сырой нефти Brent были основаны на рыночных ожиданиях в совокупности с прогнозами независимых отраслевых аналитических и исследовательских организаций. Если бы предполагаемая цена сырой нефти Brent была бы на 5% выше той, что была использована в ходе оценки, это бы привело к увеличению оцененной возмещаемой стоимости на 37 миллиардов тенге.

Если бы предполагаемая цена на внутреннем рынке была бы на 5% выше той, что была использована в ходе оценки, это бы привело к увеличению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 18 миллиардов тенге.

Предполагаемые объемы добычи основаны на бизнес-плане, учитывая планы развития, как часть долгосрочного планирования. Уменьшение объема добычи примерно на 5% в течение всего периода имело бы нулевой эффект.

Для конвертации реализации, деноминированной в долларах США, был использован обменный курс 185 тенге к доллару США на основе бизнес-плана. Если бы предполагаемый курс обмена тенге к доллару США был бы на 25% выше того, что был использован в ходе оценки, это бы привело к увеличению возмещаемой стоимости более чем на 99 миллиардов тенге.

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 расчётным сроком погашения обязательств по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода.

Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений,

то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Компании по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства. Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определенного обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода.

Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике. Компания рассматривает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту.

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

Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации 1 Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах.

При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компании могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 16,60% и 15,72% резерва на 31 декабря 2014 и 2013 годов соответственно относится к затратам по окончательному закрытию. Компания оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения балансовой стоимости обязательства на 31 декабря 2014 года, составляли 5,0% и 7,9% соответственно (в 2013 году: 5,0% и 7,9%). Изменения в обязательствах по выбытию активов раскрыты в Примечании 13.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

4. Существенные учётные оценки и суждения (продолжение)

Экологическая реабилитация

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

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на дисконтированной основе, исходя из ожиданий руководства относительно сроков необходимых процедур. Резерв Компании на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Компания соблюдала требования существующей казахстанской нормативной базы. На дату выпуска данной консолидированной финансовой отчетности Компания изменила способ оценки резерва по экологической реабилитации, которая относится к определенным загрязнениям почвы и утилизации

нефтяных отходов в соответствии с Меморандумом о сотрудничестве (МОС) между Компанией и Министерством Окружающей среды и Водных ресурсов, подписанным в июне 2014 года. В МОСе согласовано, что объемы и сроки плана рекультивации будут исполнены в течение 7 лет до 2021 года.

Дополнительные неопределенности, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 24. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 13.

Налогообложение

Отсроченный налог рассчитывается как в отношении корпоративного подоходного налога («КПН»), так и НДС. Отсроченные КПН и НДС рассчитываются на временные разницы в активах и обязательствах, привязанных к контрактам на недропользование, по ожидаемым ставкам. Базы отсроченных КПН и НДС рассчитываются по условиям налогового законодательства, принятого в налоговом кодексе, раскрытом в Примечании 20. Последующие неопределенности, связанные с налогообложением, раскрыты в Примечании 24.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

5. Основные средства

	Нефтегазовые активы	Прочие активы	Незавершенное капитальное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2013 года	259.086	41.302	25.132	325.520
Поступления	1.417	4.104	132.957	138.478
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	(63)	–	–	(63)
Выбытия	(4.179)	(1.307)	(2.550)	(8.036)
Перемещения из незавершенного капитального строительства	99.996	23.858	(123.854)	–
Внутренние перемещения	182	(1.900)	1.718	–
Отчисления по износу и истощению	(40.626)	(4.499)	–	(45.125)
Обесценение (Примечание 18)	(49.603)	(5.802)	(4.694)	(60.099)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2013 года	266.210	55.756	28.709	350.675
Поступления	178	2.673	123.188	126.039
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	203	–	–	203
Выбытия	(4.182)	(1.083)	(1.025)	(6.290)
Перемещения из незавершенного капитального строительства	107.950	13.027	(120.977)	–
Внутренние перемещения	(48)	25	23	–
Отчисления по износу и истощению	(52.320)	(5.188)	–	(57.508)
Обесценение (Примечание 18)	(222.330)	(16.451)	(17.902)	(256.683)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2014 года	95.661	48.759	12.016	156.436
На 31 декабря 2014 года				
Первоначальная стоимость	749.948	114.640	29.493	894.081
Накопленный износ и истощение	(309.629)	(28.550)	–	(338.179)
Накопленное обесценение	(344.658)	(37.331)	(17.477)	(399.466)
Остаточная стоимость	95.661	48.759	12.016	156.436
На 31 декабря 2013 года				
Первоначальная стоимость	654.545	102.441	30.841	787.827
Накопленный износ	(267.116)	(25.534)	–	(292.650)
Накопленное обесценение	(121.219)	(21.151)	(2.132)	(144.502)
Остаточная стоимость	266.210	55.756	28.709	350.675

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

6. Нематериальные активы

	Активы по разведке и оценке	Прочие нематериальные активы	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2013 года	15.789	3.795	19.584
Поступления	4.955	889	5.844
Списание непродуктивных скважин	(10.447)	–	(10.447)
Выбытия	(887)	(11)	(898)
Амортизационные отчисления	(998)	(1.021)	(2.019)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2013 года	8.412	3.652	12.064
Поступления	1.440	624	2.064
Списание непродуктивных скважин	(1.263)	–	(1.263)
Выбытия	(17)	(16)	(33)
Амортизационные отчисления	(982)	(995)	(1.977)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2014 года	7.590	3.265	10.855
На 31 декабря 2014 года			
Первоначальная стоимость	41.897	9.271	51.168
Накопленная амортизация	(22.075)	(5.933)	(28.008)
Накопленное обесценение	(12.232)	(73)	(12.305)
Остаточная стоимость	7.590	3.265	10.855
На 31 декабря 2013 года			
Первоначальная стоимость	41.998	8.782	50.780
Накопленная амортизация	(21.267)	(5.025)	(26.292)
Накопленное обесценение	(12.319)	(105)	(12.424)
Остаточная стоимость	8.412	3.652	12.064

В 2014 году Компания признала расходы по непродуктивным скважинам, относящиеся к разведочным скважинам, пробуренных на блоках Узень – Карамандыбас и Тайсоган. В 2013 году Компания признала расходы по непродуктивным скважинам,

относящиеся к разведочным скважинам, пробуренных на блоках Восточный Жаркамыс, Каратон – Саркамыс и перспективной площади White Bear.

7. Финансовые активы

Прочие финансовые активы

	2014	2013
Долгосрочные вклады, удерживаемые до погашения, выраженные в долларах США	16.848	12.957
Долгосрочные вклады, удерживаемые до погашения, выраженные в тенге	1.717	8.752
Прочее	2	2
Итого долгосрочных финансовых активов	18.567	21.711
Срочные вклады, выраженные в долларах США	525.277	406.013
Срочные вклады, выраженные в тенге	8.632	75.961
Срочные вклады, выраженные в британских фунтах стерлингов	1.571	–
Срочные вклады, выраженные в евро	33	32
Итого текущих финансовых активов	535.513	482.006
	554.080	503.717

В 2014 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в долларах США составляла 1,9% (в 2013 году: 2,2%). В 2014 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в тенге составляла 7,9% (в 2013 году: 5,0%).

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

Торговая и прочая дебиторская задолженность

	2014	2013
Торговая дебиторская задолженность	56.633	153.519
Прочие	1.022	820
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(1.085)	(1.120)
	56.570	153.219

По состоянию на 31 декабря 2014 года торговая дебиторская задолженность Компании включает в себя задолженность от реализации сырой нефти KazMunayGas Trading AG («KMG Trading»), являющейся дочерней организацией Материнской Компании, в сумме 45.133 миллиона тенге (в 2013 году: 148.246 миллионов тенге). Из этой суммы просроченная задолженность отсутствовала (в 2013 году: 54.992 миллиона тенге).

Существенное уменьшение просроченной дебиторской задолженности связано с тем, что в апреле и ноябре 2014 года были внесены изменения в договор реализации с KMG Trading. По измененным условиям оплаты дебиторской задолженности от KMG Trading за последующую продажу сырой нефти в Rompetrol Refinare

S.A., связанной стороне, были увеличены с двух до трех месяцев. Кроме того, согласно новым условиям с ноября 2014 года Компания начисляет вознаграждение по шестимесячной ставке LIBOR +3.17% за каждый календарный день с 31-го дня от даты коносамента, а также Компания начисляет пеню по шестимесячной ставке LIBOR +3.17% за каждый день просрочки, начиная с 91-го дня от даты коносамента.

На 31 декабря 2014 года торговая дебиторская задолженность Компании на 80% выражена в долларах США (в 2013 году: 97%).

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

	2014	2013
Текущая часть	56.159	97.859
Просрочка от 0 до 30 дней	189	40.921
Просрочка от 30 до 60 дней	–	14.439
Просрочка от 90 и более дней	222	–
	56.570	153.219

Денежные средства и их эквиваленты

	2014	2013
Срочные вклады в банках, выраженные в долларах США	77.519	81.888
Срочные вклады в банках, выраженные в тенге	29.401	24.431
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в долларах США	67.355	5.626
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в тенге	5.951	5.561
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в британских фунтах стерлингов	19	1.530
	180.245	119.036

По денежным средствам в банках установлена ставка вознаграждения, зависящая от ежедневных банковских ставок по депозитам. Банковские депозиты размещаются на различные сроки (от одного дня до трех месяцев), в зависимости от потребностей Компании в ликвидных активах. На депозиты начисляется вознаграждение по соответствующей ставке.

В 2014 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в тенге составляла 6,9% (в 2013 году: 3,5%).

В 2014 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в долларах США составляла 0,4% (в 2013 году: 0,3%).

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

8. Инвестиции в совместные предприятия и дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия

	Доля владения	2014	2013
Доля в ТОО СП Казгермунай («Казгермунай»)	50%	69.052	64.201
Доля в СП Ural Group Limited BVI (UGL)	50%	26.125	22.627
Доля в СП KS EP Investments BV (KS EP Investments)	51%	–	2.139
Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия		18.466	17.191
		113.643	106.158

Движение в инвестициях в совместные предприятия в течение отчетного периода:

	2014	2013
Балансовая стоимость на 1 января	88.967	89.252
Доля общего совокупного дохода	32.996	23.858
Дивиденды полученные	(45.464)	(30.570)
Курсовая разница и прочие корректировки	13.217	1.545
Непризнанный убыток KS EP Investments	4.297	–
Доля в дополнительном оплаченном капитале	1.164	4.882
Балансовая стоимость на 31 декабря	95.177	88.967

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

Казгермунай

24 апреля 2007 года Компания приобрела у НК КМГ 50%-ю 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, а также сверка с балансовой стоимостью инвестиции Компании:

	2014	2013
Денежные средства и их эквиваленты	37.630	27.801
Прочие текущие активы	15.425	57.122
Долгосрочные активы	136.167	132.975
	189.222	217.898
Текущие обязательства	27.694	76.845
Долгосрочные обязательства	23.424	12.651
	51.118	89.496
Чистые активы	138.104	128.402
Доля владения компании	50%	50%
Балансовая стоимость инвестиции	69.052	64.201

	2014	2013
Доход	250.694	372.392
Операционные расходы - включая износ и амортизацию	(115.899)	(261.503)
	(20.964)	(45.435)
Прибыль от операционной деятельности	134.795	110.889
Финансовый доход	1.053	589
Финансовые затраты	(663)	(604)
Прибыль до налогообложения	135.185	110.874
Расходы по подоходному налогу	(51.840)	(54.075)
Прибыль за год	83.345	56.799
Прочий совокупный доход	–	–
Итого совокупный доход	83.345	56.799
Доля Компании в совокупном доходе за год	41.673	28.400

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

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% долей участия в TOO Ural Oil and Gas (UOG), которое занимается разведкой нефти и газа в Западном Казахстане. UOG завершила стадию разведки и в настоящее время находится в процессе получения лицензии на добычу.

В следующей таблице представлена обобщенная финансовая информация в отношении UGL на основе его финансовой отчетности, а также сверка с балансовой стоимостью инвестиции Компании:

	2014	2013
Денежные средства и их эквиваленты	214	2.539
Прочие текущие активы	17	13
Долгосрочные активы	105.155	82.380
	105.386	84.932
Текущие обязательства	515	1.862
Долгосрочные финансовые обязательства	49.942	35.652
Долгосрочные обязательства	2.680	2.165
	53.137	39.679
Чистые активы	52.249	45.253
Доля владения компании	50%	50%
Балансовая стоимость инвестиции	26.125	22.627

	2014	2013
Выручка	88	5
Операционные расходы	(1.920)	(2.413)
Убыток от операционной деятельности	(1.832)	(2.408)
Финансовый доход	8	37
Финансовые затраты	(613)	(589)
Убыток до налогообложения	(2.437)	(2.960)
Расходы по подоходному налогу	(17)	(14)
Убыток за год	(2.454)	(2.974)
Прочий совокупный доход	–	–
Итого совокупный убыток	(2.454)	(2.974)
Доля Компании в совокупном убытке за год	(1.227)	(1.487)

Операционная деятельность UGL зависит от постоянного финансирования в форме займа от участников для исполнения текущих обязательств и продолжения своей деятельности. В результате, Компания предоставила финансирование в форме дополнительных займов

акционера в сумме 6.100 тысяч долларов США (1.093 миллиона тенге) в течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года (2013: 59.450 тысяч долларов США или 9.045 миллионов тенге). Справедливая стоимость первоначальных и дополнительных займов акционера, выданных на беспроцентной основе, определяется путем дисконтирования будущих денежных потоков по займам с использованием 15% ставки дисконтирования. Балансовая стоимость этих займов по состоянию на 31 декабря 2014 года составляла 141.149 тысяч долларов США (25.738 миллионов тенге) (2013: 119.798 тысяч долларов США или 18.402 миллиона тенге).

KS EP Investments

16 ноября 2012 года Компания продала Karpinvest Oil and Gas Ltd., дочерней организации MOL Hungarian Oil and Gas Plc. долю в размере 49% в своей 100% дочерней организации KS EP Investments. KS EP Investments владеет 100% долей в TOO Карповский Северный (TOO KC), которое является владельцем права недропользования по договору разведки нефти, газа и конденсата на контрактной территории «Карповский Северный» в Западном Казахстане. В соответствии с условиями соглашения акционеров, над деятельностью KS EP Investments устанавливается совместный контроль, и ни один акционер не имеет полномочий единолично контролировать деятельность компании, что делает ее совместно контролируемым предприятием для обоих акционеров.

В следующей таблице представлена обобщенная финансовая информация в отношении KS EP Investments, а также сверка с балансовой стоимостью инвестиции Компании:

	2014	2013
Денежные средства и их эквиваленты	1.884	409
Прочие текущие активы	141	56
Долгосрочные активы	5.491	11.953
	7.516	12.418
Текущие финансовые обязательства	14.682	7.712
Прочие текущие обязательства	1.332	511
	16.014	8.223
Чистые активы	(8.498)	4.195
Доля владения компании	51%	51%
Совокупные непризнанные убытки	4.334	–
Балансовая стоимость инвестиции	–	2.139

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

8. Инвестиции в совместные предприятия и дебиторская задолженность от совместноконтролируемого предприятия (продолжение)

	2014	2013
Операционные расходы	(12.841)	(5.244)
- включая износ и амортизацию	(5.884)	(5.184)
Убыток от операционной деятельности	(12.841)	(5.244)
Финансовый доход	8	5
Финансовые затраты	(1.650)	(696)
Убыток до налогообложения	(14.483)	(5.935)
Расходы по подоходному налогу	(124)	(55)
Убыток за год	(14.607)	(5.990)
Прочий совокупный доход	-	-
Итого совокупный убыток	(14.607)	(5.990)
Доля Компании в совокупном убытке за год	(7.450)	(3.055)

Операционная деятельность ТОО КС зависит от постоянного финансирования в форме займа от участников для исполнения текущих обязательств и продолжения деятельности. В результате, Компания предоставила KS EP Investments финансирование в форме дополнительных займов акционера в сумме 15.646 тысяч долларов США (2.802 миллиона тенге) в течение года, закончившегося 31 декабря 2014 года (2013: 14.510 тысяч долларов США или 2.207 миллионов тенге). Справедливая стоимость займов акционера, которые предоставляются по ставке процента в 6,5%, определяется путем дисконтирования будущих денежных потоков по займам с использованием 15% ставки дисконтирования. Займы акционера, подлежащие уплате KS EP Investments 31 декабря 2014, были продлены до 31 декабря 2015. Балансовая стоимость данных займов по состоянию на 31 декабря 2014 года составляла 42.185 тысяч долларов США (7.692 миллиона тенге) (2013: 25.602 тысячи долларов США или 3.933 миллиона тенге).

Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия CITIC Canada Energy Limited (CCEL)

В 2007 году Компания приобрела 50%-ю 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 509,5 миллиона долларов США (92.912 миллионов тенге) на 31 декабря 2014 года (в 2013 году: 536,3 миллиона долларов США или 82.375 миллионов тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли Компании в первоначальной цене приобретения, профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. Компания не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор пока она не получит эквивалентную сумму от CCEL. Соответственно, Компания признает в своем отчете о финансовом положении только право на получение дивидендов от CCEL в размере гарантированной выплаты на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Балансовая стоимость этой дебиторской задолженности на 31 декабря 2014 года составила 100,5 миллиона долларов США (18.331 миллион тенге) (в 2013 году: 110,9 миллиона долларов США или 17.033 миллиона тенге) за вычетом неамортизированных затрат по сделкам.

Кроме того, Компания имеет право, в определенных случаях указанных в договоре о покупке, реализовать свой опцион на продажу и вернуть CITIC инвестиции и получить обратно 150 миллионов долларов США плюс вознаграждение по годовой ставке 8%, за вычетом совокупной суммы полученных гарантированных платежей.

17 ноября 2008 года гарантированный платеж был увеличен с 26,2 миллиона долларов США до 26,9 миллиона долларов США, уплачиваемого двумя равными платежами не позднее 12 июня и 12 декабря каждого года. После заключения данного соглашения эффективная ставка вознаграждения по дебиторской задолженности от CCEL составляет 15% в год.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

9. Инвестиции в ассоциированную компанию

	Доля владения	2014	2013
Доля в «ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»)	33%	116.054	107.095

ПКИ является незарегистрированной на бирже компанией, и по её акциям отсутствуют рыночные котировки. ПКИ занимается разведкой и разработкой месторождений, добычей нефти и газа, приобретением нефтяных месторождений и продажей сырой нефти и нефтепродуктов. Основные нефтегазовые производственные активы ПКИ расположены в Южном

и Центральном Казахстане. Компания приобрела 33 процента в ПКИ в декабре 2009 года.

Отчётный период финансовой отчётности ассоциированной компании является аналогичным отчётному периоду Компании. Движение в инвестиции в ассоциированную компанию в течение отчётного периода:

	2014	2013
Балансовая стоимость на 1 января	107.095	118.959
Доля общего совокупного дохода	18.738	21.215
Дивиденды полученные	(29.981)	(35.334)
Курсовая разница и прочие корректировки	20.202	2.255
Балансовая стоимость на 31 декабря	116.054	107.095

В следующей таблице представлена обобщенная финансовая информация в отношении ПКИ на основе его финансовой отчётности, подготовленной в соответствии

с МСФО, а также сверка с балансовой стоимостью инвестиции Компании:

	2014	2013
Денежные средства и их эквиваленты	23.371	8.241
Прочие текущие активы	73.831	98.237
Долгосрочные активы	416.493	391.201
	513.695	497.679
Текущие обязательства	86.751	86.826
Долгосрочные обязательства	75.266	86.323
	162.017	173.149
Чистые активы	351.678	324.530
Доля владения компании	33%	33%
Балансовая стоимость инвестиции	116.054	107.095

	2014	2013
Доход	263.445	295.928
Операционные расходы	(174.633)	(220.106)
<i>включая износ и амортизацию</i>	(53.275)	(38.831)
Прибыль от операционной деятельности	88.812	75.822
Доля в доходах совместных предприятий	32.527	53.585
Финансовый доход	690	695
Финансовые затраты	(4.065)	(3.344)
Прибыль до налогообложения	117.964	126.758
Расходы по подоходному налогу	(52.100)	(59.709)
Прибыль за год	65.864	67.049
Прочий совокупный убыток	(9.084)	(2.761)
Итого совокупный доход	56.780	64.288
Доля Компании в совокупном доходе за год	18.738	21.215

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

10. Товарно-материальные запасы

	2014	2013
Сырая нефть	13.783	13.999
Материалы	12.574	13.423
	26.357	27.422

На 31 декабря 2014 года 324.311 тонн сырой нефти Компании находилось в резервуарах и транзите (в 2013 году: 303.157 тонн).

11. Уставный капитал

	Выпущенные акции	
	Количество акций	Миллионов тенге
На 1 января 2013 года	68.157.702	162.952
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	1.607	17
На 31 декабря 2013 года	68.159.309	162.969
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	3.326	35
На 31 декабря 2014 года	68.162.635	163.004

11.1. Уставный капитал

Объявленные к выпуску акции

Общее количество объявленных к выпуску акций составляет 74.357.042 (в 2013 году: 74.357.042). 70.220.935 объявленных к выпуску акций являются обыкновенными акциями (2013: 70.220.935) и 4.136.107 непогашаемыми привилегированными акциями (2013: 4.136.107). По состоянию на 31 декабря 2014 года 43.087.006 находящихся в обращении акций принадлежат Материнской компании (в 2013 году: 43.087.006). Акции Компании не имеют номинальной стоимости.

Дивиденды

В соответствии с казахстанским законодательством, дивиденды не могут быть объявлены в случае, если Компания имеет отрицательный капитал в финансовой 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 акционером за 2014 год, составили 1.976 тенге за акцию (в 2013 году: 1.619 тенге за акцию), как по обыкновенным, так и по привилегированным акциям на дату фиксации реестра 23 мая 2014 года.

11.2. Опционная программа для сотрудников

В течение года не было расходов по опционной программе для сотрудников (в 2013 году: 145 миллионов тенге).

Планы по опционной программе для сотрудников

В соответствии с планом 1 опционной программы («ОПС 1»), руководящим работникам были предоставлены опционы по глобальным депозитарным распискам (ГДР) с ценой исполнения равной рыночной стоимости ГДР на момент предоставления. Исполнение опционов не зависит от условий осуществления деятельности и дает право на 1/3 предоставленного опциона каждый год в течение трех лет, и может быть исполнен в течение пяти лет с даты предоставления права.

В соответствии с планом 2 опционной программы («ОПС 2»), опционы на акции были предоставлены для того, чтобы стимулировать и поощрить ключевой персонал, высшее руководство и членов Совета директоров Компании, за исключением независимых директоров. Цена исполнения опционов равна рыночной цене ГДР на дату предоставления. Исполнение данных опционов не зависит от достижения условий осуществления деятельности. Опционы, предоставленные по состоянию на 1 июля 2007 года или после этой даты, наделяют правом на третью годовщину даты предоставления и подлежат исполнению в срок до пятой годовщины с даты предоставления права.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

Изменения в течение года

Следующая таблица показывает количество ГДР (No.) и средневзвешенные цены исполнения в долларах США на

ГДР (WAEP) и изменения в опционах на акции в течение года:

	2014		2013	
	No.	WAEP	No.	WAEP
В обращении на 1 января	1.354.307	19,61	1.677.948	19,47
Исполнено в течение года	(19.954)	14,16	(8.867)	13,00
Истечение срока действия в течение года	(197.830)	20,51	(314.774)	19,01
В обращении на 31 декабря	1.136.523	19,54	1.354.307	19,61
Может быть исполнено на 31 декабря	1.136.523	19,54	1.346.462	19,59

Оставшийся контрактный средневзвешенный срок по опционам на акции на 31 декабря 2014 года составляет 2,87 года (в 2013 году: 3,76 года). Диапазон цены исполнения по опционам в обращении на 31 декабря 2014 года составлял 13,00 долларов США – 26,47 доллара США за ГДР (в 2013 году: 13,00 долларов США – 26,47 доллара США). ОПС 1 и ОПС 2 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 2014 года данный показатель на одну акцию составляет 19.598 тенге (на 31 декабря 2013 года: 20.102 тенге).

12. Прибыль на акцию

	2014	2013
Средневзвешенное количество всех акций в обращении	68.160.405	68.158.471
Прибыль за год	47.038	141.829
Базовая и разводненная прибыль на акцию	0,69	2,08

Приведённое 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.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

13. Резервы

	Экологическое обязательство	Налоги	Обязательство по выбытию активов	Прочее	Итого
На 1 января 2013 года	17.304	12.945	15.119	8.878	54.246
Дополнительные резервы	–	9.937	791	–	10.728
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(2.215)	–	(2.445)	(4.660)
Амортизация дисконта	1.372	–	1.199	–	2.571
Изменения в оценке	(260)	–	(63)	–	(323)
Использовано в течение года	(896)	(6.042)	(851)	(503)	(8.292)
На 31 декабря 2013 года	17.520	14.625	16.195	5.930	54.270
Текущая часть	3.703	14.625	1.035	704	20.067
Долгосрочная часть	13.817	–	15.160	5.226	34.203
Дополнительные резервы	–	1.481	422	2.928	4.831
Сторнирование неиспользованных сумм	–	–	(64)	–	(64)
Амортизация дисконта	1.097	–	1.268	–	2.365
Изменения в оценке	1.110	–	(284)	–	826
Использовано в течение года	(2.277)	(15.174)	(924)	(637)	(19.012)
На 31 декабря 2014 года	17.450	932	16.613	8.221	43.216
Текущая часть	5.912	932	502	941	8.287
Долгосрочная часть	11.538	–	16.111	7.280	34.929

По состоянию на 31 декабря 2014 года налоговый резерв в сумме 12.136 миллионов тенге был взаимозачтен с предоплатой по подоходному налогу для отражения полной предоплаты налоговой оценки согласно

требованиям процедур Кассационной коллегии, что дает право подавать апелляцию в Верховный Суд (Примечания 20, 24).

14. Доходы

	2014	2013
Экспорт:		
Сырая нефть	706.940	712.343
Продукты переработки газа	2.586	2.628
Внутренний рынок (Примечание 24):		
Сырая нефть	109.169	76.049
Продукты переработки газа	10.993	10.315
Продукты переработки	2.863	3.514
Прочие продажи и услуги	13.219	11.863
	845.770	816.712

15. Производственные расходы

	2014	2013
Вознаграждения работникам	130.367	92.318
Услуги по ремонту и обслуживанию	26.781	22.619
Материалы и запасы	20.050	16.920
Электроэнергия	16.706	15.908
Транспортные расходы	5.875	5.633
Изменение остатков нефти	1.373	727
Расходы по переработке	1.205	1.099
Изменение в оценке экологического обязательства (Примечание 13)	1.110	–
Прочее	8.433	6.811
	211.900	162.035

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

16. Расходы по реализации, общие и административные расходы

	2014	2013
Транспортные расходы	68.687	61.810
Вознаграждения работникам	16.758	12.986
Управленческий гонорар и комиссии по продаже	4.451	3.750
Штрафы и пени	3.592	5.191
Консультационные и аудиторские услуги	2.188	1.354
Услуги по ремонту и обслуживанию	1.023	1.093
Спонсорство	933	1.681
Прочее	4.936	4.495
	102.568	92.360

17. Налоги, кроме подоходного налога

	2014	2013
Рентный налог	151.861	165.307
Налог на добычу полезных ископаемых	89.840	84.433
Экспортная таможенная пошлина	74.227	48.981
Налог на имущество	6.204	5.473
Экологический сбор	1.312	4.893
Прочие налоги	4.767	2.601
	328.211	311.688

18. Обесценение основных средств

	2014	2013
Обесценение (Примечание 4)	255.375	56.275
Обесценение социальных объектов	942	2.285
Прочее	366	1.539
	256.683	60.099

19. Финансовые доходы/(затраты)

19.1. Финансовый доход

	2014	2013
Процентный доход по вкладам в банках	13.499	10.489
Процентный доход по дебиторской задолженности от совместно контролируемых предприятий	7.108	5.163
Процентный доход по долговому инструменту НК КМГ (Примечание 21)	–	4.557
Процентный доход по финансовым активам, удерживаемым до погашения	–	330
Прочее	155	38
	20.762	20.577

19.2. Финансовые затраты

	2014	2013
Расходы по вознаграждению	6.662	5.261
Амортизация дисконта на обязательство по восстановлению окружающей среды	1.097	1.372
Амортизация дисконта на обязательство по выбытию активов	1.083	1.199
Прочее	110	253
	8.952	8.085

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

20. Подоходный налог

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

	2014	2013
Корпоративный подоходный налог	52.727	51.695
Налог на сверхприбыль	11.831	8.343
Текущий подоходный налог	64.558	60.038
Корпоративный подоходный налог	(49.152)	(6.494)
Налог на сверхприбыль	(871)	4.987
Отсроченный подоходный налог	(50.023)	(1.507)
Расходы по подоходному налогу	14.535	58.531

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

	2014	2013
Прибыль до налогообложения	61.573	200.360
Подоходный налог	14.535	58.531
Эффективная ставка налога	24%	29%
Ставка подоходного налога, установленная законодательством	20%	20%
Увеличение/(уменьшение) в результате:		
Налога, удерживаемого у источника выплат	2%	1%
Налога на сверхприбыль	5%	7%
Корпоративного подоходного налога за предыдущие годы	15%	–
Доли в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	(20%)	(5%)
Дохода, не облагаемого налогом	(1%)	(1%)
Резервов по налогам	–	1%
Экологического обязательства и обязательства по выбытию активов	(11%)	–
Расходов, не относимых на вычеты	14%	6%
Эффективная ставка налога	24%	29%

В 2013 году НСП состоит из текущего налога на сверхприбыль АО «Эмбаунайгаз» и списания отложенного актива по налогу на сверхприбыль АО «Озенмунайгаз». Расходы, не относимые на вычеты, включают в себя расходы по списанию непродуктивных скважин и расход по плате за эмиссию в окружающую среду и соответствующие штрафы и пени. В течение 2014 года Компания переоценила КПН и НСП и представила дополнительную налоговую декларацию за 2009–2012 годы.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

Изменения в активах и обязательствах по отсроченному налогу, относящемуся к КПН и НСП, представлены следующим образом:

Активы по отсроченному налогу:

	Основные средства и нематериальные активы	Резервы	Налоги	Прочее	Итого
На 1 января 2013 года	11.382	2.162	13.971	4.453	31.968
Признано в составе прибылей и убытков	3.503	(1.234)	(348)	467	2.388
На 31 декабря 2013 года	14.885	928	13.623	4.920	34.356
Признано в составе прибылей и убытков	48.171	7.337	(5.754)	(43)	49.711
На 31 декабря 2014 года	63.056	8.265	7.869	4.877	84.067

Обязательства по отсроченному налогу:

	Основные средства и нематериальные активы	Резервы	Налоги	Прочее	Итого
На 1 января 2013 года	-	-	-	-	-
Признано в составе прибылей и убытков	(943)	68	1	(7)	(881)
На 31 декабря 2013 года	(943)	68	1	(7)	(881)
Признано в составе прибылей и убытков	305	1	1	5	312
На 31 декабря 2014 года	(638)	69	2	(2)	(569)

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.

контролируемые ФНБ «Самрук-Қазына». С 2014 года «БТА Банк», «Казкоммерцбанк» и «Альянс Банк» не являются связанными сторонами Компании, так как более не контролируются ФНБ «Самрук-Қазына» или ФНБ «Самрук-Қазына» не имеет значительного влияния над перечисленными банками.

21. Сделки со связанными сторонами

Категория «организации под общим контролем» включает организации, контролируемые Материнской компанией. Категория «прочие организации под государственным контролем» включает организации,

Продажи и приобретения со связанными сторонами за двенадцать месяцев, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 годов и сальдо по сделкам со связанными сторонами на 31 декабря 2014 и 2013 годов, представлены следующим образом:

	2014	2013
Продажи товаров и услуг (Примечание 14)		
Организации под общим контролем	849.240	796.817
Прочие организации под контролем государства	45	26
Материнская Компания	155	-
Совместные предприятия	6.023	2.866
Приобретения товаров и услуг (Примечания 15 и 16)		
Организации под общим контролем	39.882	33.120
Прочие организации под контролем государства	18.069	18.032
Материнская компания	4.451	3.750

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

21. Сделки со связанными сторонами (продолжение)

	2014	2013
Проценты, начисленные по финансовым активам		
Проценты, начисленные по Долговому инструменту	–	4.557
Эффективная процентная ставка по инвестициям в Долговые инструменты НК КМГ – индексированные к долларам США/тенге	–	7,00%
Доход от вознаграждения по займам совместным предприятиям	403	183
Средняя процентная ставка по займам совместным предприятиям	1,11%	0,76%
Убыток от переоценки справедливой стоимости выданных займов		
Совместные предприятия	1.185	4.814
Заработная плата и прочие кратковременные выплаты		
Члены Совета директоров	157	109
Члены Правления	337	247
Выплаты на основе долевых инструментов		
Члены Правления	–	2

	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Торговая и прочая дебиторская задолженность (Примечание 7 и Примечание 8)		
Организации под общим контролем	58.305	155.473
Совместные предприятия	52.677	40.175
Прочие организации под контролем государства	2.274	1.248
Торговая кредиторская задолженность		
Организации под общим контролем	1.907	1.734
Прочие организации под контролем государства	454	482

Продажи и дебиторская задолженность

Продажи связанным сторонам представляют собой в основном экспортные и внутренние продажи сырой нефти и нефтепродуктов предприятиям группы НК КМГ. Экспортные продажи связанным сторонам составили 5.571.211 тонн сырой нефти в 2014 году (в 2013 году: 6.017.228 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 130.608 тенге в 2014 году (в 2013 году: 121.340 тенге).

Кроме того, Компания поставляет нефтегазовые продукты на внутренний рынок через дочернюю организацию Материнской компании АО «КазМунайгаз – переработка и маркетинг», в соответствии с постановлением Правительства Казахстана, являющимся конечным контролирующим акционером Материнской компании. Такие поставки на внутренний рынок составили 1.912.000 тонн от добытой сырой нефти в 2014 году (в 2013 году: 1.900.000 тонн). Цены реализации на внутреннем рынке определяются соглашением с Материнской компанией. В 2014 году за поставленную на внутренний рынок нефть Компания получала в среднем 48.000 тенге (в 2013 году: 40.000 тенге). Торговая и прочая дебиторская задолженность связанных сторон представляет собой, в основном, суммы, относящиеся к операциям по экспортной реализации.

Продажи организациям под общим контролем также включают в себя доходы от встречной поставки в Российскую Федерацию 447 тысяч тонн сырой нефти (2013: 0) при посредничестве АО «КазМунайгаз – переработка и маркетинг» (Примечание 24). Ценообразование по данным поставкам сырой нефти происходит по котировкам Platt's с корректировкой на спред между котировками Brent и Urals, уменьшенным на сумму экспортной таможенной пошлины Российской Федерации, маржу трейдера, дифференциал и разницу между величиной транспортных расходов по доставке к границе Россия – Белоруссия и Казахстан – Россия. По встречным поставкам сырой нефти средняя цена реализации за тонну составила примерно 38.871 тенге в 2014 году (в 2013 году: 0).

Приобретения и кредиторская задолженность

Комиссия за управленческие услуги Материнской компании составила 4.451 миллион тенге в 2014 году (в 2013 году: 3.750 миллионов тенге). Услуги по транспортировке 6.033.932 тонны сырой нефти (в 2013 году: 6.061.163 тонны) и перевалке 1.991.256 тонн сырой нефти в пункт сбора Каспийского трубопроводного консорциума в 2014 году (2013: 1.956.043 тонны) были приобретены у дочерней организации Материнской компании за 32.472 миллиона тенге (в 2013 году: 26.485 миллионов тенге). Остальные услуги, приобретенные у дочерней организации НК КМГ, включают, в основном, платежи за охранные услуги и переработку.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

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 надления правами. В течение 2014 года Компания не предоставляла опционы (в 2013 году: опционов не было).

22. Цели и политика управления финансовыми рисками

Компания имеет различные финансовые обязательства, такие как кредиты, займы, торговая и прочая кредиторская задолженность. Компания также имеет различные финансовые активы, такие как торговая дебиторская задолженность, краткосрочные и долгосрочные депозиты и денежные средства и их эквиваленты.

Компания подвержена риску изменения процентной ставки, валютному риску, кредитному риску, риску ликвидности и риску изменения цен на сырьевые товары. Финансовый Комитет Компании оказывает помощь руководству по надзору за мониторингом, и, где это будет сочтено целесообразным, минимизации рисков в соответствии с утвержденной политикой, такой как политика управления денежными средствами Компании.

Риск изменения процентной ставки

На 31 декабря 2014 года Компания не имеет займов с плавающей процентной ставкой и не подвержена риску изменения процентных ставок.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Компании до налогообложения (вследствие изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств) к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров.

	Увеличение/уменьшение курса тенге к курсу доллара США	Влияние на прибыль до налогообложения
2014		
Доллар США	+ 25,00%	150.804
Доллар США	- 5,00%	(30.161)
2013		
Доллар США	+ 20,00%	149.879
Доллар США	- 20,00%	(149.879)

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, 21).

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, в основном, 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, возникающего от дефолта финансовых учреждений, равна балансовой стоимости этих финансовых активов.

Консолидированная финансовая отчетность

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

22. Цели и политика управления финансовыми рисками (продолжение)

В следующей таблице показаны сальдо финансовых активов в банках и долговых инструментов НК КМГ на

отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов Standard and Poor's, если не указано иное.

Банки	Местонахождение	Рейтинг ¹			
		2014	2013	2014	2013
Народный Банк	Казахстан	BB+ (стабильный)	BB (стабильный)	134.632	137.173
Дойче Банк	Великобритания	A (отрицательный)	A (стабильный)	110.518	72.686
BNP Paribas	Великобритания	A+ (отрицательный)	A+ (отрицательный)	88.756	74.359
Казкоммерцбанк	Казахстан	B (стабильный)	B (стабильный)	83.245	78.826
Сити Банк Н.А.	Филиал в Великобритании	A (стабильный)	A (стабильный)	81.378	25.403
ING Bank	Нидерланды	A (отрицательный)	A- (стабильный)	61.177	51.619
Евразийский Банк	Казахстан	B+ (положительный)	B+ (положительный)	47.623	27.327
Цесна Банк	Казахстан	B+ (стабильный)	B (положительный)	36.578	–
HSBC Plc	Великобритания	AA- (отрицательный)	AA- (отрицательный)	33.186	27.868
Сбербанк	Казахстан	Ba 2 (отрицательный)	BBB- (стабильный)	19.603	11.847
АТФ Банк (Fitch)	Казахстан	B- (стабильный)	B- (стабильный)	12.309	36.128
Сити Банк Казахстан	Казахстан	Не доступно	Не доступно	12.104	44.087
Credit Suisse	Швейцария	A (отрицательный)	A (стабильный)	11.439	8.206
RBS NV	Великобритания	Baa 2 (отрицательный)	A- (отрицательный)	1.571	–
Банк Центр Кредит (Moody's)	Казахстан	B2 (стабильный)	B2 (стабильный)	79	6.300
Альянс Банк (Moody's)	Казахстан	Сaa 2	CCC (отрицательный)	2	212
HSBC Казахстан	Казахстан	Не доступно	Не доступно	–	15.285
RBS Казахстан	Казахстан	Не доступно	Не доступно	–	4.821
Нурбанк	Казахстан	B (стабильный)	BB+ (стабильный)	–	530
Прочие				125	76
				734.325	622.753

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

Риск ликвидности

Компания контролирует риск ликвидности, используя инструмент планирования ликвидности. С помощью этого инструмента анализируются сроки платежей, связанных с финансовыми инвестициями и финансовыми активами (например, дебиторская задолженность и другие финансовые активы), а также прогнозируемые денежные потоки от операционной деятельности.

Целью Компании является поддержание баланса между непрерывностью финансирования и гибкостью посредством использования краткосрочных и долгосрочных вкладов в местных банках. В следующей таблице представлена информация по срокам погашения финансовых обязательств Компании по состоянию на 31 декабря 2014 года на основании договорных недисконтированных платежей:

Год, закончившийся 31 декабря 2013 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	276	2.228	4.723	1.023	8.250
Торговая и прочая кредиторская задолженность	68.489	–	–	–	–	68.489
	68.489	276	2.228	4.723	1.023	76.739
Год, закончившийся 31 декабря 2014 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	361	2.944	4.752	778	8.835
Торговая и прочая кредиторская задолженность	59.513	–	–	–	–	59.513
	59.513	361	2.944	4.752	778	68.348

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

Риск изменения цен на сырьевые товары

Компания подвержена риску изменения цен на сырую нефть, которые котируются в долларах США на международных рынках. Компания готовит ежегодные бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Управление капиталом

Капитал включает в себя весь собственный капитал Компании. Основной целью Компании в отношении управления капиталом является обеспечение стабильной кредитоспособности и нормального уровня достаточности капитала для ведения деятельности Компании и максимизации прибыли акционеров.

На 31 декабря 2014 года у Компании было устойчивое финансовое положение и консервативная структура капитала. В дальнейшем Компания намерена поддерживать структуру капитала, что дает ей гибкость и позволяет использовать возможности роста по мере их возникновения.

Компания управляет структурой капитала и изменяет ее в соответствии с изменениями экономических условий. С целью сохранения или изменения структуры капитала Компания может регулировать размер выплат дивидендов, возвращать капитал акционерам и выпускать новые акции. За годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 годов, не было внесено изменений в цели, политику и процедуры управления капиталом.

23. Финансовые инструменты

Справедливая стоимость финансовых инструментов, таких как краткосрочная торговая дебиторская задолженность, торговая кредиторская задолженность и привлеченные средства по фиксированной процентной ставке приблизительно равна их балансовой стоимости.

24. 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. Стабильность казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

В 2014 году негативное влияние на казахстанскую экономику оказали значительное снижение цен на сырую нефть и значительная девальвация российского

рубля, а также санкции некоторых стран против России. Совокупность указанных факторов привела к снижению доступности капитала, увеличению стоимости капитала, повышению инфляции и неопределенности относительно экономического роста, что может в будущем негативно повлиять на финансовое положение, результаты операций и экономические перспективы Компании. Руководство Компании считает, что оно предпринимает надлежащие меры по поддержанию экономической устойчивости Компании в текущих условиях.

Обязательства по поставкам в Российскую Федерацию

Согласно межправительственному соглашению между Республикой Казахстан и Российской Федерацией, Казахстан осуществляет встречные поставки сырой нефти в Российскую Федерацию. АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг», связанная сторона, было определено в качестве оператора, а Компания была определена в качестве одного из поставщиков посредством распределения правительственных квот. На основании данного межправительственного соглашения в сентябре 2014 года Компания заключила договор с АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг» на поставку сырой нефти в Российскую Федерацию (Примечание 21). Договор действует до 31 декабря 2014 без заранее согласованных объемов поставок. По данному договору Компания поставила 447 тысяч тонн сырой нефти. Договор на 2015 год еще не заключен. Данные поставки являются дополнительными к обязательству Компании поставлять нефть на внутренний рынок.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Казахстанское правительство обязывает нефтедобывающие компании поставлять часть добытой сырой нефти на внутренний рынок. Так как цена по данным поставкам сырой нефти согласовывается с Материнской компанией, она может быть значительно ниже мировых цен и может даже устанавливаться на уровне себестоимости добычи (Примечание 21). 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.

В течение текущего года, в соответствии со своими обязательствами, Компания поставила 2.014.377 тонн нефти (в 2013 году: 1.993.861 тонну). Доля Компании

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

24. Договорные и условные обязательства (продолжение)

в поставке нефти на внутренний рынок совместного предприятия Казгермунай составила 971.250 тонн нефти на внутренний рынок в 2014 году (в 2013 году: не осуществлялась). Доля Компании в поставке нефти на внутренний рынок ассоциированной компании «ПетроКазахстан» составила 946.081 тонну нефти на внутренний рынок в 2014 году (2013: 353.256 тонн).

Налогообложение

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтвержденные нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Ввиду 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 2014 года.

Руководство Компании считает, что его интерпретация налогового законодательства является уместной, и что Компания имеет допустимые основания в отношении налоговой позиции.

В результате тематической налоговой проверки, проведенной в феврале 2014 года, окончательное налоговое уведомление касательно налоговой проверки 2006–2008 годов было выдано Налоговым Комитетом Министерства Финансов в марте 2014 года. Общая сумма резервов по налогам составила 12.136 миллионов тенге, включая налог на сумму 4.568 миллионов тенге, административных штрафов на сумму 4.645 миллионов тенге и пени на сумму 2.923 миллиона тенге.

Процедура кассационной коллегии требует, чтобы Компания уплатила 12.136 миллионов тенге до июля 2015 года для получения права апелляции в Верховный Суд. Компания планирует подать апелляцию в Верховный Суд в указанное время и, соответственно, уплатила вышеуказанную сумму в октябре 2014 года.

В сентябре 2014 года была начата комплексная налоговая проверка 2009–2012 годов. 26 декабря 2014 года и 30 декабря 2014 года Компания получила уведомления за вышеуказанный период в отношении уплаты местных налогов производственных филиалов Озенмунайгаз и Эмбамунайгаз, соответственно.

Налоговые органы потребовали уплаты 496 миллионов тенге различных местных налогов и 437 миллионов тенге административных штрафов и пени. По состоянию на 31 декабря 2014 года, Компания не получила окончательного налогового уведомления от налоговых органов.

Налог на добычу полезных ископаемых

2 июля 2013 года Налоговый Комитет Есильского района г. Астаны предоставил Компании уведомление на сумму 8.785 миллионов тенге за расхождения, выявленные между сведениями в налоговой отчетности по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и данными, предоставленными Министерством нефти и газа Республики Казахстан за период с 2009 по 2012 годы. Причины расхождений заключаются в том, что сведения в налоговой отчетности по НДПИ за 2012 год содержат показатели за период, когда контракты на недропользование принадлежали Компании (т.е. когда Компания осуществляла свою деятельность на контрактной территории на базе производственных филиалов), в то время как информация, предоставленная Министерством нефти и газа Республики Казахстан, включает в себя объемы добычи Компании и ее дочерних организаций АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз» в совокупности.

Согласно данным налоговых органов, Компания должна была включить в расчеты ставки НДПИ за 2012 год объемы добычи АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз», несмотря на то, что в течение 2012 года произошла передача прав на недропользование. Однако, исходя из норм, предусмотренных налоговым законодательством Республики Казахстан, Компания считает, что обязательство по уплате НДПИ должно рассчитываться только за тот период, когда самой Компании принадлежали права на недропользование.

Компания не согласна с вышеуказанным уведомлением и предоставила письменные пояснения своей позиции. Налоговые органы еще не провели налоговую проверку Компании по данному вопросу. Тем не менее, если налоговые органы примут решение о проведении налоговой проверки, Компания, несомненно, оспорит потенциальное начисление налогов. В связи с тем, что Руководство считает успешное обжалование более вероятным, никаких начислений, связанных с данным вопросом, не было произведено в консолидированной финансовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2014 года.

НДС к возмещению

В течение 2012 года в рамках создания новых дочерних предприятий на базе производственных филиалов все производственные активы Компании были реализованы дочерним предприятиям АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз». В соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан данная реализация производственных активов облагалась НДС. НДС, уплаченный в налоговые органы по окончании реорганизации Компании, был отражен как НДС к возмещению в бухгалтерском учете АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз». В результате различных налоговых

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

проверок дочерних предприятий, налоговые органы определили, что уплаченные суммы не являются возмещаемыми.

Компания не согласилась с интерпретацией налогового законодательства в части возврата превышения НДС и подала жалобу в Налоговый комитет Министерства финансов РК. 27 августа 2014 г. Компания получила окончательное уведомление от Налогового Комитета Министерства Финансов РК, которое оставило в силе решение о том, что уплаченные суммы НДС не являются возмещаемыми.

Компания не согласилась с окончательным решением Комитета государственных доходов Министерства финансов Республики Казахстан и в ноябре 2014 года подала апелляцию в специализированные межрайонные экономические суды Мангистауской и Атырауской областей.

По результатам рассмотрения жалобы АО «Озенмунайгаз» 29 января 2015 года Специализированный межрайонный экономический суд Мангистауской области принял положительное решение. Однако 21 января 2015 года Специализированный межрайонный экономический суд Атырауской области отклонил жалобу АО «Эмбамунайгаз» в полном объеме. После получения решения суда первой инстанции, АО «Эмбамунайгаз» планирует обжаловать решение в вышестоящих судебных инстанциях. Руководство считает, что Компания будет успешна в отношении возмещения НДС, и не начислила резерв на эти суммы на 31 декабря 2014 года.

НДС к возмещению, связанный со сделками по продаже активов АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз», в 2014 году в размере 46.558 миллионов тенге был переклассифицирован из краткосрочной части активов в долгосрочную часть, и продисконтирован по ставке 7,93% на 18 месяцев, что является средним периодом, в течение которого налоговые споры были решены ранее.

Комплексная налоговая проверка АО «Тургай Петролеум»

В сентябре – декабре 2013 года налоговый департамент Кызылординской области Налогового комитета Министерства финансов («Налоговый департамент»), провёл комплексную налоговую проверку АО «Тургай Петролеум» (50% совместное предприятие ПКИ) за 2009–2012 годы. По результатам комплексной налоговой проверки Налоговый департамент начислил дополнительный КПН в размере 3.562 миллиона тенге, включая эффект трансфертного ценообразования в размере 2.733 миллиона тенге, дополнительный налог на сверх прибыль в размере 8.793 миллиона тенге, включая эффект трансфертного ценообразования в размере 5.275 миллионов тенге, дополнительные прочие налоги в

размере 117 миллионов тенге и пеню за несвоевременную уплату в сумме 5.228 миллионов тенге.

АО «Тургай Петролеум» не согласно с результатами комплексной налоговой проверки и подало апелляцию в Налоговый комитет Министерства финансов. Руководство ПКИ считает, что АО «Тургай Петролеум» имеет обоснованную позицию по данному вопросу, за исключением эффекта трансфертного ценообразования в 8.008 миллионов тенге и соответствующей пени за несвоевременную уплату в размере 3.568 миллионов тенге. Таким образом, ПКИ признало провизию в размере 5.788 миллионов тенге (50% доля Компании в 8.008 миллионах тенге трансфертного ценообразования и соответствующей пени за несвоевременную уплату в размере 3.568 миллионов тенге) в своей консолидированной финансовой отчётности за 2013 год. По состоянию на 31 декабря 2014 года, существенных изменений не было.

Комплексная налоговая проверка АО «ПетроКазахстанКумкольРисорсиз» (ПККР)

В сентябре 2013 года Налоговый департамент инициировал комплексную налоговую проверку ПККР за 2009-2012 годы (100% дочерняя организация ПКИ). 16 апреля 2014 года Налоговый департамент представил акт и уведомление о результате комплексной налоговой проверки. По итогам комплексной налоговой проверки налоговый департамент начислил дополнительный КПН в размере 2.676 миллионов тенге, дополнительный НДС в размере 4.775 миллионов тенге, дополнительные прочие налоги в размере 66 миллионов тенге и совокупную пеню за несвоевременную уплату в сумме 2.521 миллион тенге, тогда как сумма налогов на добычу полезных ископаемых снижена на 499 миллионов тенге. После нескольких исков и встречных претензий Налоговый департамент уменьшил сумму доначислений, исключив КПН, НДС и соответствующую сумму пени.

В рамках комплексной налоговой проверки за 2009–2012 годы, 13 января 2014 года Налоговый департамент представил уведомление о выбросах в окружающую среду на 10.665 миллионов тенге и соответствующих пеней и штрафов на сумму 8.758 миллионов тенге.

ПККР не согласно с результатами комплексной налоговой проверки и планирует подать апелляцию в Налоговый комитет Министерства финансов. Руководство ПКИ оценило неблагоприятный результат по этому иску как вероятный и сформировало провизию на 19.423 миллиона тенге в своей консолидированной финансовой отчётности за 2013 год. В октябре 2014 ПККР получило уведомление об уменьшении первоначальной суммы доначислений в размере 4.222 миллиона тенге, в том числе 1.027 миллионов тенге пени. В результате, в 2014 году ПККР сторнировало общие и

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

24. Договорные и условные обязательства (продолжение)

административные расходы на сумму 4.222 миллиона тенге и соответствующий штраф в размере 1.598 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.

Экологический аудит АО «Озенмунайгаз» 2012–2013

24 января 2014 года АО «Озенмунайгаз» получило уведомление от Департамента экологии Мангистауской области об уплате штрафа в размере 212.625 миллионов тенге за экологический ущерб от размещения замазученного грунта на 11 шламонакопителях. Итоговая сумма была определена по результатам проверки, которая охватывала период с 2012 по 2013 годы. Однако данные отходы, находящиеся в вышеуказанных объектах, имеют исторический характер образования. Согласно действующему экологическому законодательству Республики Казахстан, экологическое разрешение выдается за вновь образованные и размещенные отходы.

В связи с этим, 7 февраля 2014 года АО «Озенмунайгаз» была подана жалоба в судебном порядке на отмену данного штрафа, и определением Специализированного административного суда Мангистауской области от 21 февраля 2014 года жалоба удовлетворена в полном объеме в пользу АО «Озенмунайгаз». Данное определение суда в апелляционном и кассационном порядке обжалованию не подлежит, но может быть опротестовано органами прокуратуры.

Кроме того, по вышесказанному факту 19 февраля 2014 года Департаментом экологии Мангистауской области предъявлена претензия к АО «Озенмунайгаз» по возмещению ущерба окружающей среде на сумму 327.880 миллионов тенге.

АО «Озенмунайгаз» подало обжалование претензии в Специализированный межрайонный экономический суд Мангистауской области, который 6 марта 2014 года своим Решением признал незаконным акт о результатах проверки и отменил ущерб окружающей среде в полном объеме. 22 апреля 2014 года апелляционная судебная коллегия областного суда Мангистауской области отклонила апелляцию Департамента экологии по Мангистауской области, которая была подана с

целью обжаловать решение Специализированного межрайонного экономического суда Мангистауской области.

Постановлением кассационной судебной коллегии Мангистауского областного суда от 25 июня 2014 года решение Специализированного межрайонного экономического суда Мангистауской области от 6 марта 2014 и постановление апелляционной судебной коллегии областного суда Мангистауской области от 22 апреля 2014 года оставлены без изменения.

Компания считает, что АО «Озенмунайгаз» будет продолжать успешно обжаловать результаты проверки и требование об уплате ущерба, нанесенного окружающей среде, и вследствие чего начисление резервов по данному вопросу не производилось по состоянию на 31 декабря 2014 года.

Сжигание попутного газа АО «Эмбамунайгаз»

23 января 2014 года Компания получила уведомление от Департамента экологии Атырауской области об уплате штрафа в размере 37.150 миллионов тенге за экологический ущерб, вызванный нарушениями экологического законодательства, в том числе сжигание попутного газа в факелах. Итоговая сумма была определена по результатам проверки, которая охватывала период с 2008 по 2013 годы.

Компания была не согласна с вышеуказанным предписанием и обжаловала претензию со стороны Департамента экологии Атырауской области. 3 июня 2014 года Компания получила окончательную оценку с уменьшенной суммой экологического ущерба и обязательством уплатить 1.959 миллионов тенге. Данная сумма была начислена и уплачена в июне 2014 года.

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 лицензиях, 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В миллионах тенге, если не указано иное

Основные лицензии Компании и даты истечения срока их действия представлены в следующей таблице:

Месторождение	Контракт	Дата истечения срока действия
Узень (8 месторождений)	№ 40	2021
Эмба (1 месторождение)	№ 37	2021
Эмба (1 месторождение)	№ 61	2017
Эмба (23 месторождения)	№ 211	2018
Эмба (15 месторождений)	№ 413	2020

Договорные обязательства по лицензиям на нефтяные месторождения

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2015	90.890	6.309
2016	62.847	3.397
2017	52.720	3.317
2018	494	3.317
2019–2024	–	6.633
	206.951	22.973

Обязательства по поставке сырой нефти

У Компании есть обязательства по поставке нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок в соответствии с директивами Правительства (Примечание 21).

Договорные обязательства Казгермунай

По состоянию на 31 декабря 2014 года доля Компании в договорных обязательствах Казгермунай представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2015	9.100	4.965

Контактная информация

Юридический адрес Компании:

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз»
 Левый берег, улица Кабанбай батыра, здание 17,
 010000 Астана,
 Республика Казахстан,
 Телефон: +7 (7172) 975 433
 Факс: +7 (7172) 975 445
 www.kmger.kz

Договорные обязательства UGL

По состоянию на 31 декабря 2014 года доля Компании в договорных обязательствах UGL представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2015	12.350	324

Договорные обязательства KS EP Investments

По состоянию на 31 декабря 2014 года доля Компании в договорных обязательствах KS EP Investments представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2015	1.056	32
2016	3.386	62
	4.442	94

Договорные обязательства PKI

По состоянию на 31 декабря 2014 года доля Компании в договорных обязательствах PKI представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы
2015	1.562

Данная консолидированная финансовая отчетность подписана от имени Компании следующими лицами, состоящими в должностях, указанных по состоянию на 24 февраля 2015 года:

Генеральный директор  А. А. Нурсейтов

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

Информация для акционеров

Годовое общее собрание акционеров состоялось 19 мая 2015 года в 10 часов 00 минут по адресу: Республика Казахстан, г. Астана, пр. Кабанбай батыра, 15, отель Hilton Garden Inn Astana, Конференц-зал «Тюлип», 1 этаж (левое крыло).

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.

Количество выпущенных акций:

	Простые Акции	Привилегированные Акции	Всего
Количество выпущенных акций ¹	70 220 935	4 136 107	74 357 042

¹ Включает выкупленные акции и ГДР. 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:

Тел.: +7 (7172) 97 79 15
Елена Пак
e-mail: pr@kmger.kz

Корпоративный секретарь:

Тел.: +7 (7172) 97 54 08, +7 (7172) 97 54 09
Факс: +7 (7172) 97 54 03
Айдар Жексенбиев
e-mail: info@kmger.kz, Aidar@kmger.kz

Связь с инвесторами:

Тел.: +7 (7172) 97 54 33
Асель Калиева
email: ir@kmger.kz, A.Kaliyeva@kmger.kz

Аудиторы:

ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан»
пр. Аль-Фараби, 77/7,
здание «Есентай Тауэр»,
Алматы, 050060,
Республика Казахстан.
Тел.: +7 (727) 258 59 60
Факс: +7 (727) 258 59 61

Регистратор:

АО «Единый регистратор ценных бумаг»
ул. Сатпаева, 30А/3,
Алматы, 050040,
Республика Казахстан.
Тел.: +7 (727) 272 47 60

Банк-депозитарий:

Deutsche Bank Trust Company Americas, Depository
Receipts Group, 60 Wall Street, New York, NY 10005, USA
Тел.: +1 (212) 250 9100
Факс: +1 (732) 544 6346
email: adr@db.com

Справочная информация

Обозначение	Расшифровка
CCEL	CCEL (CITIC Canada Energy Limited, 100% владелец CCPL, ранее Nations Energy Company Ltd). Владеет 100% голосующих акций в АО «Каражанбасмунай», которое разрабатывает месторождение Каражанбас
KASE / КФБ	Казахстанская Фондовая Биржа
LSE / ЛФБ	Лондонская Фондовая Биржа
Miller and Lents, Ltd	Независимая международная консалтинговая компания, специализирующаяся на оценке запасов углеводородов
Ryder Scott Company L.P.	Независимая международная консалтинговая компания, специализирующаяся на оценке запасов углеводородов
Standard&Poor's/ Moody's	Международные рейтинговое агентства, которые занимаются присвоением краткосрочных и долгосрочных кредитных рейтингов
UGL – Ural Group Limited	является собственником 100% доли участия в ТОО «Урал Ойл энд Газ» (УОГ), обладающего правом недропользования на проведение разведки углеводородов на Федоровском блоке
АНПЗ	ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»
КазГПЗ	ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод»
КГМ	ТОО СП «Казгермунай»
КБМ	АО «Каражанбасмунай»
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
Категория 1Р	Доказанные запасы
Категория 2Р	Доказанные и вероятные запасы
Категория 3Р	Доказанные, вероятные и возможные запасы
CIC	Китайская инвестиционная корпорация – Государственный инвестиционный фонд КНР. Основная миссия CIC – осуществление долгосрочных инвестиций для снижения рисков финансовой деятельности на благо своих акционеров
ККТ	Казахстанско-Китайский трубопровод
КПН	Корпоративный подоходный налог

Обозначение	Расшифровка
Коэффициенты баррелизации	Для РД КМГ – 7,36 барреля за тонну; КГМ – 7,70; КБМ – 6,68; ПКИ – 7,75; другие – 7,33
НДПИ	Налог на добычу полезных ископаемых
НГДУ	Нефтегазодобывающее управление
НПС	Нефтеперекачивающая станция
НСП	Налог на сверхприбыль
НК КМГ	АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» – Государственная нефтегазовая компания Республики Казахстан, в форме акционерного общества, 100% акций которого принадлежат АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына»
ОМГ	АО «Озенмунайгаз» – один из двух производственных активов компании РД КМГ, который действует на двух основных месторождениях в Мангистауской области
ПКИ	«ПетроКазахстан Инк.»
ПКОП	ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс»
ПНХЗ	ТОО Павлодарский нефтехимический завод
СНГ	Содружество Независимых Государств
ТП	АО «Тургай Петролеум»
УБР	ПСП «Управление буровых работ»
УАС	Узень – Атырау – Самара – Нефтепроводной маршрут, протяженностью 1 500 километров, проходящий по территории Атырауской и Мангистауской областей в Россию
УОГ	ТОО «Урал Ойл энд Газ»
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



www.kmgep.kz