

10 ЛЕТ НАША КОМПАНИЯ
СТАБИЛЬНО ПРОДВИГАЛАСЬ
ВПЕРЕД, ПРИОБРЕТАЯ БЕСЦЕННЫЙ
ОПЫТ И УВЕЛИЧИВАЯ ДОХОДЫ
АКЦИОНЕРОВ



01	О КОМПАНИИ
02	Коротко о Компании
03	Финансовые и операционные показатели
04	Структура собственности
06	Обращение Председателя Совета директоров РД КМГ
08	Обращение Генерального директора РД КМГ
10	История Компании
12	Конкурентные преимущества и положение в отрасли
14	География бизнеса
16	Обзор нефтегазовой отрасли Казахстана
20	Ключевые события 2013 г.
24	ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ
26	Добыча и реализация нефти
29	Запасы
30	Геологоразведка
31	Капитальные затраты и модернизация производства
32	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ
34	Социальные и благотворительные программы в регионах деятельности
35	Кадровая политика
36	ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
40	КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
42	Совет директоров
44	Информация по корпоративному управлению
56	АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
76	ФАКТОРЫ РИСКА
80	КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ
81	Отчет независимых аудиторов
82	Консолидированный отчет о финансовом положении
83	Консолидированный отчет о совокупном доходе
84	Консолидированный отчет о движении денежных средств
85	Консолидированный отчет об изменениях в капитале
86	Примечания к консолидированной финансовой отчетности
118	ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ
119	СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

О КОМПАНИИ

КОРОТКО О КОМПАНИИ

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

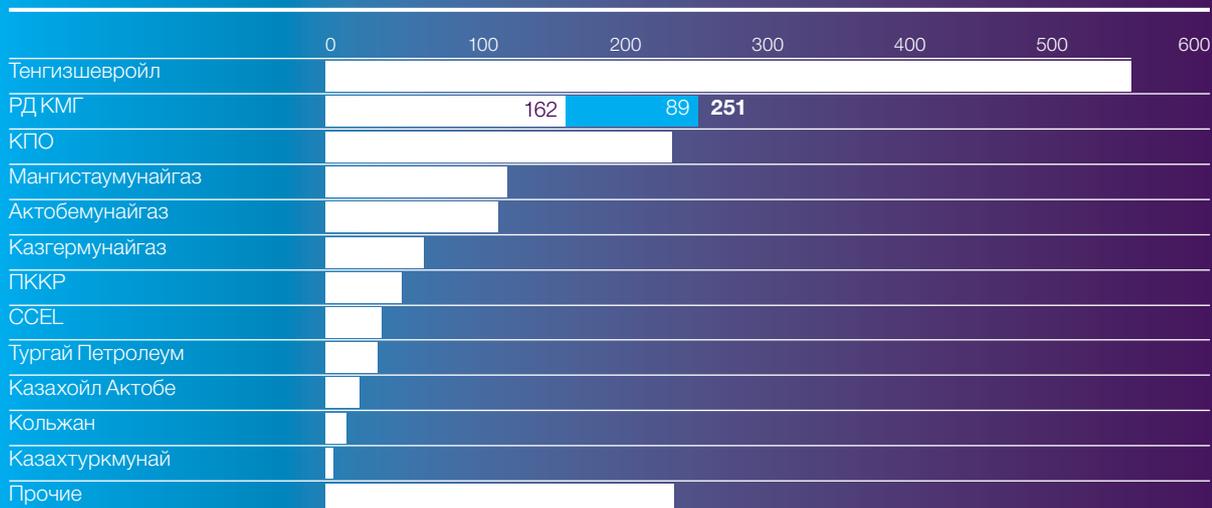
По итогам 2013 г. РД КМГ входит в тройку лидеров по объему добычи нефти в Казахстане. По консолидированным объемам РД КМГ контролирует около 15% добычи Казахстана, по консолидированным доказанным запасам — около 4%. Объем консолидированных доказанных и вероятных запасов РД КМГ с учетом ДЗО и долей в совместных предприятиях по состоянию на конец 2013 г. составил 200 млн тонн (1 466 млн баррелей), из которых 140,9 млн тонн (1 031 млн баррелей) приходится на ОМГ и ЭМГ.

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

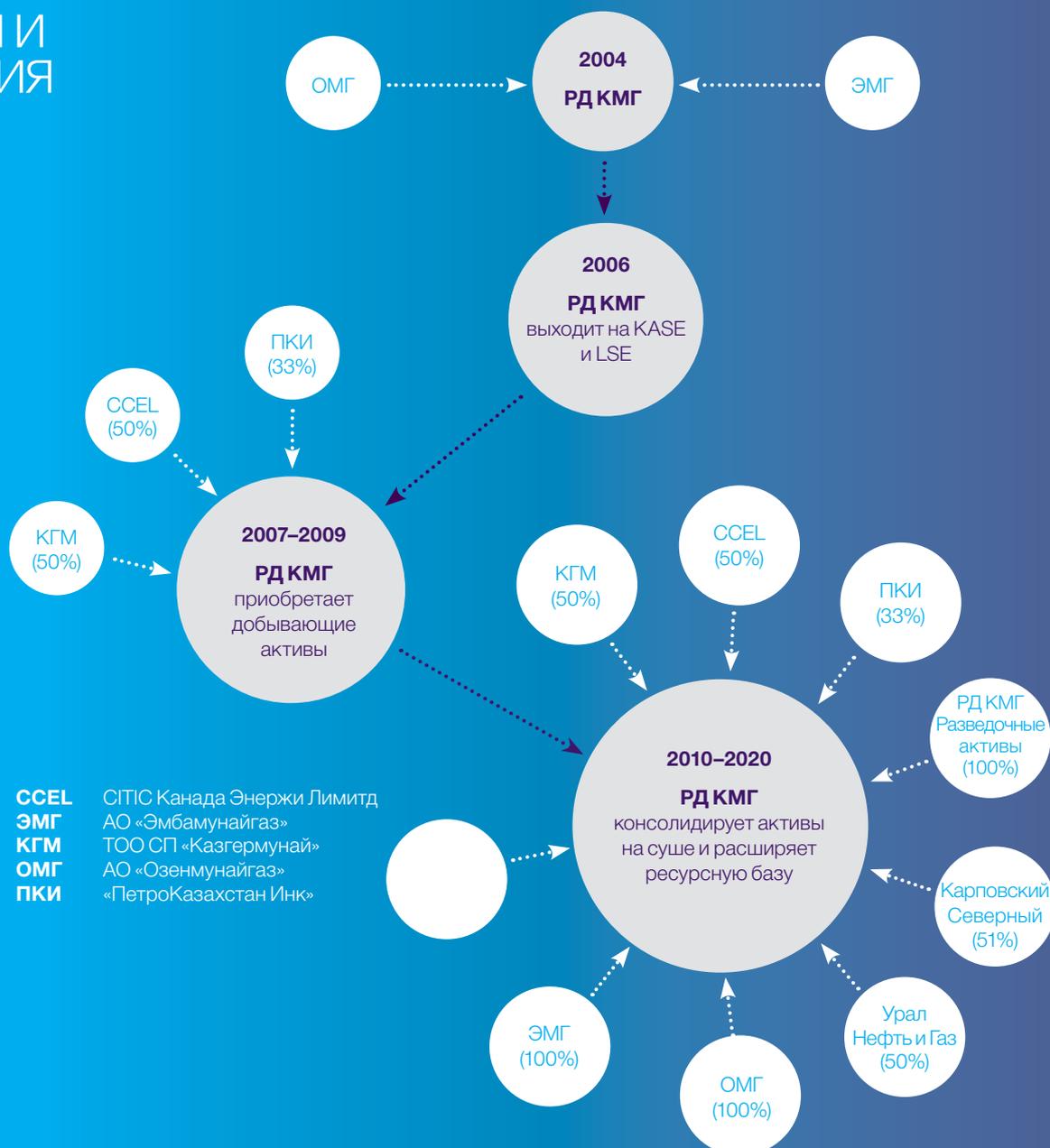
С момента IPO РД КМГ реализовывала свое уникальное преимущество, которое состоит в том, что через отношения с материнской компанией АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (НК «КазМунайГаз») РД КМГ имеет приоритетный доступ к нефтегазовым активам и инфраструктуре на территории Казахстана.

ДОБЫЧА НЕФТИ В КАЗАХСТАНЕ В 2013 Г.

ТЫС.БНС



МИССИЯ И СТРАТЕГИЯ



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 деятельность РД КМГ реализуется в соответствии со стратегией, одобренной ее акционерами. После успешного достижения среднесрочных целей стратегия была актуализирована в 2010 г., но ее основной принцип остался прежним — РД КМГ нацелена на повышение акционерной стоимости Компании. Среднесрочная стратегия РД КМГ во многом зависит от обновленной стратегии материнской компании — НК «КазМунайГаз».

ОСНОВНАЯ ЦЕЛЬ РД КМГ

Компания планирует осуществлять разведку на существующих и новых блоках, поддерживать уровень добычи на существующих месторождениях с использованием современных технологий извлечения нефти, а также расширять свой нефтегазовый портфель путем приобретения активов в Казахстане и за рубежом.

Стратегия Компании на действующих месторождениях заключается в проведении мероприятий по поддержанию добычи, работе по контролю над издержками, а также поиску способов интенсификации добычи и повышения коэффициента извлечения нефти посредством применения новых технологий.

В качестве потенциального пути решения данной задачи возможно привлечение стратегического партнера(ов) в совместные проекты по повышению эффективности добычи на зрелых месторождениях РД КМГ.

Начиная с 2017 г. истекают сроки действия контрактов на недропользование, которыми владеет группа компаний РД КМГ, а в 2022 г. заканчивается срок действия большинства контрактов на недропользование Компании. Компания ожидает, что к концу 2020 г. месторождения ОМГ и ЭМГ все еще будут обладать значительными запасами нефти в объеме более 1 млрд баррелей. РД КМГ намерена проводить работу по продлению контрактов на недропользование разрабатываемых месторождений ОМГ и ЭМГ, а также совместных предприятий с учетом экономической целесообразности.

ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Запасы категории 2P МЛН ТОНН²

149 МЛН +1%

2012	148
2013	149

Добыча нефти МЛН ТОНН В ГОД¹

12,4 МЛН +2%

2012	12,2
2013	12,4

Объем реализации МЛН ТОНН В ГОД¹

12,3 МЛН +1%

2012	12,1
2013	12,3

ЭКСПОРТ МЛН ТОНН В ГОД¹

9,8 МЛН +4%

2012	9,5
2013	9,8

Выручка МЛРД ТЕНГЕ²

817 млрд +2%

2012	797
2013	817

средний курс KZT/USD, 2013г. – 152,1 2012г. – 149,1

Чистая прибыль МЛРД ТЕНГЕ

142 млрд –12%

2012	161
2013	142

средний курс KZT/USD 2013г. – 152,1 2012г. – 149,1

Кап. вложения МЛРД ТЕНГЕ⁴

144 млрд +8%

2012	133
2013	144

средний курс KZT/USD 2013г. – 152,1 2012г. – 149,1

Чистые денежные средства МЛРД ТЕНГЕ³

616 млрд –12%

2012	699
2013	616

курс KZT/USD на конец 2013г. – 153,6 2012г. – 150,7

Дивиденд на акцию ТЕНГЕ

1,976 тенге 22%

2012	1,619
2013	1,976

Дивиденд на ГДР ДОЛЛАРОВ США⁴

1,8 долл. США 0%

2012	1,8
2013	1,8

Брент ДОЛЛАРОВ США ЗА БАРРЕЛЬ

108,7 долл. США –3%

2012	111,7
2013	108,7

¹ Включая доли в КГМ, ССЕС и ПКИ

² Не включая доли в КГМ, ССЕС и ПКИ

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

⁴ Компания пересмотрела свой подход к презентации капитальных затрат. Начиная с IV-го квартала 2013 г. капитальные затраты представляют количество пополнений в состав основных средств. Ранее они представляли приобретение основных средств и нематериальных активов в соответствии с отчетом о движении денежных средств

СТРУКТУРА СОБСТВЕННОСТИ

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

↓ 100%

ХОЛДИНГ «САМРУК-КАЗЫНА»

↓ 100%

НАЦИОНАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ «КАЗМУНАЙГАЗ»

↓ 58.0%

РАЗВЕДКА
ДОБЫЧА
КАЗМУНАЙГАЗ

МЕТАЛЛУРГИЯ
Тау-Кен Самрук **100%**

ЭНЕРГЕТИКА
KEGOC **100%**
Самрук-Энерго **100%**

ФИНАНСОВЫЙ СЕКТОР
БТА Банк **97%**
Казкоммерцбанк **21%**
Альянс Банк **67%**
Темир банк **80%**

ДРУГИЕ НАЦИОНАЛЬНЫЕ КОМПАНИИ
Казатомпром **100%**
Кахзахтелеком **51%**
Казпочта **100%**
Эйр Астана **51%**
Казахстан
Темир Жолы **100%**

ДОБЫВАЮЩИЕ АКТИВЫ
АО «Озенмунайгаз» **100%**
АО «Эмбамунайгаз» **100%**

СОВМЕСТНЫЕ ДОБЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ
ТОО СП «Казгермунай» **50% (2007)**
АО «Каражанбасмунай» **50% (2007)**
«ПетроКазахстан Инк» **33% (2009)**

РАЗВЕДОЧНЫЕ АКТИВЫ
ТОО «РД КМГ Разведочные активы» (ранее ТОО «СапаБарлау Сервис» **100% (2010)**
ТОО «Урал Ойл энд Газ» **50% (2011)**
KS EP Investments BV (ТОО «Карповский Северный») **51% (2011)**

33.7%

АКЦИИ В СВОБОДНОМ ОБРАЩЕНИИ

С/С (11% от общего количества акций в обращении (выпущенные акции минус казначейские акции на 31.12.2013) в соответствии с отчетом за сентябрь 2009 г.).

Иностранные и казахстанские институциональные инвесторы.

ДОБЫЧА И РАЗРАБОТКА

Тенгизшевройл	20%
Кашаган	16,88%
Карачаганак	10%
КазМунайТениз	100%
Казахойл Актобе	50%
Казахтуркмунай	51%
Мангистау-мунайгаз	50%

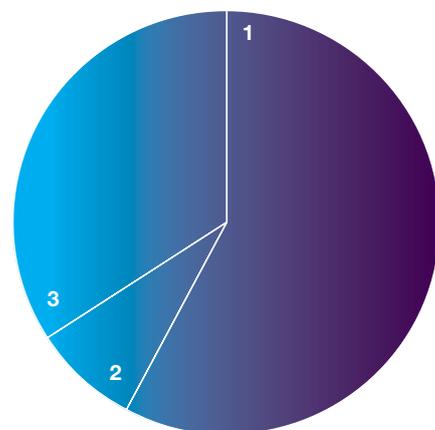
ТРАНСПОРТНЫЕ АКТИВЫ

КазТрансОйл	90%
– ККТ	50%
– МунайТас	51%
КазТрансГаз	100%
КТК	20,75%

ПЕРЕРАБОТКА, МАРКЕТИНГ, СЕРВИС

КМГ — Переработка и Маркетинг	100%
– Атырауский НПЗ	99,5%
– ПКОП	50%
– Павлодарский НХЗ	100%
КазРосГаз	50%
Тенизсервис	49%
КИНГ (исследовательский институт)	98%
Ромпетрол	100%

РД КМГ
СТРУКТУРА АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА¹
%



1 НК КМГ	58,0%
2 КАЗНАЧЕЙСКИЕ АКЦИИ	8,3%
3 АКЦИИ В СВОБОДНОМ ОБРАЩЕНИИ	33,7%

¹От общего количества размещенных акций по состоянию на 31.12.2013 г.

ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ РД КМГ БЕРЛИБАЕВА Д. А.

Дивиденд на акцию за 2013 г.

1 976 Тенге

Уважаемые акционеры!

Нефтегазовый комплекс Казахстана представляет собой мощный сектор экономики, который постоянно развивается. За последние 20 лет нефтедобыча в Казахстане возросла более чем в три раза, а газа — более чем в пять раз, и в обозримом будущем нашу страну ожидает дальнейшее увеличение объема добычи углеводородов.

Значительный вклад в эти впечатляющие показатели уже на протяжении десяти лет вносит РД КМГ. РД КМГ является примером современного бизнеса, который отличают профессионализм и высокая социальная ответственность перед обществом.

Важнейшим этапом для молодой Компании был выход на фондовый рынок в сентябре 2006 г. На тот момент было ясно, что без привлечения внешнего финансирования реализовать амбициозные планы по расширению ресурсной базы Компании невозможно. В то же время Правительство Казахстана поставило перед холдингом «Самрук» задачу по развитию казахстанского фондового рынка. Первичное предложение (IPO) акций РД КМГ на Лондонской и Казахстанской фондовых биржах помогло в решении обеих задач.

В структуре Национальной Компании «КазМунайГаз» (НК КМГ) РД КМГ играет важную роль. Она вывела добывающие активы НК КМГ на инвестиционный рынок, не утратив государственной поддержки, сделала бренд «КазМунайГаза» узнаваемым за рубежом и смогла привлечь значительные инвестиции на развитие месторождений Узенья и Эмбы. Фактически РД КМГ открыла дорогу на фондовый рынок и для других дочерних предприятий НК КМГ, на практике доказав, что это возможно.

В 2013 г. на KASE были размещены акции АО «КазТрансОйл», в настоящее время решается вопрос об IPO и других структур «КазМунайГаза».

РД КМГ признана международными рейтинговыми агентствами прозрачной компанией, что отражает приверженность высокому уровню корпоративного управления и повышение конкурентоспособности национальной экономики. РД КМГ внедряет в свою деятельность международные стандарты и принципы транспарентного бизнеса. При этом мы видим, что оптимизация управленческой структуры, интеграция в существующие бизнес-процессы современных технологий управления и процедур внутреннего контроля дают результаты с точки зрения повышения эффективности деятельности всей Компании.

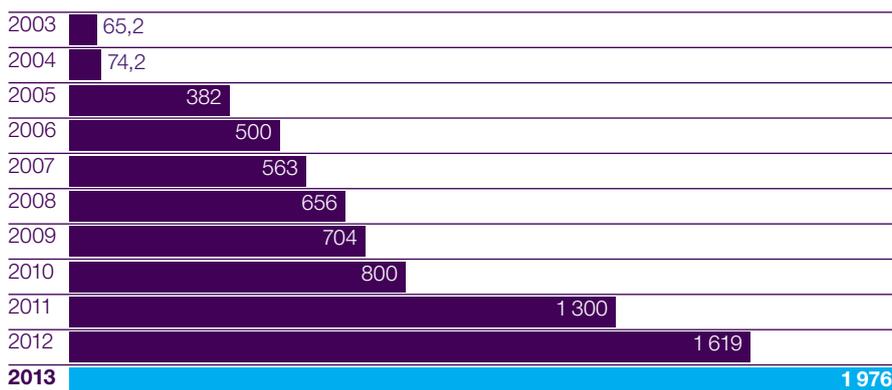
РД КМГ является одним из крупных налогоплательщиков в Казахстане. За десять лет Компания выплатила более 2,3 трлн тенге (около 17 млрд долларов США) в бюджет страны. Около 60% дивидендных выплат приходится на государственный холдинг НК КМГ, а это еще около 254 млрд тенге (1,8 млрд долларов США) за прошедшие годы.

За последние несколько лет на приобретение разведочных и добывающих активов РД КМГ было инвестировано около 3,5 млрд долларов США. Наиболее крупные приобретения, осуществленные благодаря поддержке государства и материнской компании НК КМГ, уже окупились и сегодня приносят РД КМГ стабильный доход.

Деятельность РД КМГ в 2013 г. была нацелена на стабилизацию нефтедобычи и переход на качественно новый уровень производства — более современного и рационального.

ДИВИДЕНД НА АКЦИЮ

Тенге



Открытые несколько десятков лет назад месторождения могут получить новую жизнь за счет применения новых технологий, доступных лишь в последние годы. Совершенствование научных методов в добыче нефти, интенсификация процесса бурения, увеличение добывающих скважин и внедрение нового инновационного оборудования — все это работает на повышение эффективности добычи нефти.

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.

В 2013 г. консолидированная добыча выросла по сравнению с предыдущим годом на 2%, в соответствии с планом добычи. При этом Компания продолжает выплачивать стабильно высокие дивиденды.

За годы существования РД КМГ стала одним из крупнейших в Казахстане работодателей, покупателей товаров и услуг казахстанских производителей, спонсоров социальных программ. Среди примеров социальных проектов РД КМГ — возведение многофункциональных спортивных объектов в Жанаозене и Атырау, субсидирование поставок питьевой воды и газа, создание социальных рабочих мест в г. Жанаозен, переселение жителей депрессивных поселков Атырауской области, строительство детских садов и ремонт школ в регионах деятельности.

Мы уверены, что РД КМГ, как и десять лет назад, обладает большим потенциалом, который может быть раскрыт при соблюдении баланса интересов всех заинтересованных сторон, обеспечении социальной стабильности и повышении эффективности деятельности.

Берлибаев Д. А.
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ СОВЕТА
ДИРЕКТОРОВ РД КМГ

“В 2013 г. КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ДОБЫЧА ВЫРОСЛА ПО СРАВНЕНИЮ С ПРЕДЫДУЩИМ ГОДОМ НА 2%, В СООТВЕТСТВИИ С ПЛАНОМ ДОБЫЧИ. ПРИ ЭТОМ КОМПАНИЯ ПРОДОЛЖАЕТ ВЫПЛАЧИВАТЬ СТАБИЛЬНО ВЫСОКИЕ ДИВИДЕНДЫ.”



ОБРАЩЕНИЕ
ГЕНЕРАЛЬНОГО
ДИРЕКТОРА РД КМГ
НУРСЕИТОВА А. А.



Уважаемые акционеры!
В 2014 г. АО «Разведка Добыча «КазмунайГаз» отмечает свой десятилетний юбилей. За этот относительно короткий срок Компания прошла большой путь, который ознаменован как значительными достижениями, так и уроками, вынесенными из серьезных испытаний. Основные вехи развития нашей Компании можно уместить в нескольких строках, но за каждой из них — смелые планы, решение сложных задач, сплоченный труд единомышленников, и самое главное — обретение бесценного опыта.

Непосредственные предшественники РД КМГ — «Узеньмунайгаз» и «Эмбамунайгаз» — были созданы в середине 1990-х годов путем акционирования предприятий, входивших в состав советского Министерства нефтяной промышленности. Позже, в 2004 г., было принято решение об объединении находящихся в руках государства нефтедобывающих активов для создания единого оператора по добыче нефти на суше в составе группы Национальной Компании «КазМунайГаз» (НК КМГ). Так появилась РД КМГ.

Чистые денежные средства на 31.12.2013

616 млрд Тенге

В октябре 2006 г. Компания успешно разместила свои акции на Казахстане и Лондонской фондовых биржах. IPO стало знаковым событием не только в жизни РД КМГ, но и всей страны. Став публичной компанией, РД КМГ вышла на новый уровень взаимоотношений с инвесторами, вошла в мировое бизнес-сообщество и предоставила возможность как отечественным, так и зарубежным участникам фондового рынка зарабатывать и расти вместе с Компанией. РД КМГ получила более 2 млрд долларов от казахстанских и иностранных инвесторов, а среди инструментов казахстанского фондового рынка появилась еще одна «голубая фишка». Акционерами РД КМГ стали пенсионные фонды, инвестиционные компании и широкий круг иностранных инвесторов. При этом Компания проделала большую работу по формированию системы корпоративного управления, полностью соответствующей высоким международным требованиям, и была признана флагманом корпоративного управления в Казахстане.

После IPO усилия Компании были сосредоточены на реализации стратегии роста. Было сделано несколько ключевых приобретений: 50% доли в «СП «Казгермунай» и ССЕЛ (АО «Каражанбасмунай»), КБМ), а также 33% доли в «ПетроКазахстан Инк.» Сегодня по консолидированному объему добычи РД КМГ занимает второе место после «Тенгизшевройл» и «Карачаганак Петролеум Оперейтинг». При этом наша Компания — единственная из тройки лидеров, чьи акции свободно обращаются на бирже.

Месторождения, на которых мы работаем, зрелые, и поддержка постоянного уровня производства на них является непростой задачей. Поэтому из года в год нам приходится решать вопросы роста капитальных и операционных расходов, повышения нефтеотдачи пластов и рентабельности промыслов. Помимо этого в 2011 г. мы столкнулись с комплексными проблемами в регионе, где трудится коллектив нашего дочернего предприятия ОМГ, на решение которых ушло более двух лет. В 2013 г. большую часть вопросов удалось успешно разрешить, и уровень добычи в ОМГ начал восстанавливаться.

Месторождения РД КМГ, даже с учетом их возраста, по-прежнему содержат значительные запасы нефти и могут долгие годы оставаться в эксплуатации, при условии жесткого контроля затрат. На наших предприятиях мы стараемся поддерживать оптимальный уровень добычи, но уверены, что есть потенциал дальнейшего роста. Компания ожидает, что к 2018 г. общий объем добычи на основных активах вырастет на 4% по сравнению с объемом добычи 2013 г., в том числе на ОМГ на 7% — до 5,57 млн тонн.

В числе первоочередных задач РД КМГ сегодня — переформатирование нашего бизнеса через модернизацию производства. Цель программы модернизации, запущенной в РД КМГ в 2012 г., — обновление инфраструктуры месторождений, строительство производственных объектов и оптимизация технологических процессов. На реализацию программы в общей сложности планируется инвестировать около 350–450 млн долларов США в период с 2012 г. по 2018 г. Первые объекты сданы в эксплуатацию, и мы уже получаем позитивные отклики наших работников о том, насколько эффективнее стала их работа благодаря новому оборудованию.

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.

Успехи РД КМГ оказывают влияние не только непосредственно на нашу Компанию, но и на огромное число казахстанцев. Дело в том, что выгоды от деятельности Компании получают и работники, и жители регионов, и казахстанские товаропроизводители, и — в первую очередь — само государство как главный акционер РД КМГ.

За годы, прошедшие после IPO, акционеры Компании получили существенный доход — около 3,8 млрд долларов США. Компания дважды осуществила выкуп собственных простых акций и разовый выкуп привилегированных акций на сумму около 660 млн долларов США, и ежегодно поддерживает высокую планку выплат дивидендов. В 2014 г. акционеры утвердили рекордный с момента IPO в 2006 г. дивиденд на простые и привилегированные акции, который составил 1 976 тенге. При этом за десять лет бюджет страны получил в виде налогов свыше 2,3 трлн тенге (около 17 млрд долларов США).

Социальные расходы Компании постоянно растут и за последние три года выросли более чем в три раза по сравнению с 2004 г. и за десять лет они составили 45 млрд тенге (около 320 млн долларов США). Крупнейший получатель социальных расходов Компании — Мангистауская область, на втором месте — Атырауская область. Подчеркну, что эту социальную нагрузку РД КМГ несет в дополнение к налоговым выплатам, а не за счет их сокращения.

За десять лет наша Компания аккумулировала значительные финансовые ресурсы и конкурентные преимущества, фундаментом для которых послужили тесные отношения с материнской компанией — НК КМГ. Эти преимущества уже позволили нам достичь значительного развития за счет приобретений долей в нефтегазовых активах Казахстана.

РД КМГ намерена и далее развивать и совершенствовать свой бизнес. Для этого у нас есть необходимый запас денежных средств, знания, опыт и возможности, как в нашей стране, так и за ее пределами.

Нурсейтов А. А.
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР РД КМГ

**“УСПЕХИ РД КМГ ОКАЗЫВАЮТ
ВЛИЯНИЕ НЕ ТОЛЬКО
НЕПОСРЕДСТВЕННО НА НАШУ
КОМПАНИЮ, НО И НА ОГРОМНОЕ
ЧИСЛО КАЗАХСТАНЦЕВ.”**

ХРОНОЛОГИЯ СОБЫТИЙ ЗА 10 ЛЕТ

2004

РД КМГ была образована в марте 2004 г. в результате слияния двух нефтедобывающих предприятий: ОАО «Узеньмунайгаз» и ОАО «Эмбаунайгаз» — и стала третьей по величине компанией в Республике Казахстан по годовым объемам добычи сырой нефти.

2005

В декабре 2005 г. Компания продала свою долю (99,1%) в Атырауском НПЗ дочерней компании НК КМГ.

2006

Успешное размещение акций РД КМГ в 2006 г. на Лондонской фондовой бирже позволило привлечь для развития производственной деятельности более 2 млрд долларов США.

2007

В апреле 2007 г. РД КМГ приобрела 50% доли в ТОО СП «Казгермунай» (КГМ), имеющем контракт на разведку и добычу месторождений Акшабулак, Нуралы и Аксай. В декабре 2007 г. РД КМГ приобрела 50% доли в компании CCEL («Каражанбасмунай»), разрабатывающей нефтегазовое месторождение Каражанбас.

2008

СД РД КМГ принято решение о выкупе простых акций на Казахстанской фондовой бирже (KASE) и глобальных депозитарных расписок (GDR) на Лондонской фондовой бирже (LSE) на общую сумму до 350 млн долларов США. В последующие годы обратный выкуп проводился еще дважды.

НАША ИСТОРИЯ ДОСТИЖЕНИЯ ЗА 10 ЛЕТ

Рост добычи нефти, млн тонн в год¹

39%



¹2013 г. по сравнению с 2004 г., вкл. доли в КГМ, CCEL и ПКИ

Цех по подготовке и перекачке нефти в АО «Эмбаунайгаз».



Рост доходов за 10 лет МЛРД ТЕНГЕ

244%



*Среднее значение 2005–2009

Активы

2004

ПФ «Озенмунайгаз», ПФ «Эмбаунайгаз»

2013

АО «Озенмунайгаз», АО «Эмбаунайгаз», 50% в «СП «Казгермунай», 50% в CCEL (АО «Каражанбасмунай»), 33% в «ПетроКазахстан Инк.», ТОО «РД КМГ Разведочные активы», 50% в АО «Ural Group Limited», 51% в KS EP Investments BV (ТОО «Карповский Северный»)

*Среднее значение 2005–2009

Распределение денежных средств акционерам с момента IPO МЛРД ТЕНГЕ

670

(4,5 млрд долларов США)

Рост денежных средств и финансовых активов (2013 г. к 2004 г.)

В 13 раз

Инвестировано в социальные проекты в 2004–2013 гг. МЛРД ТЕНГЕ

45

(323 млн долларов США)



УВЕЛИЧИЛАСЬ СУТОЧНАЯ ДОБЫЧА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ НАРЯДУ С УСТОЙЧИВЫМ РОСТОМ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТИ В ТЕЧЕНИЕ ГОДА

2009

РД КМГ завершила сделку по приобретению 33% акций ПКИ. Благодаря этому приобретению РД КМГ смогла не только нарастить объемы добычи в 2010 г. примерно на 17%, но и расширить географию бизнеса. ПКИ владеет 11 лицензиями в Южно-Тургайском бассейне в Центральном Казахстане.

2010

Открыта залежь нефти на разведочном блоке Лиман. Залежь располагается в непосредственной близости от месторождений ПФ «Эмбаунайгаз».

В сентябре 2010 г. компания приобрела новые разведочные активы: «Сапабарлау Сервис» (СБС) и «НБК».

2011

В ПФ «Озенмунайгаз» прошла незаконная акция протеста, которая оказала существенное влияние на производственные планы последующих лет.

В декабре 2011 г. РД КМГ приобрела 100% акций АО «Карповский Северный» и 50% акций в компании Ural Group Limited (UGL).

2012

Производственные филиалы «Озенмунайгаз» и «Эмбаунайгаз» преобразованы в акционерные общества, 100% акций которых принадлежат РД КМГ. Кроме того, созданы две новые сервисные компании УТТиОС и УБР, которые будут оказывать услуги как РД КМГ, так и другим нефтедобывающим компаниям.

2013

На месторождении Узень впервые был зафиксирован суточный прирост добычи в сравнении с предыдущими двумя годами, причем в течение всего года добыча стабильно росла.

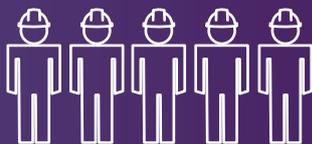
В рамках программы модернизации введены в эксплуатацию крупные производственные объекты: цех по диагностике и ремонту подземного оборудования, установка по подготовке жидкости для глушения скважин, две установки по утилизации попутного газа.

Цех по подготовке и перекачке нефти в АО «Эмбаунайгаз».



Обучили сотрудников за 5 лет

61 359



Узел учета нефти.



Выплачено налогов за 10 лет в (2004г. – 2013г.) ТРЛН ТЕНГЕ

2,3 (16,7 млрд долларов США)

Закуплено на казахстанском рынке товаров, работ и услуг МЛРД ТЕНГЕ

214

KZT/USD, средний курс в 2013 – 152,1

Отправлено нефти на экспорт и на внутренний рынок за 10 лет МЛН ТОНН

86,8



КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА И ПОЛОЖЕНИЕ В ОТРАСЛИ

РД КМГ является удачным примером совмещения акционерного капитала и собственных ресурсов, благодаря чему Компания поддерживает стабильную деятельность, показывает хорошие производственные и финансовые результаты, вышла на международный уровень и постоянно улучшает систему корпоративного управления. В сравнении с другими компаниями РД КМГ имеет ряд уникальных преимуществ.

РД КМГ — ЭТО КРУПНЕЙШАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОМПАНИЯ КАЗАХСТАНА, ЧЬИ ГДР И АКЦИИ КОТИРУЮТСЯ НА ЛОНДОНСКОЙ И КАЗАХСТАНСКОЙ ФОНДОВЫХ БИРЖАХ СООТВЕТСТВЕННО

Мажоритарным акционером является материнская компания НК КМГ. Ей принадлежит 61% общего количества простых акций. Около 11% пакета принадлежат государственному инвестиционному фонду Китайской Народной Республики China Investment Corporation (CIC). Остальными акциями владеют институциональные инвесторы из Великобритании, континентальной Европы, США, Азии и Казахстана.

По итогам 2013 г. 13 из 14 финансовых аналитиков давали в отношении акций РД КМГ рекомендации «покупать» и «держат».

ПРЕИМУЩЕСТВЕННОЕ ПРАВО ДОСТУПА К НЕФТЕГАЗОВЫМ АКТИВАМ НА СУШЕ КАЗАХСТАНА

Национальная Компания «КазМунайГаз» имеет право на заключение контрактов на недропользование по нелицензионным участкам на основе прямых переговоров, без проведения конкурса. А также в случае отчуждения права недропользования и (или) объекта, связанного с правом недропользования, НК КМГ вправе реализовать 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. Инвесторы, купив акции РД КМГ, могут наряду с мажоритарным акционером получать свою прибыль.

Кроме того, РД КМГ, используя право НК КМГ вести прямые переговоры с Министерством нефти и газа Республики Казахстан, обладает возможностью получать права недропользования по новым перспективным нелицензированным участкам, минуя тендерные процедуры.

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ МЕЖДУНАРОДНЫМ СТАНДАРТАМ И ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЕ СОБЛЮДЕНИЕ ПРАВ МИНОРИТАРНЫХ АКЦИОНЕРОВ

Система корпоративного управления, нацеленная на защиту интересов миноритарных акционеров, — еще один сильный элемент истории Компании. РД КМГ стала одним из первых казахстанских предприятий, которое активно применяет практику корпоративного управления, соответствующую мировым стандартам. За прошедшие годы эта система подвергалась проверке в различных ситуациях и различных рыночных условиях, оценивалась рейтинговыми агентствами, аналитиками, НК КМГ и ФНБ «Самрук-Казына» и неизменно получала высокую оценку эффективности.

ЗАПАСЫ КАТЕГОРИИ 2P

■ РД КМГ ■ КГМ, (50%) □ CCEL, (50%) □ ПКИ, (33%)

млн баррелей

Год	РД КМГ	КГМ, (50%)	CCEL, (50%)	ПКИ, (33%)	Итого
2011	1,661	80	208	134	2,083
2012	1,092	125	194	83	1,494
2013	1,101	100	187	78	1,466

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОБЪЕМ ДОБЫЧИ

■ ОМГ ■ ЭМГ ■ КГМ, 50% □ CCEL, 50% □ ПКИ, 33%

тыс баррелей/сутки

Год	ОМГ	ЭМГ	КГМ, 50%	CCEL, 50%	ПКИ, 33%	Итого
2011	102	57	32	18	41	250
2012	100	57	33	19	39	247
2013	105	57	33	19	37	251

УСПЕШНЫЕ ПАРТНЕРСКИЕ ОТНОШЕНИЯ И ДОЛЕВОЕ УЧАСТИЕ В КАЗАХСТАНСКИХ ДОБЫВАЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ

В настоящее время РД КМГ имеет 50% долю в совместно контролируемых нефтегазодобывающих компаниях СП «Казгермунай», ССЕЛ (АО «Каражанбасмунай»), а также 33% долю в «ПетроКазахстан Инк.».

СП «Казгермунай» - одна из десяти крупнейших нефтедобывающих компаний Казахстана, которая осуществляет свою деятельность на месторождениях в Кызылординской области. АО «Каражанбасмунай» ведет добычу на крупнейшем на территории СНГ неглубоко залегающем месторождении высоковязкой нефти, разработка которого осуществляется с применением термических методов. «ПетроКазахстан Инк.» входит в пятерку ведущих нефтегазовых компаний Казахстана. 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. Сделки по покупке долей уже полностью окупались. С 2007 г. РД КМГ было получено 3,2 млрд долларов США в виде дивидендов и платежей от КГМ, ПКИ и ССЕЛ, в то время как Компания инвестировала 2,1 млрд долларов США на приобретение долей в этих активах.

СТАБИЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЕНЕРИРОВАНИЯ СВОБОДНЫХ ДЕНЕЖНЫХ ПОТОКОВ

При благоприятной конъюнктуре цен на нефть РД КМГ генерирует значительные денежные потоки и обладает достаточными финансовыми средствами для инвестиций. Это дает возможность продолжать активную работу по поиску активов для приобретения, как в Казахстане, так и за рубежом, самостоятельно или совместно со стратегическим партнерами, обладающими соответствующим опытом и технологиями.

ПЕРСПЕКТИВНАЯ РЕСУРСНАЯ БАЗА

По итогам 2013 г. в портфеле Компании 11 разведочных блоков. Сделан большой объем 2D- и 3D-сеймики. И самое главное — есть обнаружения новой нефти.

При этом в активе РД КМГ крупнейшее и наиболее исследованное месторождение на суше Казахстана — Узень. После двух лет изучения эксперты Казахстанского института нефти и газа сделали вывод, что у месторождения есть потенциал дальнейшего развития. Сегодня здесь идет работа по внедрению современных методов повышения нефтеотдачи, с учетом присутствующей инфраструктуры осуществляется бурение горизонтальных скважин. Кроме того, начаты исследования нижних пластов.

ВЫСОКИЕ ОЦЕНКИ НЕЗАВИСИМЫХ НАБЛЮДАТЕЛЕЙ

В августе 2013 г. агентство Moody's присвоило РД КМГ рейтинг Baa3, прогноз позитивный. Базовая оценка кредитоспособности ba1 отражает значительный размер бизнеса Компании, ассоциируемый с ее ресурсной и производственной базой; низкий уровень задолженности и хорошие показатели денежных потоков.

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

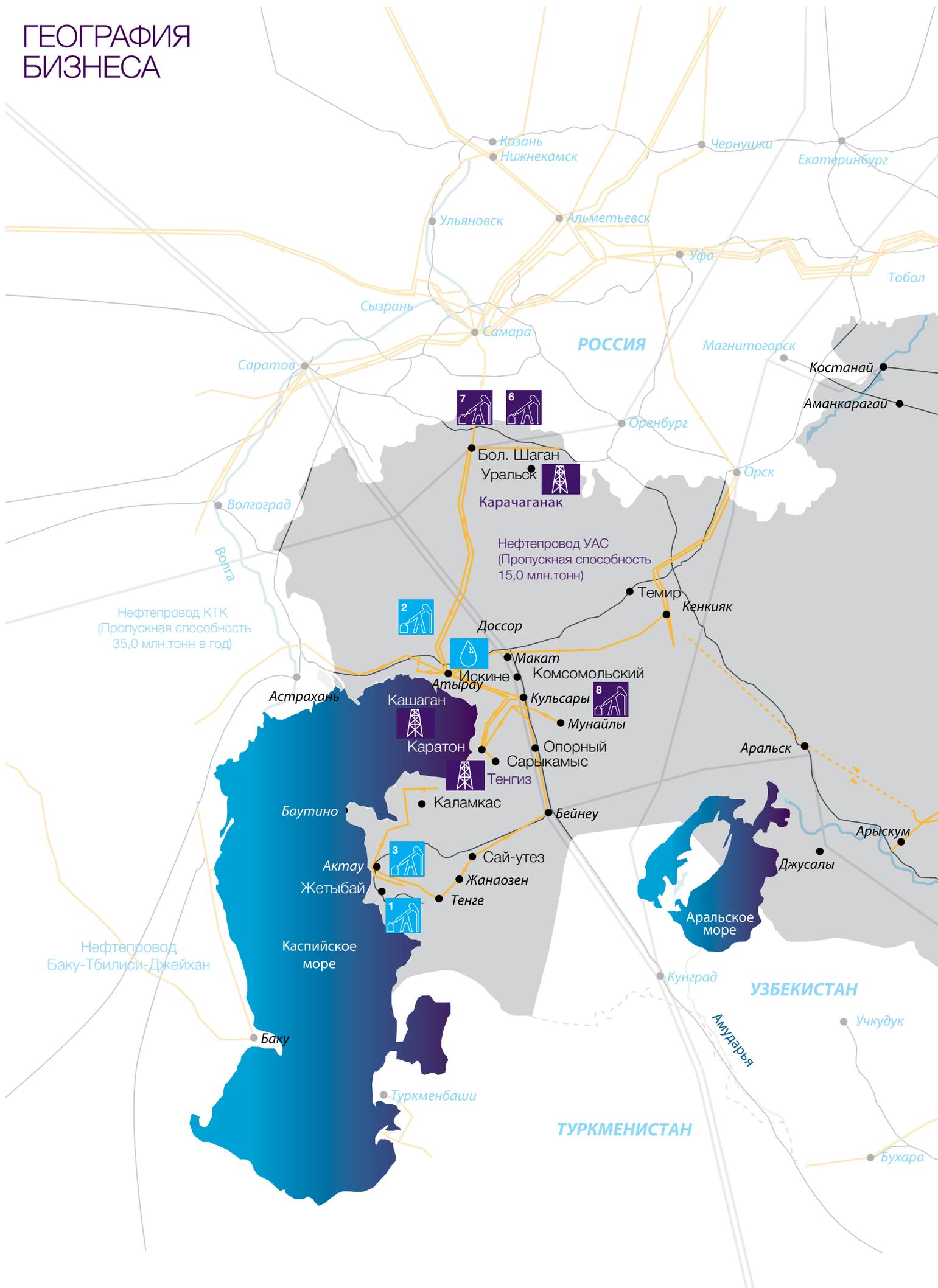
ВЫСОКИЕ ДИВИДЕНДЫ

РД КМГ всегда придерживалась практики стабильных выплат дивидендов. А в последние годы демонстрировала взвешенный подход к решениям по выбору между инвестициями и высокими выплатами акционерам. По итогам 2011 и 2012 гг. Компания выплачивала рекордные дивиденды. Дивидендная доходность варьировала в коридоре 7–10%, что было существенно выше средних показателей в отрасли. Выплаты по итогам 2013 г. в расчете на одну акцию ожидаются в размере 1 976 тенге (1,8 доллара США на ГДР).



Геологи АО «Эмбамунайгаз» в процессе работы.

ГЕОГРАФИЯ БИЗНЕСА





ОБЗОР ОТРАСЛИ

ПРОИЗВОДСТВО НЕФТИ В КАЗАХСТАНЕ

По подтвержденным запасам нефти Казахстан входит в число 15 ведущих стран мира, обладая 2% доказанных мировых запасов нефти. Нефтегазоносные районы занимают 62% площади страны и располагают 172 нефтяными месторождениями, из которых более 80 находятся в разработке.

За последние 10 лет добыча нефти в Казахстане увеличилась на 36%, с 1,2 млн баррелей нефти в сутки до 1,64 млн.

59,5
млн тонн

61,5
млн тонн

65,0
млн тонн

67,1
млн тонн

70,7
млн тонн

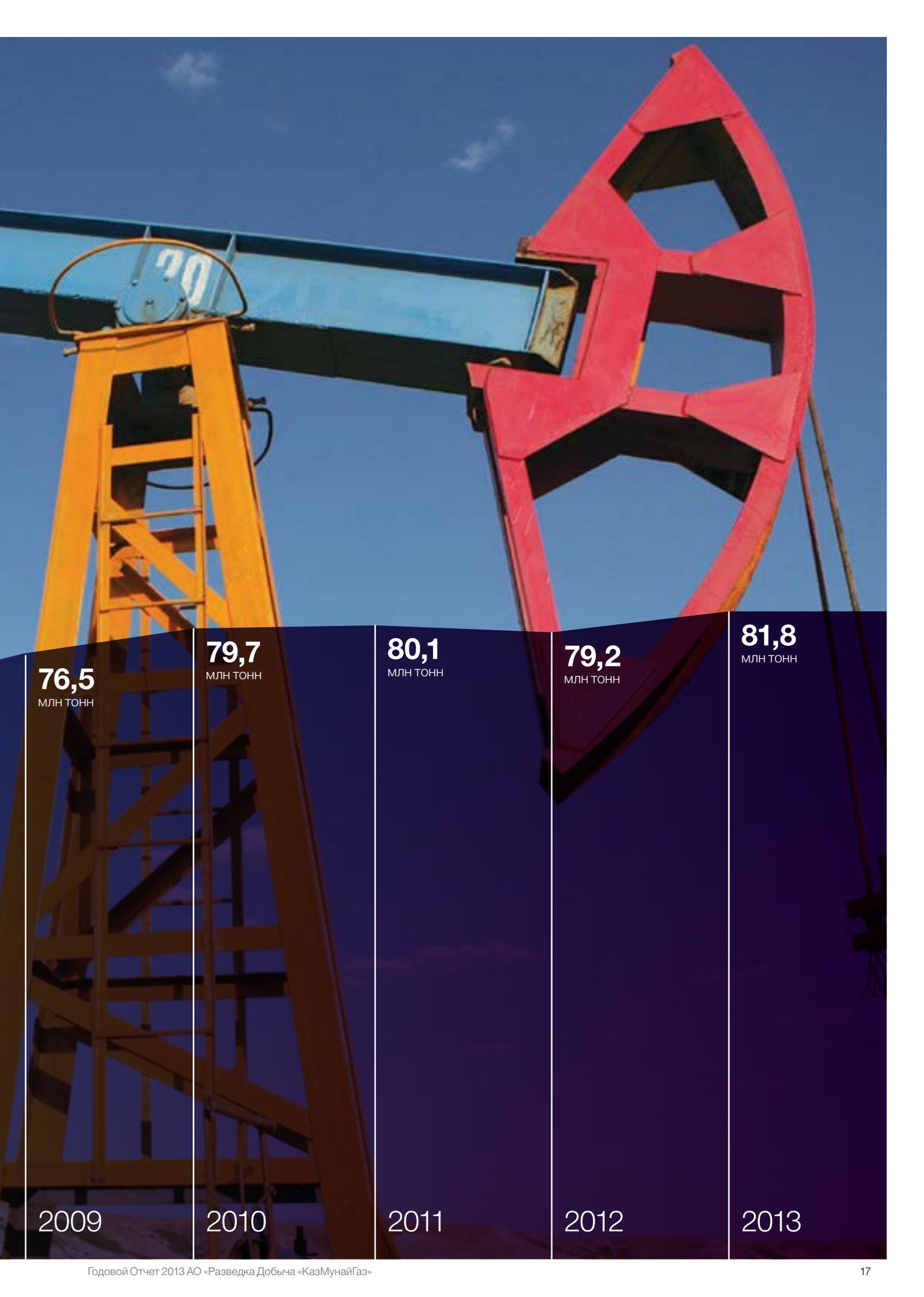
2004

2005

2006

2007

2008



76,5
млн тонн

79,7
млн тонн

80,1
млн тонн

79,2
млн тонн

81,8
млн тонн

2009

2010

2011

2012

2013

ОБЗОР НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

По подтвержденным запасам нефти Казахстан входит в число 15 ведущих стран мира, обладая 2% доказанных мировых запасов нефти. Нефтегазоносные районы занимают 62% площади страны и располагают 172 нефтяными месторождениями, из которых более 80 находятся в разработке.

Более 90% запасов нефти сосредоточено на 15 крупнейших месторождениях — Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Узень, Жетыбай, Жанажол, Каламкас, Кенкияк, Каражанбас, Кумколь, Северные Бузачи, Алибекмола, Центральная и Восточная Прорва, Кенбай, Королевское. Месторождения находятся на территории шести из четырнадцати областей Казахстана. Это Актюбинская, Атырауская, Западно-Казахстанская, Карагандинская, Кызылординская и Мангистауская области. При этом примерно 70% запасов углеводородов сконцентрировано на западе Казахстана.

По данным Министерства нефти и газа Республики Казахстан на 2013 г., подтвержденные запасы углеводородов, как на суше, так и на шельфе, оцениваются в пределах 4,8 млрд тонн или более 35 млрд баррелей, в то время как по состоянию на 2001 г. разведанные балансовые запасы нефти составляли только 2,9 млрд тонн (около 21 млрд баррелей). Более того, прогнозные запасы нефти, по оценкам некоторых экспертов, только по месторождениям, расположенным в казахстанском секторе Каспийского моря, могут составлять более 17 млрд тонн или 124 млрд баррелей. Учитывая запасы нефти и газа, а также постоянно растущие объемы добычи, в обозримой перспективе Казахстан будет продолжать оставаться в центре мировой нефтедобычи.

По данным Министерства нефти и газа Республики Казахстан, в 2013 г. объем добычи нефти и газового конденсата составил 81,8 млн тонн. В 2014 г. планируется добыть 83 млн тонн сырой нефти и газового конденсата.

На трех нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) Республики в 2013 г. переработано 14,3 млн тонн сырой нефти. В целях обеспечения потребностей Казахстана качественными нефтепродуктами продолжаются работы по модернизации и реконструкции НПЗ. К 2016 г. за счет модернизации планируется достигнуть объема переработки в 18 млн тонн в год.

УЧИТЫВАЯ ЗАПАСЫ НЕФТИ И
ГАЗА, А ТАКЖЕ ПОСТОЯННО
РАСТУЩИЕ ОБЪЕМЫ ДОБЫЧИ,
В ОБОЗРИМОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ
КАЗАХСТАН БУДЕТ ПРОДОЛЖАТЬ
ОСТАВАТЬСЯ В ЦЕНТРЕ
МИРОВОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ.

14,1 МЛН ТОНН

нефти транспортировано на казахстанские НПЗ по системе магистральных трубопроводов «КазТрансОйл» в 2013 г.

До 1 января 2014 г. беспошлинная поставка российской нефти осуществлялась согласно соглашению между Правительством России и Правительством Казахстана о торгово-экономическом сотрудничестве в области поставок нефти и нефтепродуктов в Республику Казахстан. В декабре 2013 г. 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.

11 ноября 2013 г. в Екатеринбурге также был подписан предварительный договор транспортировки между «Роснефть», НК КМГ и «КазТрансОйл» о транзите 7 млн тонн/год. Окончательный договор о транзите был подписан в декабре между «Роснефть» и «КазТрансОйлом».

Казахстан экспортирует основную часть добываемой нефти по нефтепроводам. Объем экспорта нефти и газового конденсата в 2013 г. составил 72,1 млн тонн, в том числе по нефтепроводам: «Атырау–Самара» — 15,4 млн тонн, «Каспийский трубопроводный консорциум» — 32,7 млн тонн. В рамках работ по диверсификации и расширению мощностей нефтетранспортной системы страны в 2013 г. увеличена пропускная способность маршрута «Атасу–Алашанькоу» до 20 млн тонн. В денежном выражении экспорт нефти составил сумму, эквивалентную 55 млрд долларов США, что составляет 72% общего экспорта страны.

В 2013 г. по системе магистральных трубопроводов «КазТрансОйл» на казахстанские НПЗ транспортировано 14,1 млн тонн нефти.

Большая работа в 2013 г. была проведена в геологической сфере. По заказу НК КМГ и при поддержке Комитета геологии Министерства индустрии и новых технологий Республики Казахстан, Казахским институтом нефти и газа (КИНГ) и Консорциумом научных и производственных геологических организаций был подготовлен Атлас нефтегазоносных и перспективных осадочных бассейнов Казахстана. Ожидается, что важным геологоразведочным проектом может стать проект «Евразия», который, как планируется, будет осуществляться на основе консорциума ведущих нефтегазовых компаний мира. В результате реализации этого проекта запасы углеводородов Казахстана могут значительно вырасти.

В перспективе объем добычи нефти и газа в Казахстане будет иметь тенденцию к дальнейшему росту. Увеличение объемов производства казахстанской нефти и газа связывается с рядом факторов. Во-первых, это обусловлено значительным притоком инвестиций. Во-вторых, дальнейшему наращиванию ресурсного потенциала отрасли будет способствовать проводимое широкомасштабное изучение участков недр в акватории Каспийского и Аральского морей. По прогнозам Министерства нефти и газа Республики Казахстан, после 2020 г. уровень добычи нефти в Казахстане составит около 2 млн баррелей в сутки (100 млн тонн в год).

О КАЗАХСТАНЕ

Население	17,2 млн (на 01.01.2014)
Площадь	2,7 млн кв.км
Столица	Астана переведена из г. Алматы в 1997 г.
ВВП (2013*)	34 140 млрд Тенге (224,4 млрд долларов США)
Реальный рост ВВП	6% в 2013 г. 5,3 % в среднем в 2009 -2013гг
Инфляция	4,8% (Дек. 2013 к Дек 2012)
Национальная валюта	Тенге (средний курс за 2013 г.: 152,14 тенге/доллар США)

11 февраля 2014 г. Национальный банк Республики Казахстан 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, НБРК установил коридор колебаний курса тенге по отношению к доллару США от нового уровня 185 тенге за доллар США плюс/минус 3 тенге и продолжит политику по сглаживанию резких скачков и краткосрочной волатильности обменного курса.

В силу того, что большая часть денежных средств, их эквивалентов и прочих финансовых активов Компании на момент девальвации была деноминирована в долларах США, по результатам девальвации был получен значительный доход от курсовой разницы в 1 квартале 2014 г.

* Предварительные данные САРК

2%

доказанных мировых запасов нефти находятся в Казахстане по состоянию на 2013 г.

81,8 млн тонн

нефти и газа произведено в Казахстане в 2013 г.

172 нефтяных

месторождения в Казахстане в 2013 г.



Источники информации: Министерство нефти и газа Республики Казахстан, Агентство по статистике Республики Казахстан, BP Statistical Review of World Energy, Июнь 2013.

I КВАРТАЛ

- Подведены итоги программы обратного выкупа акций РД КМГ. За период реализации данной программы с 11 октября 2011 г. до 31 декабря 2012 г. Компания выкупила 19 461 простых акций и 14 386 605 ГДР на общую сумму 263 млн долларов США.
- Решением СД Генеральным директором (Председателем правления) РД КМГ избран Абат Нурсеитов, ранее занимавший должность заместителя генерального директора по производству. Он сменил на посту Алика Айдарбаева в связи с его назначением на должность акима Мангистауской области.
- С учетом долей в КГМ, ССЕЛ и ПКИ в первые три месяца 2013 г. РД КМГ добыто 3 002 тыс. тонн нефти (247 тыс. баррелей в сутки), что на 1% меньше, чем за аналогичный период 2012 г.
- Согласно консолидированной промежуточной финансовой отчетности за первые три месяца 2013 г., выручка снизилась на 2% по сравнению с аналогичным периодом 2012 г. и составила 202 млрд тенге (1 342 млн долларов США), что связано с более низкими ценами на нефть и частично компенсировано более высокими ценами поставок на внутренний рынок. Чистый убыток составил 0,7 млрд тенге (4 млн долларов США), убыток на одну акцию составил 10 тенге (0,01 доллара США на одну ГДР), в основном, из-за дополнительных расходов на обесценение ОМГ. Производственные расходы составили 43 млрд тенге (284 млн долларов США), что на 36% выше по сравнению с аналогичным периодом 2012 г. Существенная доля роста объясняется повышением расходов по вознаграждению сотрудников, расходов на электроэнергию и расходов по ремонту и обслуживанию скважин.

Кредитные рейтинги РД КМГ: в 2013 г.

Moody's – **Вaa3**

Standard&Poor's –
BBB-/стабильный

Добыча нефти в первые три месяца 2013 г.
тыс. баррелей в сутки

247



ОБЩЕЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ УТВЕРДИЛО РАЗМЕР ДИВИДЕНДА ЗА 2012 Г. В РАЗМЕРЕ 1 619 ТЕНГЕ НА ОДНУ АКЦИЮ

II КВАРТАЛ

- В первом полугодии 2013 г. консолидированная добыча с учетом долей в КГМ, ССЕЛ и ПККИ составила 6093 тыс. тонн (249 тыс. баррелей в сутки), что на 1% больше, чем за аналогичный период 2012 г.
- Согласно консолидированной промежуточной финансовой отчетности за первое полугодие 2013 г., выручка снизилась на 4% по сравнению с аналогичным периодом 2012 г. и составила 384 млрд тенге (2 544 млн долларов США), что связано со снижением цены нефти и сокращением экспортных объемов продаж нефти и частично компенсировано ростом цены и объемов поставок на внутренний рынок. Чистая прибыль составила 38,8 млрд тенге (257 млн долларов США), что на 68% меньше, чем за аналогичный период прошлого года, в основном из-за понесенных расходов по обеспечению в I квартале 2013 г.
- Введен в эксплуатацию цех по диагностике и ремонту подземного оборудования в ОМГ.

- На Федоровском блоке при тестировании подсолевой скважины был получен приток газа на уровне 239 450 куб.м/сутки и конденсата на уровне 247 куб.м/сутки.
- На внеочередном Общем собрании акционеров избран СД Компании со сроком полномочий в один год.
- Национальная Компания «КазМунайГаз» (НК КМГ) уведомила РД КМГ о намерении выплатить из собственных денежных средств непогашенную сумму и начисленное вознаграждение по своим Облигациям. РД КМГ приобрела Облигации НК КМГ на сумму 222 млрд тенге (1,5 млрд долларов США) в июне 2010 г. с датой погашения 24 июня 2013 г. НК КМГ использовала дивиденды, полученные от РД КМГ в 2011-2012 гг. для выплаты примерно 40% обязательства по своим Облигациям. По состоянию на 31 декабря 2012 г. непогашенная сумма и начисленное вознаграждение по Облигациям НК КМГ составила 134 млрд тенге (891 млн долларов США). Выплата была сделана в полном объеме.
- По решению годового Общего собрания акционеров размер дивиденда за 2012 г. в расчете на одну акцию (как простую, так и привилегированную) составил 1 619 тенге (включая налоги, удерживаемые в соответствии с законодательством Республики Казахстан). Общая сумма дивиденда за 2012 г. составила около 110 млрд тенге (около 740 млн долларов США).

Добыча нефти в первые 6М 2013
тыс. баррелей в сутки

249



110

 млрд Тенге
**общая сумма дивиденда
за 2012г.**

KZT/USD, средний курс
в 2012 г. – 149,1

III КВАРТАЛ

– РД КМГ с учетом долей в КГМ, ССЕЛ и ПКИ за первые девять месяцев 2013 г. добыто 9 227 тыс. тонн нефти (250 тыс. баррелей в сутки), что на 119 тыс. тонн или на 1% больше, чем за аналогичный период 2012 г.

– Согласно консолидированной промежуточной финансовой отчетности за первые девять месяцев 2013 г. выручка практически не изменилась по сравнению с аналогичным периодом 2012 г. и составила 606 млрд тенге (4 000 млн долларов США). Чистая прибыль составила 93,2 млрд тенге (615 млн долларов США), что на 46% меньше, чем за аналогичный период предыдущего года. Снижение чистой прибыли в основном связано с понесенными в I квартале 2013 г. расходами по обесценению, а также снижением доходов от совместных и ассоциированных предприятий и ростом производственных расходов.

– В июле 2013 г. было завершено строительство установки по подготовке жидкости для глушения скважин в ОМГ.

– РД КМГ подписала Меморандум о взаимопонимании с Petrofac Limited. Согласно условиям Меморандума, компания Petrofac намеревалась провести оценку месторождений ЭМГ и подготовить предложение по долгосрочному улучшению разработки и добычи на некоторых месторождениях ЭМГ в целях возможного заключения контракта на повышение нефтеотдачи пласта.

– Председателем СД РД КМГ избран Данияр Берлибаев, первый заместитель председателя Правления по корпоративному развитию НК «КазМунайГаз»

– СД РД КМГ утвердил скорректированный бюджет на 2013 г. Согласно пересмотренному бюджету капитальные вложения в 2013 г. запланированы в размере 168 млрд тенге (1 121 млн долларов США), что на 17 млрд тенге (114 млн долларов США) меньше по сравнению с 185 млрд тенге (1 235 млн долларов США), утвержденными в декабре 2012 г. Снижение капитальных вложений связано, в частности, с уменьшением расходов на геологоразведочное бурение на 11 млрд тенге.

– Пересмотрен план реализации программы модернизации в сторону уменьшения на 7 млрд тенге (47 млн долларов США). Снижение расходов на программу модернизации в 2013 г. связано с переносом сроков строительства некоторых объектов на последующие годы.

Добыча нефти в первые 9М 2013 г.
тыс. баррелей в сутки

250



Запасы нефти млн тонн на конец 2012 г.¹



Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний в 2013 г.

68 млрд Тенге

KZT/USD, средний курс в 2013 г. – 152,1

Капитальные затраты
млрд Тенге



KZT/USD, средний курс
2013г. – 152,1
2014г. – 2018Б -185,0

¹ Не включая доли в КГМ, ССЕЛ и ПКИ

IV КВАРТАЛ

– Объявлены результаты оценки запасов нефти, проведенной компанией Miller and Lents, Ltd. (MLL) по состоянию на 31 декабря 2012 г. Согласно отчету MLL по состоянию на конец 2012 г. запасы нефти без учета долей РД КМГ в ассоциированных компаниях по категории 2P составили 148,0 млн тонн (1 092 млн баррелей). Запасы нефти по категории 1P составили 116,8 млн тонн (863 млн баррелей), а запасы по категории 3P составили 183,5 млн тонн (1 352 млн баррелей).

– На внеочередном Общем собрании акционеров избраны новые члены СД: Ержан Жангаулов и независимый директор Аластэр Фергюсон.

– СД утвердил новый план добычи в АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) на уровне 5,35 млн тонн нефти (108 тыс. баррелей в сутки) в 2014 г. При этом план добычи АО «Эмбаунайгаз» (ЭМГ) был сохранен на прежнем уровне в 2,8 млн тонн (57 тыс. баррелей в сутки). Пересмотр профиля добычи в ОМГ в основном связан с низким уровнем добычи последних трех лет, включая 2011 г., когда произошло резкое снижение добычи по причине трудовых конфликтов в ОМГ. Капитальные вложения на 2014 г. запланированы в размере 133 млрд тенге (719 млн долларов США). Ожидается, что уровень капитальных вложений за период 2014–2018 гг. составит около 3,4 млрд долларов США, из которых инвестиции в программу модернизации составят около 200–300 млн долларов США. Таким образом, совокупные инвестиции с 2012 г. по 2018 г. в программу модернизации составят около 350–450 млн долларов США.

– В АО «Эмбаунайгаз» (ЭМГ) завершено строительство установки по утилизации попутного газа на месторождении С. Балгимбаева с проектной мощностью в 20 млн куб.м/год. А на месторождении Восточный Макат введена в эксплуатацию установка по утилизации попутного газа с проектной мощностью в 40 млн куб.м/год.

– С учетом долей в КГМ, ССЕЛ и ПКИ в 2013 г. РД КМГ добыла 12 388 тыс. тонн нефти (251 тыс. баррелей в сутки), что на 2% больше, чем в 2012 г., в соответствии с планом добычи.

– РД КМГ получила 27 млн долларов США от ССЕЛ в виде приоритетного платежа, 219 млн долларов США от ПКИ и 200 млн долларов США от КГМ в виде дивидендов в 2013 г.

Добыча нефти в 2013 г.
тыс.баррелей в сутки

251



133

 млрд Тенге

Капитальные вложения
запланированные на 2014

KZT/USD, средний курс
2014 Б – 185,0

Затраты на программу модернизации

60 – 80

млрд Тенге



¹Конвертировано по бюджетному курсу 185 KZT / USD

ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Инвестиции в модернизацию

Наша комплексная программа модернизации предусматривает дальнейшие инвестиции в строительство и реконструкцию проектов с целью обеспечения операционной эффективности, улучшения условий труда и социального обеспечения, а также увеличения среднесрочных объемов производства.

К 2018г. наши инвестиции в модернизацию составят 350 – 450 млн долларов США.

МЛРД ТЕНГЕ
37–56
2014–18

KZT/USD, средний курс
2012г. – 149,1; 2013г. – 152,1;
2014г. – 2018Б -185,0

МЛРД ТЕНГЕ

9

2012

60–80

ВСЕГО

МЛРД ТЕНГЕ

МЛРД ТЕНГЕ

14

2013

В 2013 г. Компании удалось выполнить ранее поставленные задачи – на основных производственных активах наблюдается позитивная динамика восстановления добычи.

РД КМГ с учетом долей в СП «Казгермунай» (КГМ), «ССЕЛ» (ССЕЛ) и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) в 2013 г. добыла 12 388 тыс. тонн нефти (251 тыс. баррелей в сутки), что на 197 тыс. тонн или на 2% больше, чем в 2012 г., в соответствии с планом добычи.

АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) добыло 5208 тыс. тонн (105 тыс. баррелей в сутки), на 5% больше, чем в 2012 г. АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) добыло 2 841 тыс. тонн (57 тыс. баррелей в сутки), на 1% больше, чем в 2012 г. В результате общий объем добычи ОМГ и ЭМГ составил 8 049 тыс. тонн (162 тыс. баррелей в сутки), на 4% больше по сравнению с 2012 г.

В отчетный период в ОМГ впервые был зафиксирован суточный прирост добычи в сравнении с предыдущими двумя годами, причем в течение всего года добыча стабильно росла. Снижение добычи в 2011–2012 гг. в ОМГ было, в первую очередь, обусловлено увеличением скважин, находящихся в простое, и скважин с уровнем добычи ниже оптимального, по причине задержки ремонта скважин во время трудового конфликта в 2011 г. Количество скважин, которые не обслуживались должным образом, увеличилось, поэтому Компании в течение 2012–2013 гг. требовалось не только обслуживать, но и ремонтировать их.

На основных активах ОМГ и ЭМГ в 2013 г. было пробурено 311 эксплуатационных добывающих и нагнетательных скважин, что на 21% больше по сравнению с 2012 г.

Суммарно в ОМГ и ЭМГ в 2013 г. был осуществлен капитальный ремонт 1 151 скважины по сравнению с 957 скважинами в 2012 г. Количество операций по подземному ремонту скважин выросло на 10% — до 18 625 скважин. В результате Компании удалось снизить долю простаивающих скважин от эксплуатационного фонда с 13% в 2012 г. до 8% в 2013 г. В среднесрочной перспективе планируется и дальше поддерживать этот коэффициент на оптимальном для Узения уровне — 5%.

Кроме того, в течение 2013 г. благодаря улучшению инфраструктуры наблюдалось снижение количества остановленных скважин из-за перебоев электроэнергетики.

СД было принято решение утвердить новый план добычи в ОМГ на 2014 г. на уровне 5,35 млн тонн нефти (108 тыс. баррелей в сутки). При этом план добычи ЭМГ сохранится на прежнем уровне в 2,8 млн тонн (57 тыс. баррелей в сутки). Пересмотр профиля добычи в ОМГ в основном связан с низким уровнем добычи последних трех лет, включая 2011 г., когда произошло резкое снижение добычи. Компания считает утвержденный план добычи на 2014 г. реалистичным и уверена в его выполнении.

Для обеспечения планового объема добычи в 2014 г. на собственных производственных активах РД КМГ запланировано бурение 173 добывающих, 96 нагнетательных скважин. Также будут осуществляться плановые работы по гидроразрыву пласта, капитальному ремонту скважин, воздействию на призабойные зоны и выводу добывающих скважин из бездействия.

Компания ожидает, что к 2018 г. общий объем добычи на ОМГ и ЭМГ вырастет на 4% по сравнению с объемом добычи 2013 г., в том числе на ОМГ на 7% — до 5,57 млн тонн. Этому должны способствовать: внедрение новых технологических процессов, применение современных методов по повышению нефтеотдачи пласта и оптимизация производства в целом.

Добыча в ОМГ Тыс. баррелей в сутки

1квартал12		100
2квартал12		100
3квартал12		99
4квартал12		100
1квартал13		101
2квартал13		105
3квартал13		107
4квартал13		107

Доля РД КМГ в добыче компаний ССЕЛ, КГМ и ПКИ в 2013 г. составила 4 339 тыс. тонн (89 тыс. баррелей в сутки), на 2% меньше, чем в 2012 г., в основном за счет снижения уровня производства ПКИ на 5% по причине естественного снижения добычи.

В 2014 г. доля РД КМГ в планируемом объеме добычи нефти ССЕЛ, КГМ, ПКИ составит 4,1 млн тонн (84 тыс. баррелей в сутки) и постепенно снизится до 3,4 млн тонн (68 тыс. баррелей в сутки) в 2018 г. в связи с естественным падением добычи компаний КГМ и ПКИ.

В среднесрочной перспективе планируется ввести в эксплуатацию месторождения Лиман (ЭМГ), Рожковское (УОГ) и Аксай (КГМ).

Разработка месторождения Узень

РД КМГ разрабатывает крупнейшее на суше Казахстана месторождение — Узень. В ходе исследований, проводившихся в течение последних нескольких лет, эксперты пришли к выводу, что для эффективной разработки ресурсов Узеня требуется интенсификация разработки и внедрение новых технологических решений.

В 2012–2013 гг. на месторождении Узень была впервые применена технология горизонтального бурения. Разработкой проекта, расчетом траектории бурения, а также построением гидродинамических моделей занимался Инженерный центр РД КМГ совместно со специалистами по геологии и разработке ОМГ.

Сложная технология горизонтального бурения применяется, в первую очередь, с целью экономии затрат. По оценкам геологов и разработчиков, вместо двух или трех эксплуатационных скважин можно обойтись бурением одной горизонтальной. Это имеет большое значение и с точки зрения экологии. Горизонтальные скважины показывают достаточно высокую эффективность, потому что нефть, как правило, залегают в пластах горизонтально, что позволяет повышать нефтеотдачу. Горизонтальные скважины бурят и в том случае, если путь к нефтяному пласту перекрывает непроходимый рельеф местности.

В 2013 г. в ОМГ был разработан групповой технический проект на строительство около 30 стандартных добывающих скважин на месторождении Узень. На куполе Хумурун планируется построить 20 эксплуатационных добывающих скважин глубиной 1 800 м. Здесь же планируется строительство 10 эксплуатационных нагнетательных скважин глубиной 1 800 м. А на куполе Парсумурун планируется строительство 18 эксплуатационных добывающих скважин проектной глубиной 1 800 м и 9 эксплуатационных нагнетательных скважин такой же глубины.

В геологическом разрезе месторождения Узень установлено 26 песчаных горизонтов, относящихся к меловым и юрским отложениям. Горизонты с 1 по 12 мелового возраста являются газоносными, с 13 по 18 среднеюрского возраста представляют собой основной этаж нефтегазоносности месторождения. На отдельных куполах нефтегазоносны 19 и 24 горизонты.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ» И АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» НА КОНЕЦ 2013 Г.

	ОМГ	ЭМГ	РД КМГ
Количество месторождений	2	41	43
Количество добывающих скважин	3 755	2 305	6 060
Количество нагнетательных скважин	1 241	450	1 691
Среднесуточный дебит на 1 скважину, по нефти (тонн/сутки)	4,5	3,5	–
Запасы нефти категории 2Р, млн баррелей	734	297	1 031
Лифтинг затраты, \$/барр.	16,8	12,0	15,1
Добыча нефти за 2013 г., тыс. тонн в сутки	14,3	7,8	22,1
Добыча нефти за 2013 г., тыс. баррелей в сутки	105	57	162

Узел сдачи нефти



ОМГ и ЭМГ поставляют добываемую нефть на экспорт по двум основным маршрутам: через трубопроводы Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК) и Узень–Атырау–Самара (УАС). ОМГ также поставляет добываемую нефть на внутренний рынок. ЭМГ начнет поставки на внутренний рынок с 2015 г.

Экспортные объемы продаж нефти ОМГ и ЭМГ в 2013 г. составили 6 017 тыс. тонн (119 тыс. баррелей в сутки), или 75% от общего объема продаж нефти. Продажа нефти на внутренний рынок составила 1 900 тыс. тонн. Кроме того 67 тыс. тонн нефтепродуктов были реализованы на внутреннем рынке.

Доля от объемов продаж компаний ССЕЛ, КГМ и ПКИ, принадлежащая РД КМГ, составила 4 319 тыс. тонн нефти (88 тыс. баррелей в сутки), включая 3 829 тыс. тонн нефти (78 тыс. баррелей в сутки), поставленных на экспорт, что составляет 89% от общего объема продаж компаний.

Компания прогнозирует, что обязательства по поставкам нефти на внутренний рынок в 2014 г. составят 1,9 млн тонн (38 тыс. баррелей в сутки), которые будут поставлены на Атырауский нефтеперерабатывающий завод (АНПЗ). При этом дополнительно 100 тыс. тонн будут перерабатываться на АНПЗ для собственных нужд Компании. Цена реализации нефти планируется на уровне 48 тыс. тенге за тонну (35,9 доллара США за баррель), что на 20% выше цены реализации нефти в 2013 г.

Добыча нефти в 2013 г.

105 тыс. бнс
в АО «Озенмунайгаз»

57 тыс. бнс
в АО «Эмбамунайгаз»

ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Ожидается, что поставки нефти на внутренний рынок за период с 2015 г. по 2018 г. могут вырасти до 50% от объема продаж ОМГ и ЭМГ. Дальнейшее ценообразование и объемы будут определяться в ходе переговоров соответствующими регулирующими органами.

С 1 апреля 2014 г. ставка экспортной таможенной пошлины (ЭТП) на сырую нефть была повышена с 60 долларов до 80 долларов США за тонну. Данное изменение может оказать значительное влияние на финансовые результаты Компании. Ранее экспортная таможенная пошлина повышалась с 20 до 40 долларов США за тонну с января 2011 г. и до 60 долларов США за тонну с апреля 2013 г.

Девальвация

Девальвация тенге, произошедшая в феврале 2014 г., может оказать значительное влияние на деятельность Компании. Большая часть выручки Компании выражена в долларах США. Что касается операционных расходов, около половины расходов, по итогам 2013 г. были привязаны к иностранной валюте. Это налоги, методология расчета которых привязана к цене на нефть; транспортные расходы, часть которых выражена в долларах, в рублях. Оставшаяся часть — закупаемые товары и услуги. Большая часть этого компонента выражена в тенге. Группа компаний «КазМунайГаз», в том числе РД КМГ, пересмотрели фонд оплаты труда в сторону повышения. С 1 апреля 2014 г. фонд оплаты труда РД КМГ вырос на 21 млрд тенге (115 млн долларов США), включая повышение на 10% заработной платы в связи с девальвацией тенге. Что касается капитальных вложений, то здесь львиная доля — это казахстанское содержание: к ним относится закуп насосов, труб. Увеличение капитальных затрат в 2014 г. в связи с девальвацией пока не планируется.

48 000 ТЕНГЕ ЗА ТОННУ

Планируемая цена реализации нефти на внутреннем рынке в 2014 г.

35,9 долларов США за баррель

1.9 МЛН ТОНН

Поставки нефти РД КМГ на внутренний рынок в 2014 г.

38 тыс. бнс

*искл. доли в КГМ, ССЕЛ и ПКИ

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КГМ (100%) ЗА 2013 Г.

Количество месторождений	5
Количество добывающих скважин	154
Количество нагнетательных скважин	31
Лифтинг затраты, \$/ барр.	2,8
Запасы нефти категории 2Р, млн баррелей	199
Добыча нефти за 2013 г., тыс. баррелей в сутки,	66

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ССЕЛ (100%) ЗА 2013 Г.

Количество месторождений	1
Количество добывающих скважин	2 550
Количество нагнетательных скважин	713
Лифтинг затраты, \$/ барр.	17,8
Запасы нефти категории 2Р, млн баррелей	374
Добыча нефти за 2013 г., тыс. баррелей в сутки,	38

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПКИ (100%) ЗА 2013 Г.

Количество месторождений	15
Количество добывающих скважин	1 239
Количество нагнетательных скважин	380
Лифтинг затраты, \$/ барр.	6,3
Запасы нефти категории 2Р, млн баррелей	238
Добыча нефти за 2013 г., тыс. баррелей в сутки,	113



Цех по подготовке и перекачке нефти в АО «Эмбамунайгаз».

ЗАПАСЫ

Согласно отчету независимой компании MLL на месторождениях ОМГ, ЭМГ и ТОО «Урал Ойл энд Газ» («УОГ», доля РД КМГ — 50%) по состоянию на конец 2013 г., запасы жидких углеводородов претерпели незначительные изменения по сравнению с запасами на конец 2012 г. Запасы категории «доказанные» (1Р) выросли на 4,6% или 5,4 млн тонн и составили 122,1 млн тонн (902 млн баррелей). Запасы категории «доказанные плюс вероятные» (2Р) выросли на 0,6% или 0,9 млн тонн и составили 148,8 млн тонн (1101 млн баррелей). Запасы категории «доказанные плюс вероятные плюс возможные» (3Р) снизились на 0,4% или 0,7 млн тонн и составили 182,7 млн тонн (1 349 млн баррелей).

Увеличение запасов по категориям 1Р и 2Р достигнуто в основном за счет: долгосрочных планов по бурению новых скважин и выполнения геолого-технических мероприятий на добывающих активах; пересмотра расчетного темпа падения годовой добычи; положительных результатов испытаний разведочных скважин на месторождении Рожковское (Федоровский блок).

РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2013 Г.¹

	млн тонн			млн баррелей		
	1Р	2Р	3Р	1Р	2Р	3Р
Запасы на 31/12/2012 г.	116,8	147,9	183,4	863	1 092	1 351
Добыча	8,0	8,0	8,0	59	59	59
Восполнение	13,4	8,9	7,3	98	68	56
Запасы на 31/12/2013 г.	122,1	148,8	182,7	902	1 101	1 349

Оценка запасов совместных предприятий проводится отдельно независимыми аудиторами по запасам². Доля РД КМГ в общих запасах жидких углеводородов по категории 2Р компаний КГМ (50%), ССЕЛ (50%) и ПКИ (33%) по состоянию на конец 2013 г. 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 г. составили 200 млн тонн (1 466 млн баррелей).

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ ЗАПАСЫ

	млн тонн		млн баррелей	
	1Р	2Р	1Р	2Р
РД КМГ	122	149	902	1 101
КГМ 50%, ССЕЛ 50%, ПКИ 33%	39	51	283	365
Консолидированные запасы	161	200	1 185	1 466



Ремонт скважины в АО «Озенмунайгаз».

1 466

 млн баррелей

Консолидированные запасы категории «доказанные плюс вероятные» (2Р) на конец 2013 г.

¹Оценка выполнена на основе информации, имеющейся в наличии по состоянию на 31.12.2013г. Последующие изменения экономических параметров и допущений будут отражены в оценке запасов 2014 г.

²Оценка запасов КГМ и ССЕЛ производилась компанией «Miller and Lents, Ltd.» по состоянию на 31 декабря 2013 г. и 31 октября 2013 г. соответственно. Оценка запасов ПКИ – компанией «McDaniel & Associates Consultants Ltd» по состоянию на 31 декабря 2013 г.

ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

С момента создания РД КМГ развитие геологоразведки является важнейшей составляющей деятельности Компании. На базе компании «СапаБарлауСервис», которую РД КМГ приобрела в сентябре 2010 г., была образована геологоразведочная компания ТОО «РД КМГ Разведочные активы», миссией которой является осуществление функций оператора по контрактам на разведку. Необходимо отметить, что объемы инвестиций в геологоразведку из года в год изменялись, исходя из полученных итогов сейсморазведки, бурения скважин, конъюнктуры рынка. Финансирование геолого-разведочных работ проводится за счет операционных денежных потоков Компании. Заемные средства не привлекаются, а используется часть доходов от реализации нефти добывающих активов.

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 нефтегазосносные провинции в Республике Казахстан и в этом направлении ведется соответствующая исследовательская работа.

На основных разведочных активах Компании в 2013 г. было пробурено 23 скважины, из них 15 скважин — успешные, 5 скважины ликвидированы, 3 скважины в ожидании испытания, 3 скважины — в испытании.

В течение 2013 г. геологоразведочные работы проводились на территории 8 перспективных площадей. На территории блока Тайсойган пробурены две успешные скважины на структурах Бажир и Уз. Притоки нефти по результатам испытания составили от 10 до 21 тонн/сутки. В 2014 г. планируется пробурить еще одну скважину на структуре Уз и провести оперативный подсчет запасов. На территории блока Узень-Карамандыбас в 2013 г. пробурена скважина СЗТ-1 на структуре Северо-Западный Тенге. Испытание скважины запланировано на 2014 г. По результатам работ по доразведке в 2013 г. на месторождении С. Нуржанов пробурено 3 скважины с целью оценки валанжинских горизонтов, получены притоки нефти дебитом от 1,8 до 34,2 тонн/сутки. На месторождении Макат Восточный при испытании двух скважин, пробуренных в 2013 г. в испытании, получены притоки нефти дебитом от 12,4 до 20,9 тонн/сутки. На Западной Прорве и Жанаталапе пробурены 1 и 2 скважины соответственно. При испытании всех скважин получены положительные результаты. На месторождениях Камышитовый Юго-Западный и С. Балгимбаев пробурено по 1 скважине с отрицательными результатами.

Всего по доразведке за 2013 г. пробурено и испытано 10 скважин, положительные результаты получены по 8. Таким образом, успешность бурения по доразведке месторождений по итогам года составила 80%.

По итогам геологоразведочных работ за 2011–2013 гг. Компания сделала переоценку перспективности существующих геологоразведочных активов. В соответствии с утвержденным бизнес-планом на 2014–2018 гг. предусмотрено фокусирование на наиболее перспективных блоках существующего портфеля геологоразведочных активов. Однако Компания подтверждает готовность инвестировать ежегодно до 300 млн долларов США в геологоразведочные работы при появлении перспективных геологоразведочных проектов.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ФЕДОРОВСКОМ БЛОКЕ

В 2013 г. было завершено бурение трех подсолевых скважин (U-11, U-26 и U-24) на месторождении Рожковское на блоке Федоровский. При тестировании скважины U-11 был получен приток газа на уровне 156 тыс. куб.м/сутки и конденсата на уровне 152 куб.м/сутки. Как объявлялось, при тестировании скважины U-26 приток газа был получен на уровне 239 тыс. куб.м/сутки и конденсата на уровне 247 куб.м/сутки. Испытание третьей скважины планируется в первом полугодии 2014 г.

С 2003 г. на блоке Федоровский геологоразведочные работы проводились на 10 разведочных скважинах, из которых 8 были успешными, 1 скважина ожидает проведения испытания и 1 сухая.

НАЧАЛО ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА БЛОКЕ ЛИМАН

В декабре 2013 г. было подписано дополнение к контракту на разведку и добычу по блоку Лиман, согласно которому он был передан ЭМГ. В 2014 г. Компания планирует ввод в пробную эксплуатацию месторождения Новобогат ЮВ надкарнизный на блоке Лиман сроком на два года, по результатам которой будет принято решение о начале коммерческой добычи.



Станок-качалка на месторождении Узень.

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Капитальные вложения РД КМГ в 2013 г. составили 144 млрд тенге (946 млн долларов США), что на 8% больше, чем в 2012 г. Рост капитальных вложений в основном связан с увеличением количества пробуренных скважин с 256 до 311 скважин, строительством производственных объектов и закупом оборудования, а также реализацией программы модернизации. СД Компании утвердил капитальные вложения на 2014 г. в размере 133 млрд тенге (719 млн долларов США¹). Ожидается, что уровень капитальных вложений за период с 2014 г. по 2018 г. составит около 3.4 млрд долларов США, из которых инвестиции в программу модернизации составят около 200–300 млн долларов США. Таким образом, совокупные расходы с 2012 г. по 2018 г., на программу модернизации составят около 350–450 млн долларов США.

Программа технологической модернизации была инициирована в 2012 г. и реализуется в ОМГ и ЭМГ. Она включает в себя замену устаревшего оборудования, строительство новых производственных объектов, внедрение инновационных методик повышения нефтеотдачи и обслуживания скважин.

В июне 2013 г. в ОМГ был введен в эксплуатацию цех по диагностике и ремонту подземного оборудования. Мощности цеха достаточно для ремонта 400 тыс. насосно-компрессорных труб, 300 тыс. насосных штанг и 10 тыс. штанговых глубинных насосов в год. Ожидается, что цех позволит улучшить качество ремонта подземного оборудования и, соответственно, увеличить срок его службы. Это, в свою очередь, позволит снизить закуп нового подземного оборудования, увеличить межремонтный период скважин и снизить время их простоя, связанного с частым проведением ремонтных работ. Кроме того, повысится уровень промышленной и экологической безопасности на предприятии.

+8% г./г.

Капитальные затраты РД КМГ в 2013 г.

В июле 2013 г. было завершено строительство установки по подготовке жидкости для глушения скважин в ОМГ, которая позволит снизить засорение продуктивных горизонтов, предотвратить выпадение солей бария и снизить отказ штанговых глубинных насосов после ремонтных работ.

В октябре 2013 г. в ЭМГ было завершено строительство установки по утилизации попутного газа на месторождении С. Балгимбаева с проектной мощностью в 20 млн куб. м. в год. А на месторождении Восточный Магат в декабре 2013 г. установка по утилизации попутного газа с проектной мощностью в 40 млн куб. м. в год была введена в эксплуатацию.

Установки позволят прекратить сжигание неочищенного газа в соответствии с требованиями экологического законодательства. Часть переработанного газа будет использована для собственных нужд. Оставшаяся часть газа будет реализовываться на внутреннем рынке по цене, установленной государством. Всего в строительство установок по утилизации газа было инвестировано 2,6 млрд тенге (17 млн долларов США).

12 декабря 2013 г. сданы в эксплуатацию новые производственные базы на месторождениях Каражанбас и Каламкас. Производственные базы на 250 и 100 единиц автотранспортных средств и спецтехники обслуживаются специалистами ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин» (УТТиОС), созданного в январе 2012 г.

Производственные базы предназначены для централизованного сервисного обслуживания автотранспортных средств и спецтехники с использованием современных технологий. Также здесь значительно улучшены условия труда рабочего персонала. Уровень обслуживания техники на производственных базах соответствует европейским стандартам. Планируется, что благодаря работе базы удастся сократить затраты на проходимость ежеквартальной и ежегодной диагностики всех транспортных средств на месторождениях группы компаний РД КМГ. Мощности производственных баз позволяют оказывать услуги по техническому обслуживанию и ремонту автотранспортных средств и спецтехники для предприятий всей Мангистауской области.

Это лишь несколько проектов из обширного перечня объектов программы модернизации. Фактически в 2013 г. РД КМГ вступила в действительно важный период — Компания осуществляет переход к более совершенному технологическому процессу, выходит на новый уровень производства, без чего существование современного нефтегазового предприятия невозможно.

В 2014 г. Компания планирует продолжить реализацию программы модернизации. В частности, это реконструкция системы закачки блочно-кустовой насосной станции в ОМГ, завершение строительства установки подтоварной воды для закачки в пласт, реализация программы утилизации газа на месторождении Прорва.

Уже по итогам 2013 г. можно констатировать позитивные улучшения благодаря введению в эксплуатацию первых объектов программы модернизации. В 2014 г. планируется уменьшить закуп основного оборудования (насосно-компрессорные трубы, насосные штанги). А за счет ввода цеха по глушению скважин был уменьшен срок вывода на рабочий режим эксплуатационных скважин после текущего ремонта.



Центральная Производственная установка на ЭМГ

¹Конвертировано по бюджетному курсу 185 KZT / USD

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ФИНАНСИРОВАНИЕ СОЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ

Мы стремимся поддерживать устойчивое равновесие между экономическими интересами и обязательствами Компании в области социального обеспечения и охраны окружающей среды.



6,2 млрд Тенге
2011 г.

3,7 млрд Тенге
2010 г.

*KZT/USD, средний курс
2010г. – 147,4; 2011г. – 146,6;
2012г. – 149,1; 2013г. – 152,1



7,8 млрд Тенге
2012 г.

3,4 млрд Тенге
2013 г.

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

СОЦИАЛЬНЫЕ И БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ В РЕГИОНАХ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Социальная политика — это ключевая составляющая деятельности РД КМГ. Развитию регионов Компания уделяет особое внимание, так как это определяет не только обеспечение комфортных условий для жизни нефтяников и их семей, но и является прямой обязанностью перед государством, перед населением областей, в которых работает РД КМГ.

За десять лет существования РД КМГ профинансировала различные проекты в социальной сфере на сумму, которая превышает 45 млрд тенге (323 млн долларов США), в том числе и в рамках контрактных обязательств. Эти деньги были направлены на строительство детских садов, медицинских учреждений, дворовых и спортивных площадок, домов культуры, физкультурно-оздоровительных комплексов, детского лагеря в Кендирили на берегу Каспия и других социально-значимых объектов.

Кроме того, Компания делает все возможное для стабильной работы производства, создает комфортные условия труда, помогает поддерживать социальную инфраструктуру регионов деятельности.

В связи с истечением срока действия Коллективного договора на 2011–2013 гг. в декабре 2013 г. были подписаны новые Коллективные договоры с работниками на три года практически во всех ДЗО Компании. При этом в ходе обсуждения проекта нового Коллективного договора были рассмотрены все пожелания и замечания работников по вопросам социальной поддержки. В новом Коллективном договоре сохранены все прежние социальные выплаты, а также внесены дополнения.

Мангистауская область

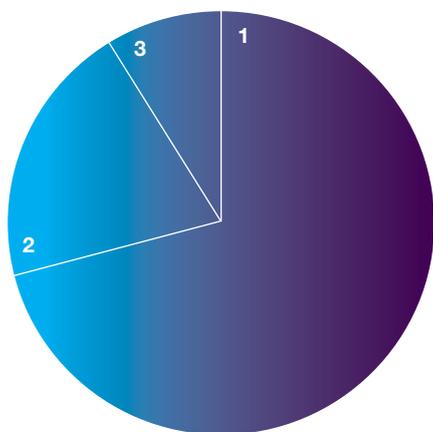
Контрактные обязательства РД КМГ на развитие социальной инфраструктуры Мангистауской области составляют 903,8 млн тенге (5,9 млн долларов США). На реализацию различных проектов по инициативе Компании было дополнительно выделено 1,6 млрд тенге (10,5 млн долларов США), в том числе, на развитие социальной инфраструктуры в регионе, поддержку социально уязвимых слоев населения (пенсионеров, ветеранов, инвалидов, сирот, малоимущих), проведение общественно-значимых мероприятий (культурных, спортивных, правоохранительных).

В городе Жанаозен РД КМГ финансирует строительство в 2014 г. овощехранилища, будет начато строительство медицинского центра. По обращению местных исполнительных органов, обеспечены капитальный ремонт и реконструкция автодороги на участке Жанаозен – поселок Кызылсай. Дорога, протяженностью в 18 километров, не только соединяет населенный пункт с городом, но и является основной трассой на нефтепромысел.

Атырауская область

В Атырауской области контрактные обязательства РД КМГ на развитие социальной инфраструктуры составляют 274 млн тенге (1,8 млн долларов США). Здесь Компания также не ограничивается только обязательными выплатами. Дополнительно на реализацию социальных проектов в 2013 г. было выделено 369,7 млн тенге (2,4 млн долларов США). В 2012–2013 гг. по обращению областного Акимата РД КМГ выделила 5,4 млрд тенге (36 млн долларов США) на переселение жителей поселков Байшонас и Ескене в областной центр.

ФИНАНСИРОВАНИЕ СОЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ В 2013 Г. МЛРД ТЕНГЕ



1 МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ	2,2
2 АТЫРАУСКАЯ ОБЛАСТЬ	0,6
3 ДРУГИЕ РЕГИОНЫ	0,3
ВСЕГО	3,2



Памятник культуры Канга-баба в Мангистауской области.

KZT/USD, средний курс 2013г. – 152,1

КАДРОВАЯ ПОЛИТИКА

Развитие персонала является одним из стратегических приоритетов РД КМГ. 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 активно проводит корпоративные тренинги, семинары-совещания, модульные программы для работников группы компаний РД КМГ. Так, на ежегодной основе проводится обучение в корпоративном формате для топ-менеджеров, работников юридических, кадровых, финансовых служб группы компаний РД КМГ.

В 2013 г. было обучено более 22 тыс. работников группы компаний РД КМГ¹. На обучение было выделено около 1,6 млрд тенге (10,5 млн долларов США).

26–27 августа 2013 г. прошел ежегодный конкурс профессионального мастерства на звание «Үздік маман» среди работников дочерних организаций и совместных предприятий РД КМГ. В конкурсе приняли участие 38 финалистов предварительно проведенных внутренних конкурсов в дочерних организациях и совместных предприятиях РД КМГ, включая: АО «Озенмунайгаз», АО «Эмбамунайгаз», АО «Каражанбасмунай» и СП «Казгермунай».

Конкурс проводился по 10 специальностям и состоял из теоретической и практической частей. При оценке результатов комиссия обращала особое внимание на применение конкурсантом передовых форм и методов труда, соблюдение правил техники безопасности и охраны труда, качество выполнения практического задания в установленные сроки, а также уровень теоретической подготовки.

Победители конкурса по каждой профессии награждены медалями «Үздік маман», денежными премиями, а также сертификатами на приобретение бытовой и оргтехники. Участники конкурса, занявшие первые, вторые и третьи места, в течение года будут получать надбавку к заработной плате в размере 30%, 20% и 10% тарифной ставки соответственно.

РД КМГ готовит и молодую смену — ежегодно в структурных подразделениях РД КМГ и его дочерних организациях проходят производственную практику более 1 100 студентов средних специальных и высших учебных заведений. Кроме того, в 2013 г. Компания и ее дочерние организации оплатили обучение 782 граждан Республики Казахстан в средних специальных и высших учебных заведениях.

В Компании планомерно создается кадровый резерв. В дочерних организациях и совместных предприятиях РД КМГ, а также в центральном аппарате действуют Советы молодых специалистов. Их задача — воспитание настоящих профессионалов, поиск талантливой молодежи. Планируется, что молодых специалистов будут отправлять на крупные месторождения Республики Казахстан и стран СНГ с целью обмена опытом, обучения на курсах.

13–15 июня 2013 г. состоялся первый День молодых специалистов группы компаний РД КМГ. Целью этого мероприятия стало объединение молодежи дочерних организаций и совместных предприятий, ознакомление с лучшими проектами, мотивация на достижение коллективных целей.

Основным условием участия в Дне молодых специалистов является наличие подготовленной молодой специалистом проектной работы по улучшению производственной деятельности Компании. При этом одним из главных критериев отбора является возможность применения предлагаемого проекта на практике и его экономическая эффективность. В 2013 г. в Дне молодых специалистов приняли участие 53 молодых специалиста из АО «Эмбамунайгаз», АО «Озенмунайгаз», АО «Каражанбасмунай», ТОО «Круз», ТОО «Жондеу», ТОО «РД КМГ Разведочные активы», ТОО «СП «Казгермунай» и ТОО «ТулпарМунайСервис». Инновационные проекты были представлены по следующим направлениям: «Геология и разработка», «Производство», «Экология», «Автоматизация», «Финансы и экономика».

Пять работ были признаны лучшими. Их разработчики были награждены дипломами и ценными призами. Остальным участникам были вручены сертификаты участия и подарочные сертификаты на приобретение техники. Топ-менеджмент компаний-участников совместно с модераторами из центрального аппарата будут курировать реализацию лучших работ и оказывать поддержку молодым специалистам.

В 2014 г. группа компаний «КазМунайГаз», в том числе и РД КМГ пересмотрела фонд оплаты труда в сторону повышения в связи с девальвацией. СД РД КМГ было принято решение внедрить Единую систему оплаты труда сотрудников бизнес-направления «Разведка, добыча нефти и газа» (ЕСОТ) с 1 апреля 2014 г. и увеличить бюджет на 2014 г. в части фонда оплаты труда на 21 млрд тенге (115 млн долларов США), включая повышение на 10% заработной платы в связи с девальвацией тенге. По мнению менеджмента Компании, эта мера станет еще одним шагом, направленным на сохранение стабильной социальной обстановки в регионах деятельности РД КМГ.

ЕСОТ внедряется в группе компаний НК «КазМунайГаз» и предусматривает унификацию тарифных ставок по рабочим профессиям и унификацию составляющих расчета заработной платы за месяц. В основу построения ЕСОТ положен единый принцип построения тарифной сетки, с учетом сложности труда рабочих в рамках одной профессии.

22 000

работников группы компаний
РД КМГ прошли обучение в 2013 г.

¹Включая ассоциированные компании

ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Безопасность и охрана труда

Безопасность производства и здоровье работников являются постоянными приоритетами для предприятий РД КМГ, и Компания продолжает совершенствование своей деятельности по этим направлениям. На протяжении десяти лет существования Компания неукоснительно выполняет требования законодательства Республики Казахстан в этой сфере и применяет внутренние стандарты в соответствии с передовой мировой практикой.

Производственные объекты нефтяных компаний относятся к разряду опасных, поэтому РД КМГ активно работает над тем, чтобы снизить риск возникновения ситуаций, связанных с угрозой жизни и здоровью персонала. Тем не менее проблема несчастных случаев на производстве по-прежнему актуальна. По итогам 2013 г. на производственных объектах АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз», было допущено 15 несчастных случаев связанных с производством. Пострадали 20 работников, при этом коэффициент частоты составил 0,98 случаев на тысячу человек. Из 20 пострадавших в произошедших несчастных случаях три человека скончались, одному работнику установлена II группа инвалидности, двое прошли амбулаторное лечение и 14 работников вышли на работу. Больше половины от числа несчастных случаев произошли на объектах добычи нефти и газа. В большинстве эпизодов пострадали работники со стажем работы свыше 10 лет.

Для расследования причин несчастных случаев были созданы специальные комиссии, с участием представителей Министерства труда и социальной защиты Республики Казахстан. За допущение несчастных случаев к ответственным лицам применены строгие дисциплинарные меры, вплоть до освобождения от занимаемых должностей.

Вопросы безопасности труда регулярно рассматриваются на заседаниях Правления Компании. При этом большое внимание уделяется профилактике несчастных случаев. С этой целью налажено постоянное обучение персонала правилам техники безопасности, которое является ключевым звеном действующей системы подготовки и повышения квалификации кадров в Компании. Все работники обеспечиваются спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, причем из года в год качество спецодежды и спецобуви улучшается.

Завершены работы по внедрению в действие «Системы мониторинга автотранспортных средств и спецтехники (GPS)». Данная система позволяет вести мониторинг местонахождения автотранспорта, фиксации нарушений (скоростного режима, выход за пределы маршрутов).

Для профилактики и снижения профессиональной заболеваемости работники производственных филиалов и центрального аппарата РД КМГ проходят ежегодный медицинский осмотр, проводится предсменное медицинское освидетельствование водителей и других работников.

Дочерние компании объявили 2014 г. годом охраны труда. В этой связи планируется провести комплексные мероприятия по недопущению несчастных случаев на производстве. Это, в первую очередь, совершенствование действующей организационной структуры, ужесточение контроля



Нефтяники АО «Озенмунайгаз».

0,98 на тысячу человек

**Коэффициент частоты
несчастных случаев**

соблюдения требований безопасности и охраны труда, а также выполнение ряда мероприятий, направленных на предупреждение производственного травматизма. Основным мероприятием станет оценка текущего состояния действующей системы управления охраны труда, охраны окружающей среды в дочерних и зависимых организациях и разработка стратегии развития и плана действий по улучшению. Также в целях усиления пропаганды вопросов охраны труда будут разработаны и внедрены в обучение видеоролики о безопасном поведении работников на производстве.

Для совершенствования системы охраны труда и окружающей среды планируется внедрение IT-платформы для комплексного управления всеми аспектами охраны труда, промышленной безопасности и окружающей среды в соответствии с лучшими международными стандартами. Ключевая задача проекта — создание единой системы управления охраны труда, промышленной безопасности и окружающей среды, которая будет охватывать все подразделения дочерних организаций Компании.

ДИНАМИКА ФАКТИЧЕСКИХ ФИНАНСОВЫХ ЗАТРАТ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА

	млрд Тенге
2004	2,1
2005	1,4
2006	1,6
2007	3,6
2008	4,3
2009	8,5
2010	10,1
2011	2,3
2012	1,2
2013	3,6
Всего	38,8

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 2013 г. на осуществление природоохранных мероприятий затрачено 3,6 млрд тенге (23,7 млн долларов США).

Основой осуществления контроля за негативным воздействием производства на окружающую среду в АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) и АО «Эмбаунайгаз» (ЭМГ) является проведение производственного экологического контроля. Производственный экологический контроль объектов ОМГ и ЭМГ 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 радиоэкологического 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.

Как известно, эксплуатация нефтяных месторождений ОМГ и ЭМГ началась в прошлом веке, когда вопросам охраны окружающей среды уделялось минимальное внимание, что в свою очередь привело к образованию обширных нефтезагрязненных территорий и возникновению 11 несанкционированных накопителей замазученного грунта.

В целях уточнения и проведения инвентаризации всех ранее исторически накопленных отходов и нефтезагрязненных территорий, объема, площади и глубины проникновения углеводородов в почву, в 2011–2012 гг. ОМГ и ЭМГ проведены работы по разработке Проекта и сметы рекультивации замазученных земель силами АО «Казахский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» с получением положительного заключения уполномоченных органов в 2013 г.

Согласно разработанному проекту на контрактной территории ОМГ выявлены 135,8 га нефтезагрязненной земли с объемом замазученного грунта 340 тыс. куб.м., а в ЭМГ 119,1 га земель загрязненных нефтью с объемом грунта 158,5 тыс. куб.м.

В отчетном году на контрактных территориях ОМГ и ЭМГ проведены следующие экологические мероприятия методом биологической ремедиации:

— очищено 38,4 га нефтезагрязненных земель в количестве 119,4 тыс. тонн (87,179 тыс. куб.м) на территории месторождений ОМГ;

— очищено 38,4 га нефтезагрязненных земель в количестве 69,6 тыс. тонн (50,8 тыс. куб.м) на территории месторождений ЭМГ.

БИОРЕМЕДИАЦИЯ ЗАГРЯЗНЕННОЙ ПОЧВЫ В 2013г.

■ Восстановленная почва ■ Почва, которая подлежит восстановлению

тыс.куб.м.

ОМГ	87.2	340.0
ЭМГ	50.8	158.5

ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Продолжается работа по утилизации замазученного грунта в количестве более 50 тыс. тонн с использованием энергоаккумулирующей добавки на основе гуматосодержащих композиционных материалов на полигоне временного хранения токсичных отходов ОМГ.

В 2014 г. на территории ОМГ планируется проведение работы по переработке и утилизации замазученного грунта и ликвидации биологическим методом загрязненных земель в количестве 439,4 тыс. тонн на общую сумму 2,9 млрд тенге (15,7 млн долларов США). Также на территории ЭМГ планируется проведение работы по ликвидации биологическим методом загрязненных земель и переработка замазученного грунта в объеме 180,45 тыс. тонн на общую сумму 925 млн тенге (5 млн долларов США).

Таким образом, при завершении вышеуказанных работ в полном объеме территории месторождений ОМГ и ЭМГ будут полностью очищены от нефтезагрязненных участков, за исключением отходов, находящихся в 11-и шламонакопителях и 5-и обустроенных полигонах ОМГ.

Наряду с этим на сегодня проводится работа по сравнению и выбору эффективной и экологически безопасной технологии по переработке замазученного грунта. После определения технологии будет начата и продолжена работа по переработке замазученного грунта, находящегося на указанных 16 шламонакопителях ОМГ.

УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗА

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

В ЭМГ разработан и утвержден ряд программ по утилизации попутного нефтяного газа, целью которых является сокращение и в перспективе 100% исключение сжигания попутного нефтяного газа на факелах месторождений. Реализация планируемых программ дает возможность решить множество экологических проблем.

В период с 2011–2013 гг. реализованы два проекта: «Расширение системы подготовки и транспортировки попутного нефтяного газа месторождений НГДУ «Жаикмунайгаз» в Исатайском районе и «Расширение системы подготовки и транспортировки попутного нефтяного газа месторождения Восточный Макат НГДУ «Доссормунайгаз» в Макатском районе общей стоимостью 3,2 млрд тенге (21 млн долларов США). Проекты включают в себя строительство установок по подготовке попутного нефтяного газа до товарных стандартов и использование для технологических нужд собственных промыслов и реализацию населению Исатайского и Макатского районов через систему АО «КазТрансГазАймак». Мощность установки в НГДУ «Жаикмунайгаз» 20,0 млн куб.м./год, а в НГДУ «Доссормунайгаз» 40,0 млн куб.м./год товарного газа.



Центральный пункт сбора нефти в АО «Эмбаунайгаз».

619,9 ТЫС. ТОНН

будет переработано замазученного
грунта в 2014 г.

В настоящее время введена в эксплуатацию установка по переработке нефтяного газа на месторождении «Восточный Макат» в Макатском районе. Подписан меморандум между АО «Эмбаунайгаз» и Акиматом Атырауской области по сотрудничеству при реализации этих проектов и по передаче товарного газа по цене, установленной государством, населению Атырауской области. Проблемным вопросом АО «Эмбаунайгаз» по-прежнему остается сжигание газа в Прорвинской группе месторождений. В 2011–2012 гг. был разработан комплексный план по утилизации газа, в котором предусмотрено строительство установки сероочистки попутного газа объемом 120 млн куб. м/г. Проектом предусматривается строительство установки сероочистки, подготовка попутного газа и транспортировка в магистральный газопровод «Средняя Азия – Центр» для дальнейшей реализации потребителям.

ЗАЩИТА АКВАТОРИИ КАСПИЯ

Для предотвращения загрязнения Каспийского моря в текущем году запланировано строительство защитных дамб. Кроме того, на постоянной основе ведется мониторинг затопленных и подтопляемых скважин НГДУ «Жылыоймунайгаз» месторождения Тажигали АО «Эмбаунайгаз».

В последние годы в экспериментальном порядке Компанией применялась современная технология — установка многоступенчатой металлической конструкции со специальным наполнителем, укрепляющая береговую линию от оползней, — так называемые «матрацы Рено». В 2007–2010 гг. на месторождении Терен-Узек и Западная Прорва НГДУ «Жылыоймунайгаз» благодаря этой технологии были укреплены 5,44 км защитной дамбы.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОВЕРКИ

В 2013–2014 гг. Компания получила пять уведомлений по природоохранному законодательству. По четырем из пяти претензий получены положительные результаты, однако по трем из них есть вероятность продолжения рассмотрения в судах последующих инстанций. Период процесса обжалования по каждому из штрафов различен, занимает в среднем от полугода до полутора лет.

РД КМГ не ослабила контроль соблюдения экологических норм, более того, из года в год ведется работа по его усилению. Но Компания вынуждена констатировать, что казахстанское законодательство в данной части подвержено широкой интерпретации.

Цех по подготовке нефти в АО «Озенмунайгаз».



КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ



КазМунайГаз
KAZMUNAIGAS

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, к 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 КМГ существует Договор о взаимоотношениях, который устанавливает предпринимательскую независимость РД КМГ и ее обязанность действовать в интересах всех своих акционеров. В СД Компании работают трое Независимых директоров. 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. Влияние Независимых директоров на решения СД поддерживается необходимостью получения большинства голосов Независимых директоров по определенным вопросам для принятия решения СД, а также их значительным присутствием в комитетах при СД.

При участии Независимых директоров СД сформировал Комитеты по аудиту, вознаграждениям и назначениям. 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 «НК «КАЗМУНАЙГАЗ». В СД ТАКЖЕ ВХОДЯТ ТРИ НЕЗАВИСИМЫХ ДИРЕКТОРА.



ДАНИЯР БЕРЛИБАЕВ
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ СД РД КМГ,
ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ
ПРАВЛЕНИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ
ЦЕНТРУ АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»

Данияр Берлибаев был избран членом СД РД КМГ 9 июля 2013 г., Председателем СД — 10 июля 2013 г. Окончил Казахский государственный университет им. Аль-Фараби. Занимал должности генерального директора АО «Интергаз Центральная Азия» с 2005 г. по 2007 г., а также по совместительству первого заместителя генерального директора АО «КазТрансГаз». С 2007 г. по 2009 г. занимал должность управляющего директора по газовым проектам АО «НК «КазМунайГаз». С 2009 г. по 2011 г. работал Генеральным директором АО «КазМунайГаз-ПМ», а затем Генеральным директором АО «КазТрансГаз». Является членом СД АО «КазТрансГаз», председателем наблюдательного совета ТОО «АстанаГаз КМГ», членом наблюдательного совета ТОО «КазРосГаз».



АБАТ НУРСЕИТОВ
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР,
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ РД КМГ

Абат Нурсеитов работал заместителем Генерального директора по производству РД КМГ с января 2012 г. В Компании работает с октября 2006 г. Окончил Казахский политехнический институт им. Ленина. В нефтегазовом секторе с 1986 г., 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 Казахстанской нефти.



ЕРЖАН ЖАНГАУЛОВ
УПРАВЛЯЮЩИЙ ДИРЕКТОР ПО
ПРАВОВОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ
АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»

Ержан Жангаулов с февраля 2012 г. занимает должность руководителя юридической службы АО «НК «КазМунайГаз». Ранее работал Управляющим директором по правовому обеспечению, 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 Управления делами Президента Республики Казахстан, работал консультантом отдела законодательства, обороны и правопорядка Канцелярии Премьер-Министра Республики Казахстан, помощником министра юстиции Республики Казахстан. По образованию — юрист, окончил Карагандинский государственный институт в 1992 г.



АСИЯ СЫРГАБЕКОВА
УПРАВЛЯЮЩИЙ ДИРЕКТОР ПО
УПРАВЛЕНИЮ ИНВЕСТИЦИЯМИ И
РИСКАМИ АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»

Асия Сыргабекова назначена Управляющим директором по экономике и финансам в НК КМГ в июле 2006 г., избрана в СД РД КМГ 26 марта 2010 г. До этого назначения с 2003 г. являлась первым заместителем председателя Народного банка, а также председателем правления Народного банка Республики Казахстан с 2004 г. по 2005 г. С 1998 г. по 2003 г. работала в Национальной нефтегазовой компании, занимая различные высшие руководящие должности в «Казахойл», «КазтрансГаз». В 1982 г. окончила факультет экономики Казахского государственного университета.



ТИМУР БИМАГАМБЕТОВ
УПРАВЛЯЮЩИЙ ДИРЕКТОР ПО
ОПЕРАЦИОННЫМ ДОБЫВАЮЩИМ
АКТИВАМ АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»

Тимур Бимагамбетов был назначен заместителем Председателя Правления по добыче и техническому развитию АО «НК «КазМунайГаз» 20 февраля 2012 г. и избран в СД РД КМГ 29 мая 2012 г. В последние годы занимал должности генерального директора ТОО «Н Оперейтинг Компани», а также исполнительного директора НК КМГ. Окончил Казахский политехнический институт в 1978 г.



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 г. он покинул ABN AMRO Hoare Govett. Вслед за этим консультировал «Роснефть» по успешному размещению ценных бумаг в 2006 г. В настоящее время является членом СД ряда компаний, в числе которых VTB Capital и AVEVA Group, в качестве независимого директора. В мае 2010 г. господин Дэйер стал членом СД РД КМГ. Он является Председателем Комитета по аудиту и членом Комитетов по вознаграждениям, назначениям и стратегическому планированию.



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 г. Возглавляет Комитеты по стратегическому планированию и назначениям, член Комитетов по аудиту и вознаграждениям.



АЛАСТЭР ФЕРГЮСОН
НЕЗАВИСИМЫЙ ДИРЕКТОР РД КМГ

Аластэр Фергюсон в настоящее время развивает собственный консультационный бизнес в энергетике для консультирования клиентов по российской и украинской энергетике, уделяя особое внимание разработке стратегии и развитию нового бизнеса. Среди его клиентов: Statoil, Xenon Capital Partners и JXX Oil & Gas. Ранее являлся основателем и мажоритарным акционером Russia Energy Advisory, работал независимым директором JXX Oil & Gas и XENON Capital Partners. Являлся старшим советником в инвестиционной и консалтинговой компании, ориентированной на российский энергетический сектор.

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

СОБЛЮДЕНИЕ КОДЕКСА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Данный раздел годового отчета был разработан в соответствии с правилами раскрытия и транспарентности 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 г., в 2012 г. 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.

Директора 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 г. Кодекс одобрен Советом Ассоциации финансистов Казахстана в марте 2005 г. Советом эмитентов в феврале 2005 г.

Компания приняла казахстанский Кодекс корпоративного управления в качестве своего Кодекса корпоративного управления. В 2012 г. Кодекс корпоративного управления Компании был обновлен в целях его соответствия также Кодексу корпоративного управления Великобритании, принятому в 2010 г. (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):

- 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
 - 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 2013 г. Компания соблюдала положения казахстанского Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах.

В течение 2013 г. Компания соблюдала положения своего Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах, за исключением следующих:

- Кодекс корпоративного управления Компании предусматривает, что не менее одной трети членов СД должны быть Независимыми директорами.

До 16 апреля 2013 г. состав СД состоял из семи членов, включая Председателя и двух Независимых директоров: Филипа Дэйера и Эдварда Уолша. 16 апреля 2013 г. шесть членов СД были переизбраны, включая Председателя и двух Независимых директоров. Таким образом, требование Кодекса корпоративного управления Компании относительно количества Независимых директоров в составе СД не соблюдалось до 16 апреля 2013 г.

Комитет по вопросам кадров разработал требования, предъявляемые к должности Независимого директора, и на основании исследований внешних консультантов дал СД рекомендации по кандидатуре для избрания в качестве Независимого директора.

СД созвал внеочередное Общее собрание акционеров на 3 сентября 2013 г., которое было перенесено на 22 октября 2013 г. по инициативе НК КМГ ввиду того, что НК КМГ к тому времени не сформировало свою позицию по данному вопросу.

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

Данное обстоятельство представляет собой нарушение Договора о взаимоотношениях, заключенного во время IPO Компании в сентябре 2006 г. между Компанией и НК КМГ, в соответствии с которым НК КМГ обязалась, помимо прочего, что «НК КМГ не будет голосовать по какому-либо решению акционеров (или какому-либо решению СД) о назначении или отстранении какого-либо независимого директора», за исключением определенных случаев, которые в настоящее время неприменимы.

Устав Компании предусматривает, что СД должен состоять из восьми членов и не менее одной трети членов СД должны быть Независимыми директорами. 22 октября 2013 г. были избраны два члена СД, включая одного Независимого директора, и с указанной даты СД состоял из восьми членов, включая Председателя и трех Независимых директоров: Филипа Дэйера, Эдварда Уолша и Аластэра Фергюсона.

- 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.

Оценка деятельности Председателя СД директорами официально не проводилась. Однако деятельность СД ежегодно оценивается независимым консультантом.

- 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 комитета. Подробная информация о деятельности Комитета по аудиту представлена на стр. 50 данного отчета. В 2013 г. оценка эффективности системы управления рисками СД не проводилась. Вместе с тем в годовом отчете представлена информация о факторах риска.

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 критерии 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 критерии независимости, изложенным в соответствующем положении Кодекса корпоративного управления Великобританией 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 СД 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. 48), 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;

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

СТРУКТУРА СД

По состоянию на 31 декабря 2013 г. СД состоял из восьми членов, которыми являлись:

Ф.И.О	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

9 июля 2013 г. решением общего собрания акционеров Данияр Берлибаев был избран в состав СД на срок полномочий, установленный в целом для СД Общества.

22 октября 2013 г. решением общего собрания акционеров Ержан Жангаулов и Аластэр Фергюсон, были избраны в состав СД Общества на срок полномочий, установленный в целом для СД Общества.

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 2013 г. в состав Правления Компании входили руководители высшего звена, включая Генерального директора и его заместителей.

Члены Правления по состоянию на 31 декабря 2013 г.:

Ф.И.О	Должность
Нурсеитов А.А.	Генеральный директор и Председатель Правления
Елеусинов К.С.	Заместитель Генерального директора по производству
Сеулебай М.О.	Управляющий директор по правовым вопросам
Фрейзер Б.П.	Финансовый директор — финансовый контролер
Аширбекова Б.С.	Управляющий директор по управлению и развитию персонала

В течение 2013 г. на основании решения СД Компании в состав Правления внесены следующие изменения:

- 18 января 2013 г. было принято решение о досрочном расторжении трудового договора с Генеральным директором (Председателем Правления) Айдарбаевым Аликом Сериковичем в связи с переходом на государственную службу.
- 22 января 2013 г. принято решение об избрании Генеральным директором (Председателем Правления) Общества Нурсеитова Абата Акмуқановича.
- 13 февраля 2013 г. принято решение избрать членом Правления Общества Иманбаева Бахыта Алтаевича — заместителя Генерального директора по производству.
- 4 октября 2013 г. принято решение о прекращении полномочий члена Правления Общества Иманбаева Бахыта Алтаевича и избрании члена Правления Елеусинова Каирбека Сагинбаевича.

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 2013 г. СД провел 41 заседание, включая 6 заседаний в очной форме, 28 заседаний в заочной форме и 7 заседаний посредством телефонной конференц-связи.

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

- рассмотрение вопросов, связанных с исполнением стратегии развития Компании
- утверждение бюджетов и бизнес-планов Компании
- программа страхования рисков
- вопросы охраны окружающей среды, здоровья и техники безопасности
- вопросы подписания дополнений к контрактам на недропользование
- вопросы взаимоотношений с аффилированными лицами, в том числе дочерними организациями НК КМГ
- одобрение Компанией сделок с заинтересованностью (сделка в отношении поставок нефти на внутренний рынок во втором полугодии не была утверждена СД. Более подробная информация приведена в консолидированной финансовой отчетности и в отчете «Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности»)
- избрание нового Председателя СД
- вопросы составов комитетов СД
- избрание членов Правления
- определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления
- предварительное утверждение консолидированной отчетности за 2012 г.
- внесение предложений по размеру дивиденда по итогам 2012 г.
- отчет о работе СД и Правления в 2012 г.
- отчет по оценке деятельности СД в 2012 г.
- рассмотрение планов и отчетов службы внутреннего аудита, хода выполнения рекомендаций службы внутреннего аудита
- определение результативности ключевых показателей эффективности деятельности (КПД) службы внутреннего аудита и кадровые вопросы службы внутреннего аудита

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

СД в 2013 г. были утверждены следующие документы:

- Политика по противодействию коррупции АО «РД «КазМунайГаз»
- Политика инициативного информирования АО «РД «КазМунайГаз»
- Руководство по комплаенс
- Уставы и внутренние документы дочерних организаций

Также СД рассмотрел и рекомендовал общему собранию акционеров внесение изменений в Устав Компании.

ПРИСУТСТВИЕ ЧЛЕНОВ СД И ЧЛЕНОВ КОМИТЕТОВ В ЗАСЕДАНИЯХ СД И КОМИТЕТОВ В 2013 Г.

	СД	Комитет по аудиту	Комитет по назначениям	Комитет по вознаграждениям	Комитет по стратегическому планированию
Количество заседаний, проведенных в 2013 г.	41	9	3	7	3
Ляззат Киинов	19	-	1	-	1
Данияр Берлибаев	22	-	-	-	-
Алик Айдарбаев	1	-	-	-	-
Абат Нурсеитов	39	-	-	-	2
Ержан Жангаулов	19	-	-	-	-
Асия Сыргабекова	41	-	-	-	-
Тимур Бимагамбетов	41	-	-	-	3
Аластэр Фергюсон	8	2	1	2	1
Филип Дэйер	41	9	3	7	3
Эдвард Уолш	41	9	3	7	3

Правление является исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. В 2013 г. на регулярной основе и по мере необходимости было проведено 26 заседаний Правления Компании.

В 2013 г. Правлением Компании были одобрены ряд заинтересованных сделок по строительству разведочно-поисковых и оценочных скважин, осуществление геологических работ на контрактных территориях Компании. Одобрены ряд мероприятий по реализации проектов по приобретению нефтегазовых активов.

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 2013 г. в состав указанного Комитета входили только Независимые директора, а именно: Филип Дэйер (Председатель Комитета), Эдвард Уолш и Аластэр Фергюсон (с октября 2013 г.). 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 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 2013 Г.

В течение 2013 г. Комитетом по аудиту проведено 9 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 2013 г. 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
- Социальные расходы Компании
- Прогнозы движения денежных средств Компании
- Соблюдение Политики управления денежными средствами
- Вопросы комплаенс

КОМИТЕТ ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

ЧЛЕНЫ КОМИТЕТА ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

В 2013 г. в состав указанного Комитета входили только Независимые директора — Аластэр Фергюсон (с октября 2013 г. 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.

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

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 2013 Г.

В течение 2013 г. Комитет по вознаграждениям провел 7 заседаний. Заседания Комитета проводятся по мере необходимости, но в любом случае не реже одного раза в шесть месяцев. Заседания могут созываться по инициативе Председателя Комитета, члена Комитета или по решению СД.

В 2013 г. Комитет по вознаграждениям рассмотрел такие вопросы, как:

- определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления
- вопросы, относящиеся к Опционной программе

Общие суммы вознаграждений, начисленных Независимым директорам за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., указаны в нижеследующей таблице:

Ф.И.О	Годовое 000 долл. США	Физическое участие 000 долл. США	Телефон- видео участие 000 долл. США	Заседания Независимых директоров 000 долл. США	Возглавление Комитета 000 долл. США	Итого 2013 г. (за вычетом налогов) 000 долл. США	Итого 2013 г. (включая налоги) 000 тенге
Алистер Фергюсон	29	20	0	5	2	56	9 570
Эдвард Уолш	150	60	35	20	15	280	47 418
Филип Дэйер	150	60	35	20	44	309	52 366
Итого	329	140	70	45	61	645	109 354

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

КОМИТЕТ ПО НАЗНАЧЕНИЯМ

В 2013 г. в состав Комитета по назначениям входили: Ляззат Киинов, Эдвард Уолш (и.о. Председателя Комитета), Филип Дэйер и Аластэр Фергюсон (с октября 2013 г.).

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 2013 Г.

В течение 2013 г. Комитетом было проведено 3 заседания, где были рассмотрены вопросы:

- рекомендации СД по составу комитетов СД
- рекомендации об избрании члена Правления

КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ

В 2013 г. в состав Комитета по стратегическому планированию входили: Эдвард Уолш (Председатель Комитета), Тимур Бимагамбетов, Абат Нурсейтов, 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.

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМИТЕТА ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ В 2013 Г.

В течение 2013 г. Комитетом было проведено 3 заседания, где были рассмотрены вопросы:

- перспективы развития АО РД КМГ в свете новой стратегии АО НК КМГ на период 2012–2022 гг.
- состояния и перспектив геологоразведочных работ АО РД КМГ
- стратегии развития Общества 2010–2020 гг.
- корпоративных КПД Общества на 2014 г.

ОСНОВНЫЕ АКЦИОНЕРЫ И (ИЛИ) ДЕРЖАТЕЛИ ГДР

В соответствии с законодательством Республики Казахстан ниже представлен список держателей ценных бумаг Компании, которые владеют акциями по состоянию на 31 декабря 2013 г., о количестве которых необходимо сообщать. Данное требование не распространяется на держателей ГДР, однако Компания считает необходимым указать информацию о том, что 30 сентября 2009 г. государственный инвестиционный фонд Китайской Народной Республики China Investment Corporation (CIC) объявил о приобретении ГДР, равнозначных около 11% акций Компании в форме ГДР.

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

ДОГОВОРЫ ДИРЕКТОРОВ, ПИСЬМА О НАЗНАЧЕНИИ ДИРЕКТОРОВ И ТРУДОВЫЕ ДОГОВОРЫ ЧЛЕНОВ ПРАВЛЕНИЯ ТРУДОВЫЕ ДОГОВОРЫ ЧЛЕНОВ ПРАВЛЕНИЯ

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

За исключением вышеизложенного не существует и не предполагается заключение никаких иных трудовых договоров Компании с членами СД или членами Правления.

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.

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 система внутреннего контроля Компании достаточно сформирована и действует эффективно. В своей работе служба внутреннего аудита использует риск-ориентированный подход, который позволяет выявлять и концентрировать максимальное внимание на критически важных областях деятельности Компании, тем самым помогая повышать общую эффективность Компании и качество корпоративного управления. Служба внутреннего аудита отслеживает выполнение рекомендаций руководством и отчитывается по ним комитету по аудиту и СД.

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

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 создан 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 и выработка рекомендаций структурным подразделениям Компании по совершенствованию системы управления рисками для повышения уровня эффективности бизнес-процессов и достижения стратегических целей Компании.

Общую информацию по профилю рисков Компании можно найти в разделе «Факторы риска» на стр. 79, кроме того, информация по финансовым рискам может быть найдена в Примечаниях к консолидированной финансовой отчетности, начиная со стр. 122.

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.

ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ У ИСТОЧНИКА ВЫПЛАТЫ

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

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ ДИВИДЕНДОВ

Держатель из Великобритании, получающий дивиденд по акциям или ГДР, может быть обязан уплатить подоходный или корпоративный налог Великобритании (в зависимости от случая) на валовую сумму дивиденда, выплаченного до вычета казахстанских налогов у источника выплаты, с учетом наличия какой-либо суммы в зачет казахстанского налога у источника выплаты. Держатель из Великобритании – физическое лицо, являющееся резидентом и проживающее в Великобритании, будет уплачивать подоходный налог Великобритании на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР, 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 на и предпочитающее налогообложение Великобритании на основе перевода средств, будет уплачивать подоходный 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 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 на и предпочитает 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 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

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 эквивалентным гербовому сбору налогом.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ 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 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 2013 г.:

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
«СITIC Canada Energy Limited» («CCEL»)	50%	Добыча сырой нефти	Финансовый актив
ТОО «Ural Oil and Gas» («УОГ»)	50%	Нефтегазовая разведка	Метод долевого участия
«KS EP Investments BV» («КС»)	51%	Нефтегазовая разведка	Метод долевого участия

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
3 161	3 134	3 083	3%	Объем добычи (тыс. тонн)*	12 388	12 191	2%
48 668	54 358	(12 013)	100%	Чистая прибыль/(убыток) (млн тенге)	141 829	160 823	-12%
0,71	0,80	(0,16)	100%	Базовая и разведенная прибыль/(убыток) на одну акцию (тыс. тенге)	2,08	2,32	-10%
82 484	80 442	96 747	-15%	ЕБИТДА (млн тенге)**	308 947	385 415	-20%
27%	23%	35%	-23%	Операционная рентабельность (%)***	23%	29%	-21%
69 925	65 399	59 622	17%	Денежные потоки от операционной деятельности до корректировок оборотного капитала (млн тенге)	184 520	194 718	-5%
4%	4%	-1%	100%	Рентабельность собственного	11%	12%	-8%

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

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

УСЛОВИЯ ВЕДЕНИЯ БИЗНЕСА

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

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
109,27	110,29	110,10	-1%	Средняя цена Brent (DTD)	108,66	111,70	-3%
1,5%	0,6%	2,1%	-29%	Уровень инфляции – Казахстан (%)	4,8%	6,0%	-20%
153,80	152,91	150,45	2%	Средний обменный курс (тенге за 1 доллар США)	152,14	149,11	2%
153,61	153,62	150,74	2%	Обменный курс (тенге за 1 доллар США на отчетную дату)	153,61	150,74	2%

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

ОБЪЕМ ДОБЫЧИ ЗА ПЕРИОД В ТЫС. ТОНН

2012	4 950	2 816	1 844	1 562	1019	12 191
2013	5 208	2 841	1 759	1 554	1026	12 388

СРЕДНЕСУТОЧНАЯ ДОБЫЧА ТЫС. БАРРЕЛЕЙ В СУТКИ

2012	100	57	39	33	19	248
2013	105	57	37	33	19	251



Добыча сырой нефти с учетом доли в совместных предприятиях и ассоциированной компании за 2013 г. составила 12 388 тыс. тонн или 251 тыс. баррелей в сутки. ОМГ и ЭМГ – 162 тыс. баррелей в сутки, доля ПКИ – 37 тыс. баррелей в сутки, доля КГМ – 33 тыс. баррелей в сутки и доля ССЕЛ – 19 тыс. баррелей в сутки.

Объем добычи ОМГ и ЭМГ за 2013 г. по сравнению с 2012 г. увеличился на 258 тыс. тонн и 25 тыс. тонн, соответственно.

Фонд скважин на 31 декабря 2013*	Пробурено в			КРС в 2013 г. КРС в 2012 г. Изменение			ПРС в 2013 г. ПРС в 2012 г. Изменение		
	2013*	2012*		Кол-во скважин	Кол-во капитальных ремонтов скважин	Изменение	Кол-во подземных ремонтов скважин	Изменение	
4 996	226	181	ОМГ	853	675	26%	14 962	13 360	12%
2 755	85	75	ЭМГ	298	282	6%	3 663	3 634	1%
1 283	95	98	ПКИ (100%)	350	326	7%	1 025	878	17%
189	28	24	КГМ (100%)	45	42	7%	63	42	50%
3 339	154	160	ССЕЛ (100%)	243	176	38%	3 150	2 785	13%

* Эксплуатационные скважины, включая нагнетательные скважины.

Добыча нефти от ввода новых скважин в ОМГ за 2013 г. составила 272 тыс. тонн по сравнению с 151 тыс. тонн в 2012 г. В отчетном периоде в ОМГ был осуществлен капитальный ремонт 853 скважин («КРС»), что обеспечило 400 тыс. тонн дополнительной добычи; капитальный ремонт 675 скважин в 2012 г. обеспечил 248 тыс. тонн дополнительной добычи. По ОМГ было проведено 91 скважино-операций по гидроразрыву пласта, что на 20 операций меньше, чем за 2012 г. Добыча нефти от гидроразрыва пласта за 2013 г. составила 157 тыс. тонн, что на 37 тыс. тонн больше чем в 2012 г.

Добыча нефти от ввода новых скважин в ЭМГ за 2013 г. составила 116 тыс. тонн по сравнению с 86 тыс. тонн в 2012 г. Капитальный ремонт 298 скважин за 2013 г. обеспечил 99 тыс. тонн дополнительной добычи, что на 9 тыс. тонн больше чем за 2012 г.

Снижение добычи по ПКИ за 2013 г. по сравнению с 2012 г. связано с естественным истощением запасов на некоторых месторождениях ПКИ. Объем добычи по КГМ и ССЕЛ за 2013 г. сложился на уровне показателей 2012 г.

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 2013 г. капитальные затраты Компании составили 143,9 млрд тенге, что на 22,3 млрд тенге больше чем в 2012 г. 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 2013 г. составили 92,8 млрд тенге, что на 19,8 млрд тенге больше чем за 2012 г. Увеличение капитальных затрат связано с увеличением объема бурения со 181 скважины до 226 скважин, строительством производственных объектов и закупом оборудования для вновь созданного производственного подразделения УБР, строительством цеха по диагностике и ремонту подземного оборудования и установки по подготовке жидкости для глушения скважин, а также объектов для улучшения социально-бытовых условий сотрудников.

Капитальные затраты ЭМГ за 2013 г. составили 36,8 млрд тенге, что на 10,9 млрд тенге больше чем за 2012 г. Рост капитальных затрат в основном связан со строительством дорог, социально-бытовых комплексов, реконструкцией трубопроводов и строительством двух установок по утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях ЭМГ.

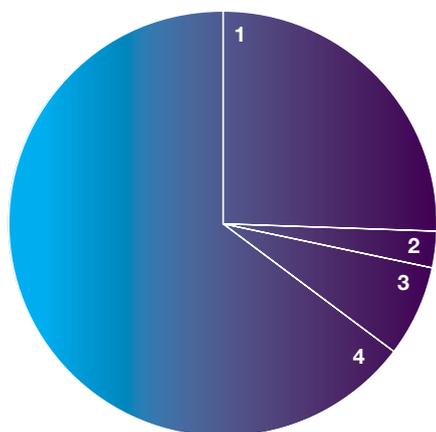
АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Капитальные вложения прочих дочерних предприятий за 2013 г. составили 10,2 млрд тенге, что на 10,7 млрд тенге меньше чем за 2012. Уменьшение в основном связано с большим объемом закупок оборудования и строительных работ для УТТиОС в 2012 г.

Капитальные вложения центрального аппарата за 2013 г. составили 4 млрд тенге, что на 2,3 млрд тенге больше чем за 2012 г. Рост в основном связан с увеличением объема работ по поисково-разведочному бурению в 2013 г.

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ ОМГ,
ЭМГ, ЦА И ПРОЧИХ ДОЧЕРНИХ
ПРЕДПРИЯТИЙ
В МЛН ТЕНГЕ

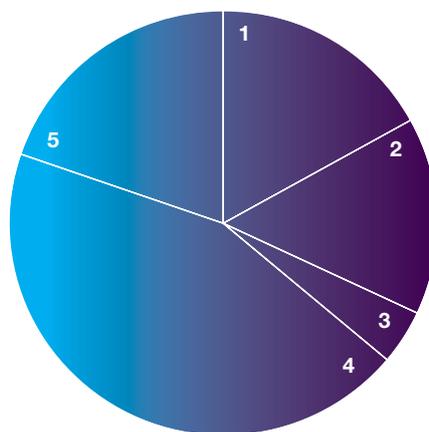
ВСЕГО 143 905



1 ЭМГ	36 837
2 Центральный аппарат	4 007
3 Прочие дочерние предприятия	10 216
4 ОМГ	92 845

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ
ПРЕДПРИЯТИЙ, УЧИТЫВАЕМЫХ
ДОЛЕВЫМ МЕТОДОМ
В МЛН ТЕНГЕ

ВСЕГО 44 349



1 КГМ (50%)	7 523
2 УОГ (50%)	6 658
3 КС (51%)	1 925
4 ПКИ (33%)	19 599
5 ССЕЛ (50%)	8 644

Капитальные затраты предприятий, учитываемых долевым методом

За 2013 г. в ПКИ было осуществлено капитальных вложений на сумму 59,4 млрд тенге (33% доля РД КМГ: 19,6 млрд тенге), что соответствует уровню 2012 г.

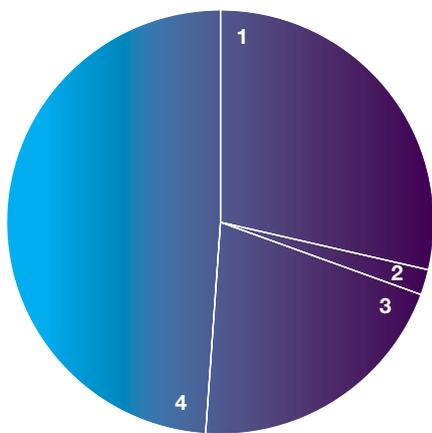
Капитальные затраты КГМ за 2013 г. составили 15 млрд тенге (50% доля РД КМГ: 7,5 млрд тенге), что на 6,5 млрд тенге больше чем за 2012 г. Увеличение капитальных затрат обусловлено началом строительства трубопровода Нуралы-Акшабулак, обустройством месторождения Аксай, увеличением объема бурения, строительством выкидных линий, капитальным строительством (модернизация участка по подготовке нефти и установки по подготовке воды и др.) и увеличением объема закупа ОС (обсадные трубы, НКТ и прочее).

За 2013 г. в ССЕЛ было осуществлено капитальных вложений на сумму 17,3 млрд тенге (50% доля РД КМГ: 8,6 млрд тенге), что на 18% выше уровня 2012 г. Увеличение связано с увеличением работ по капитализируемым КРС со 176 до 243 операций и приобретением ОС.

Прогноз и структура капитальных затрат на 2014 г. и разделение затрат представлены ниже:

ПРОГНОЗ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ
ПО ОМГ, ЭМГ И ПРОЧИМ ДОЧЕРНИМ
ПРЕДПРИЯТИЯМ НА 2014 Г.
В МЛН ТЕНГЕ

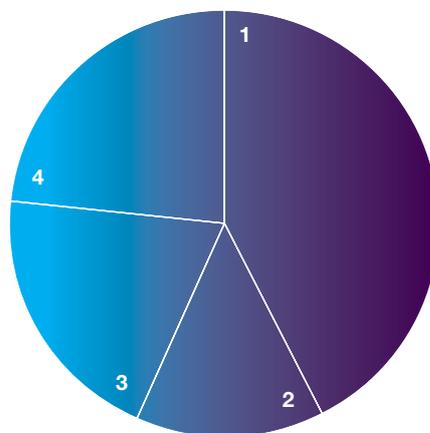
ВСЕГО 133 164



1 Разведка	38 335
2 Строительно-монтажные	2 400
3 Прочие капитальные затраты	27 547
4 Эксплуатационное бурение	64 882

ПРОГНОЗ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ
ПРЕДПРИЯТИЙ, УЧИТЫВАЕМЫХ
ДОЛЕВЫМ МЕТОДОМ НА 2014 Г.
В МЛН ТЕНГЕ (ПРОПОРЦИОНАЛЬНО ДОЛЕ)

ВСЕГО 45 604



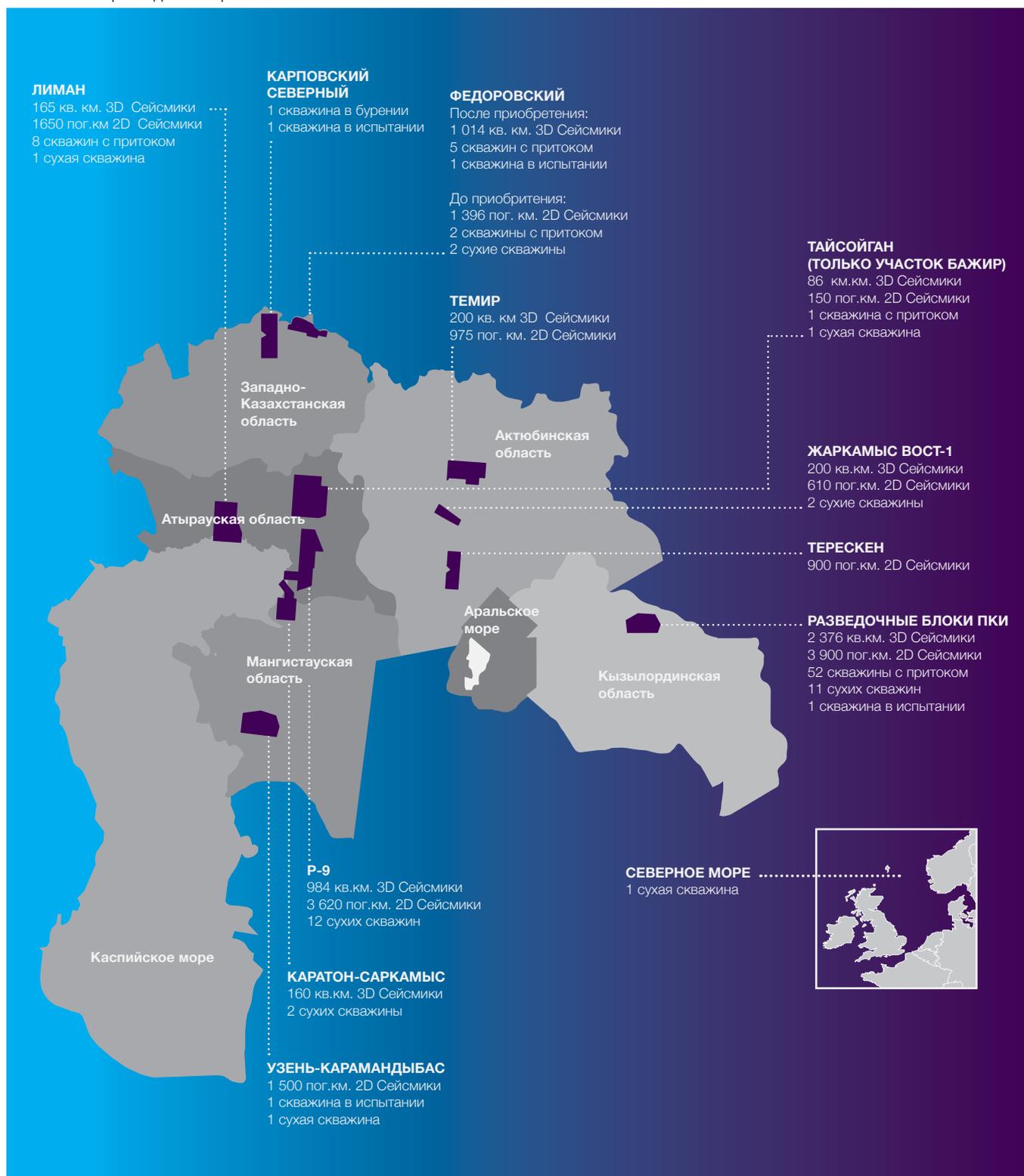
1 Разведка	19 386
2 Строительно-монтажные	6 459
3 Прочие капитальные затраты	9 152
4 Эксплуатационное бурение	10 607

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

На следующей карте указаны крупные разведочные проекты Компании с совокупным количеством и результативностью разведочных скважин, которые были пробурены до 31 декабря 2013 г.

 Геолого-разведочные проекты



Нижеследующая таблица описывает геологоразведочную 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	ПР-1 ПР-2 ЮВН-6 ЮВН-7	Испытание завершено – с притоком Испытание завершено – с притоком Испытание завершено – с притоком Испытание завершено – с притоком
Темир (100%)	Проспект I		Рабочая программа для дальнейших работ по разведке находится на утверждении у регулирующих органов. На отчетную дату проводится интерпретация данных по результатам сейсморазведочных работ 3D в объеме 200 кв. км.
Жаркамыс Восточный (100%)	Тускум	РА-2-Т	Скважина была списана по геологическим причинам и признана в расходах по разведке на сумму 2,9 млрд тенге. В настоящее время проводится анализ целесообразности дальнейших геологоразведочных работ на данном блоке.
Узень-Карамандыбас (100%)	Северо-Западный Тенге	СЗ-1	В испытании По результатам геологического анализа сейсмических данных 2D-сейсмики в объеме 800 пог. км, было рекомендовано проведение дополнительной 3D-сейсмики.
Тайсойган (100%)	Бажир Восточный	Г-2	Испытание завершено – с притоком
Терескен (100%)			В настоящее время завершается процесс возврата контрактной территории государству в связи с низкими перспективами дальнейших геологоразведочных работ.
Р-9 (100%)			В настоящее время завершается процесс возврата контрактной территории государству в связи с низкими перспективами дальнейших геологоразведочных работ.
Каратон-Саркамыс (100%)	Кенарал	К-2	Скважина была списана по геологическим причинам и признана в расходах по разведке на сумму 719 млн тенге.
	Северное	С-1	Скважина была списана по геологическим причинам и признана в расходах по разведке на сумму 719 млн тенге.
Карповский Северный (KS-51%)	Меловая	СК-1	В испытании
	Орловская центральная	СК-2	В бурении, пробурено 4 383м, проектная глубина 5 250м.
Федоровский (UOG-50%)	Рожковское	У-26 У-24 У-23 У-22 У-21 У-11	Испытание завершено – с притоком В испытании Испытание завершено – с притоком Испытание завершено – с притоком Испытание завершено – с притоком
Северное море – блок Уайт Беар (35%)		22/04b-6	Скважина была списана по геологическим причинам и признана в части расходов по разведке на сумму 6,2 млрд тенге. В настоящее время рассматривается выход из проекта Уайт Беар.
Досжан-Жамансу (24,75% через ПКИ)	Южный Досжан, Юго-Восточный Досжан		В отчетном периоде пробурено 6 скважин. На отчетную дату приток нефти с 4 скважин, 1 сухая, 1 скважина находится в испытании.
Караганда (ПКИ-33%)	Карабулак, Бухарсай		В отчетном периоде пробурено 10 скважин. Получен приток нефти с 8 скважин, 2 сухие.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
210 406	222 469	192 528	9%	Доходы	816 712	797 170	2%
(35 869)	(43 838)	(35 635)	1%	Производственные расходы	(162 035)	(140 362)	15%
(22 484)	(23 749)	(19 365)	16%	Расходы по реализации и административные расходы	(92 360)	(93 088)	-1%
(83 174)	(85 370)	(55 329)	50%	Налоги кроме подоходного налога	(311 688)	(274 171)	14%
(2 655)	(3 558)	(1 047)	154%	Расходы по разведке	(13 125)	(6 104)	115%
(10 178)	(14 969)	(13 977)	-27%	Износ истощение и амортизация	(47 144)	(53 747)	-12%
56 046	50 985	67 175	-17%	Операционная прибыль	190 360	229 698	-17%
11 542	10 176	4 412	162%	Доля в результатах ассоциированной компании и СП	50 866	67 442	-25%
(1 635)	(924)	(1 381)	18%	Убыток от выбытия ОС	(4 475)	(3 189)	40%
(1 537)	(70)	(76 480)	-98%	Обесценение ОС	(60 099)	(77 012)	-22%
2 114	10 019	12 575	-83%	Финансовые доходы/расходы и курсовая разница нетто	23 708	36 810	-36%
(17 862)	(15 828)	(18 314)	-2%	Расходы по подоходному налогу	(58 531)	(92 926)	-37%
48 668	54 358	(12 013)	100%	Чистая прибыль/(убыток)	141 829	160 823	-12%
25,6	22,4	33,3	-23%	Удельная операционная прибыль (долларов США за баррель проданной нефти*)	21,7	27,6	-21%
22,3	23,8	(6,0)	100%	Удельная чистая прибыль/(убыток) (долларов США за баррель проданной нефти*)	16,1	19,3	-17%

* В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

Доходы

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

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
Экспортные продажи нефти							
Трубопровод УАС							
118 104	126 218	105 460	12%	Реализация (млн тенге)	476 606	417 831	14%
985	1 044	898	10%	Объем (тыс. тонн)	4 061	3 555	14%
119 903	120 898	117 439	2%	Средняя цена (тенге за тонну)	117 362	117 533	0%
107,83	109,36	107,96	0%	Средняя цена (доллар за баррель*)	106,70	109,02	-2%
Трубопровод КТК							
67 828	71 945	66 850	1%	Реализация (млн тенге)	235 737	302 431	-22%
550	580	556	-1%	Объем (тыс. тонн)	1 956	2 523	-22%
123 324	124 043	120 234	3%	Средняя цена (тенге за тонну)	120 520	119 870	1%
110,91	112,20	110,53	0%	Средняя цена (доллар за баррель*)	109,57	111,19	-1%
185 932	198 163	172 310	8%	Всего экспорт нефти (млн тенге)	712 343	720 262	-1%
1 535	1 624	1 454	6%	Всего экспорт нефти (тыс. тонн)	6 017	6 078	-1%
Реализация нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок							
17 420	17 851	16 078	8%	Реализация (млн тенге)	79 563	62 668	27%
432	439	401	8%	Объем (тыс. тонн)	1 967	1 637	20%
40 324	40 663	40 095	1%	Средняя цена (тенге за тонну)	40 449	38 282	6%
36,26	36,78	36,86	-2%	Средняя цена (доллар за баррель*)	36,77	35,51	4%
Итого							
203 352	216 014	188 388	8%	Реализация (млн тенге)	791 906	782 930	1%
1 967	2 063	1 855	6%	Объем (тыс. тонн)	7 984	7 715	3%
103 382	104 709	101 557	2%	Средняя цена (тенге за тонну)	99 187	101 482	-2%
92,97	94,71	93,36	0%	Средняя цена (доллар за баррель*)	90,17	94,13	-4%
7 054	6 455	4 140	70%	Прочие доходы (млн тенге)	24 806	14 240	74%
210 406	222 469	192 528	9%	Итого доходов (млн тенге)	816 712	797 170	2%

* В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

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). ОМГ также поставляет добываемую нефть на внутренний рынок.

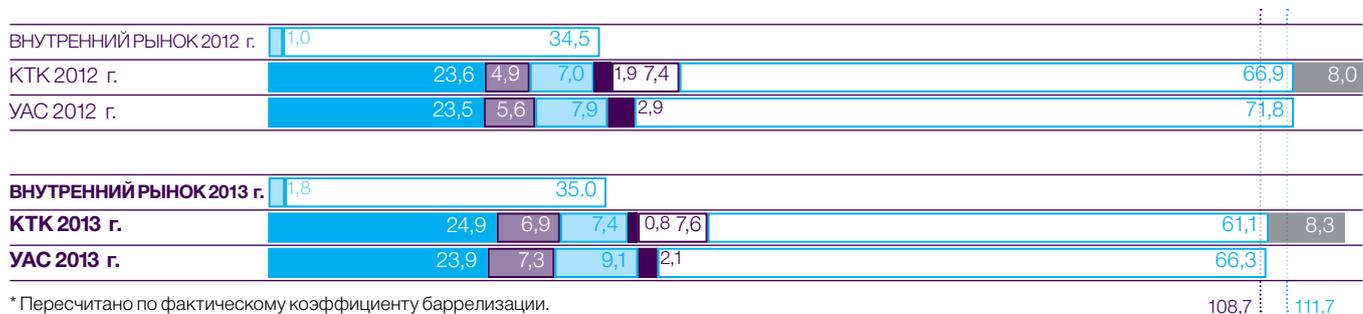
Относительная прибыльность вышеуказанных экспортных маршрутов зависит от качества нефти в трубопроводах, преобладающих цен на международном рынке и применяемых трубопроводных тарифов. В частности, КТК представляется более выгодным маршрутом для транспортировки за счет более высокого качества нефти в этом трубопроводе, несмотря на расходы по банку качества (оценочная стоимость улучшения качества нефти указана как «премия по баррелизации» в нижеследующем графике Нэтбэк анализа). Следует отметить, что объемы поставок нефти по трубопроводам согласовываются с Министерством нефти и газа Республики Казахстан (далее – МНГ), поэтому, возможность поставок нефти Компании по тем или иным трубопроводам может быть ограничена.

Как видно из приведенной выше таблицы, на оба маршрута экспорта негативно повлияло снижение цен реализации из-за уменьшения цен на нефть марки Brent в 2013 г. Кроме того, в 2013 г. МНГ уменьшило квоты поставок нефти на КТК и повысило квоты поставок на УАС и внутренний рынок, по сравнению с 2012 г.

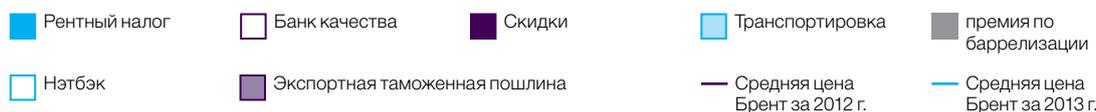
Следующий график показывает чистую цену реализованной нефти по ОМГ и ЭМГ (нэтбэк анализ) за минусом расходов по транспортировке, рентному налогу, экспортной таможенной пошлины и других расходов, в зависимости от маршрута поставок:

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

НЭТБЭК АНАЛИЗ (ДОЛЛАРОВ США ЗА БАРРЕЛЬ*)



* Пересчитано по фактическому коэффициенту баррелизации.



Средняя цена нефти марки Brent в 2013 г. составила 108,7 долларов США за баррель, против 111,7 долларов США за баррель в 2012 г.

Нэтбэк по экспортным направлениям за 2013 г. уменьшился по сравнению с 2012 г. в основном из-за уменьшения средних котировок нефти сорта Brent, увеличения тарифов на транспортировку по маршруту УАС и повышением экспортной таможенной пошлины с 40 долларов США до 60 долларов США за тонну в апреле 2013 г. Несмотря на увеличение тарифов транспортировки на внутреннем рынке, нэтбэк внутреннего рынка вырос ввиду увеличения средней цены реализации.

Производственные расходы

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

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
21 150	24 319	22 687	-7%	Вознаграждения работникам	92 318	82 959	11%
7 097	6 711	7 360	-4%	Услуги по ремонту и обслуживанию	22 619	18 162	25%
4 795	4 652	4 102	17%	Материалы и запасы	16 920	14 176	19%
4 023	3 872	3 589	12%	Электроэнергия	15 908	12 884	23%
1 458	1 482	1 581	-8%	Транспортные расходы	5 633	5 758	-2%
272	236	143	90%	Расходы по переработке	1 099	393	180%
(3 917)	419	(4 738)	-17%	Изменение баланса нефти	727	(984)	100%
991	2 147	911	9%	Прочие расходы	6 811	7 014	-3%
35 869	43 838	35 635	1%	Итого производственных расходов	162 035	140 362	15%
16,4	19,2	17,7	-7%	Удельные производственные расходы (доллар США за баррель проданной нефти*)	18,5	16,9	9%

* В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

Производственные расходы за 2013 г. по сравнению с 2012 г. увеличились на 21,7 млрд тенге или 15%. Основными причинами изменения являются увеличение расходов по вознаграждению работников, расходов по ремонту и обслуживанию, расходов на материалы и электроэнергию.

Расходы по вознаграждениям работников за 2013 г. по сравнению с 2012 г. увеличились на 11%. Рост в основном произошел в результате индексации заработной платы производственного персонала на 7% с 1 января 2013 г. в соответствии с условиями коллективного договора, а также в связи с началом производственной деятельности двух новых сервисных подразделений (ПСП «УБР» и ТОО «УТТиОС»). В течение 2012 г. основная часть расходов по персоналу данных подразделений учитывались в составе административных расходов по причине простоя.

В отчетном периоде услуги по ремонту и обслуживанию увеличились на 25% в основном по причине увеличения количества операций по КРС и ПРС, выполненных сторонними организациями, и других видов мероприятий для повышения нефтеотдачи пластов.

Увеличение расходов на материалы и запасы на 19% в основном связано с ростом выполненных Компанией ремонтных работ в 2013 г. по сравнению с 2012 г.

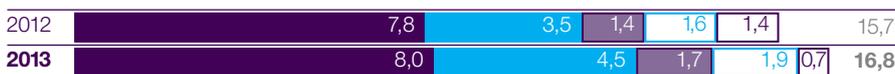
В отчетном периоде расходы на электроэнергию увеличились на 23% в основном за счет повышения средних тарифов на электроэнергию по ОМГ на 25% и по ЭМГ на 17%.

Лифтинг затраты

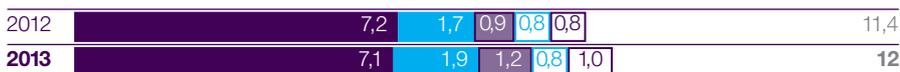
Согласно внутренней методологии Компании, лифтинг затраты на баррель рассчитаны как производственные расходы ОМГ и ЭМГ, включающие в себя расходы по материалам и запасам, оплате труда производственного персонала, ремонту и обслуживанию и прочие производственные затраты, за исключением расходов по износу,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

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

ЛИФТИНГ ЗАТРАТЫ ОМГ (ДОЛЛАРОВ США ЗА БАРРЕЛЬ*)



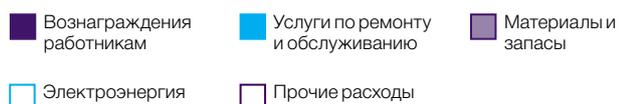
ЛИФТИНГ ЗАТРАТЫ ЭМГ (ДОЛЛАРОВ США ЗА БАРРЕЛЬ*)



ВСЕГО ЛИФТИНГ-ЗАТРАТ (ДОЛЛАРОВ США ЗА БАРРЕЛЬ*)



* В пересчете 7,36 баррелей за тонну нефти.



АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
15 917	16 613	13 443	18%	Транспортные расходы	61 810	53 122	16%
3 784	3 586	1 481	156%	Вознаграждения работникам	12 986	13 936	-7%
(307)	276	92	-434%	Штрафы и пени	5 191	8 302	-37%
737	1 004	1 005	-27%	Управленческий гонорар и комиссии по продаже	3 750	4 169	-10%
389	377	671	-42%	Социальные проекты	1 681	6 778	-75%
369	585	714	-48%	Консультационные и аудиторские услуги	1 354	1 382	-2%
442	248	585	-24%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1 093	1 339	-18%
1 153	1 060	1 374	-16%	Прочие расходы	4 495	4 060	11%
22 484	23 749	19 365	16%	Итого	92 360	93 088	-1%
10,3	10,4	9,6	7%	Итого расходов (доллар США за баррель проданной нефти*)	10,5	11,2	-6%

* В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

Расходы по реализации и административные расходы за 2013 г. по сравнению с 2012 г. уменьшились на 0,7 млрд тенге или на 1%. Наблюдается увеличение транспортных расходов, что было нивелировано снижением расходов по социальным проектам, штрафам и пеням и расходов на вознаграждение работникам.

Рост транспортных расходов в основном связан с повышением тарифов по УАС. Кроме того, за 2013 г. увеличилась доля продаж по УАС в соответствии с квотами МНГ.

Расходы по вознаграждениям работников за 2013 г. по сравнению с 2012 г. уменьшились на 7%. Снижение связано с тем, что в 2012 г. часть расходов по персоналу УБР и УТТиОС учитывались в составе административных расходов по причине простоя, как уже отмечалось ранее.

В 2013 г. были начислены штрафы и пени по результатам экологического аудита в размере 4 млрд тенге. Также были начислены штрафы и пени по существующим налоговым провизиям на сумму 1,2 млрд тенге. Начисления 2012 г. связаны с признанием провизий по штрафам и пеням по результатам налоговой проверки в размере 1,3 млрд тенге и штрафами по налогу на сверхприбыль на сумму 6,3 млрд тенге.

Уменьшение расходов на социальные проекты связано с затратами на переселение поселков Байчунас и Искене в размере 5,4 млрд тенге, понесенными в 2012 г.

Расходы по налогам, кроме подоходного налога

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

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
<i>(млн тенге, если не указано иное)</i>					<i>(млн тенге, если не указано иное)</i>		
44 224	45 469	36 734	20%	Рентный налог	165 307	159 822	3%
22 417	23 317	7 240	210%	НДПИ	84 433	70 792	19%
14 177	14 860	9 382	51%	Экспортная таможенная пошлина	48 981	36 429	34%
1 557	1 325	1 210	29%	Налог на имущество	5 473	4 373	25%
103	121	498	-79%	Плата за загрязнение окружающей среды	4 893	1 096	346%
696	278	265	163%	Прочие налоги	2 601	1 659	57%
83 174	85 370	55 329	50%	Итого расходы по налогам кроме подоходного	311 688	274 171	14%
38,0	37,4	27,4	39%	Удельные налоги кроме подоходного (доллар США за баррель проданной нефти*)	35,5	33,0	8%

* В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

Расходы по налогам, помимо подоходного налога, за 2013 г. по сравнению с 2012 г. увеличились на 37,5 млрд тенге или на 14%.

Основной причиной роста расходов по рентному налогу за 2013 г. является изменение методологии расчета рентного налога на основе полученных рекомендаций и разъяснений налоговых органов, вследствие чего в 2013 г. было доначислено 5 млрд тенге.

Увеличение НДПИ в 2013 г. связано в основном с тем, что в 2012 г. была использована пониженная ставка НДПИ вследствие реорганизации РД КМГ и выделения ОМГ и ЭМГ в отдельные акционерные общества.

Как уже отмечалось выше, экспортная таможенная пошлина увеличилась с 40 до 60 долларов США за тонну в апреле 2013 г. Эффект данного увеличения составил порядка 12,4 млрд тенге.

Плата за загрязнение окружающей среды в 2013 г. включает в себя сумму 4,4 млрд тенге, связанную с экологическим аудитом ОМГ.

Обесценение основных средств

В 4 квартале 2012 г. Компанией были признаны расходы по обесценению активов ОМГ в размере 75 млрд тенге и соответствующий отложенный налоговый актив в размере 18 млрд тенге. В 1 квартале 2013 г. руководство Компании дополнительно признало расходы по обесценению активов ОМГ в размере 56 млрд тенге и соответствующий отложенный налоговый актив на сумму 11 млрд тенге, в связи с повышением экспортной таможенной пошлины с 40 до 60 долларов США за тонну в апреле 2013 г.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Расходы по подоходному налогу

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
66 530	70 186	6 301	956%	Прибыль до налогообложения	200 360	253 749	-21%
56 525	60 080	78 369	-28%	Прибыль до налогообложения (с учетом корректировок**)	209 593	263 319	-20%
17 862	15 828	18 314	-2%	Подоходный налог	58 531	92 926	-37%
8,2	6,9	9,1	-10%	Подоходный налог (доллар США за баррель проданной нефти*)	6,7	11,2	-40%
27%	23%	291%	-91%	Эффективная ставка налога	29%	37%	-22%
32%	26%	23%	39%	Эффективная ставка налога (с учетом корректировок**)	28%	35%	-20%

* В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

** Прибыль до налогообложения без учета результатов СП и ассоциированной компании, а также без учета расходов по обесценению.

Основной причиной снижения расходов по подоходному налогу за 2013 г. по сравнению с 2012 г. является уменьшение налогооблагаемого дохода и дополнительное признание корпоративного подоходного налога в 2012 г. в связи с прошедшей реструктуризацией Компании.

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 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
(млн тенге, если не указано иное)					(млн тенге, если не указано иное)		
6 580	7 408	2 721	142%	Доход от участия в КГМ	28 399	33 333	-15%
4 754	3 330	929	412%	Доход от участия в ПКИ	22 126	33 724	-34%
1 078	244	1 449	-26%	Доход от участия в УОГ	3 167	1 072	195%
(870)	(806)	(687)	27%	Убыток от участия в КС	(2 826)	(687)	311%
11 542	10 176	4 412	162%	Всего доход от участия в СП и ассоциированной компании	50 866	67 442	-25%

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 г. Компания приобрела 50% долю в КГМ.

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

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
(тыс. долларов США, если не указано иное)					(тыс. долларов США, если не указано иное)		
634 403	604 877	640 181	-1%	Доходы	2 447 741	2 310 222	6%
(376 777)	(354 544)	(368 911)	2%	Операционные расходы	(1 486 909)	(1 225 485)	21%
778	(227)	(414)	-288%	Финансовые доходы/(расходы) нетто	(99)	(2 207)	-96%
(76 861)	(109 482)	(157 188)	-51%	Расходы по подоходному налогу	(355 438)	(469 832)	-24%
181 543	140 624	113 668	60%	Прибыль за период	605 295	612 698	-1%
799	765	820	-3%	Добыча нефти (тыс. тонн)	3 107	3 124	-1%

За 2013 г. объем добычи КГМ составил 3 107 тыс. тонн (50% доля Компании 1 554 тыс. тонн), что на уровне 2012 г.

Рост доходов за 2013 г. обусловлен отсутствием объемов продаж на внутренний рынок и соответственным увеличением доли экспортных продаж.

Реализация нефти КГМ по маршрутам поставок представлена ниже:

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
(тыс. тонн)					(тыс. тонн)		
95	91	116	-18%	Экспорт через Актау	412	532	-23%
701	664	681	3%	Экспорт через ККТ	2 684	2 025	33%
–	–	–	0%	Внутренний рынок	–	518	-100%
796	755	797	0%	Реализация нефти	3 096	3 075	1%

Увеличение объемов экспортных продаж от перераспределенных объемов внутренних продаж также привело к увеличению операционных расходов, в частности, рентного налога (на 108,5 млн долларов США), НДС (на 39,2 млн долларов США), экспортной таможенной пошлины (на сумму 62,7 млн долларов США) и расходов на транспортировку (40,4 млн долларов США).

Увеличение расходов на ЭТП связано с ростом экспортной таможенной пошлины с 40 до 60 долларов США за тонну в апреле 2013 г., а также увеличением реализации на экспорт.

Также в 2013 г. были доначислены штрафы и пени по комплексным налоговым проверкам за 2007-2012 гг. на общую сумму 19,4 млн долларов США, по экологическому аудиту на сумму 28,7 млн долларов США и прочие штрафы и пени на сумму 4,5 млн долларов США.

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

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
(доллар США за баррель проданной нефти*)					(доллар США за баррель проданной нефти*)		
22,9	23,3	23,9	-4%	Рентный налог	24,1	19,7	22%
12,3	12,5	12,6	-2%	НДС	12,2	10,7	14%
10,1	10,2	9,2	10%	Транспортные расходы	10,5	8,8	19%
7,8	7,8	5,2	50%	Экспортная таможенная пошлина	6,9	4,3	60%
2,1	2,5	2,4	-13%	Износ, истощение и амортизация	2,3	3,3	-30%
2,2	0,7	2,0	10%	Штрафы и пени	2,2	1,5	47%
1,6	1,3	1,1	45%	Вознаграждения работникам	1,3	1,0	30%
1,5	1,1	2,0	-25%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1,0	1,0	0%
0,5	0,5	1,0	-50%	Материалы и запасы	0,6	0,6	0%
0,5	1,1	0,7	-29%	Прочие расходы	1,1	0,9	22%
61,5	61,0	60,1	2%	Итого операционных расходов	62,2	51,8	20%

* В пересчете 7,7 баррелей за тонну нефти.

Доля в результатах КГМ, отраженная в аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании представлена как пропорциональная доля в результатах КГМ за 2013 г., скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензий и соответствующей экономии по отсроченному налогу в сумме 17,6 млрд тенге (за 2012 г.: 12,3 млрд тенге).

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

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ПКИ

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

ПКИ является нефтегазовой группой, которая входит в пятерку крупнейших компаний в нефтедобывающем секторе Казахстана. ПКИ осуществляет свою деятельность по геологоразведке, разработке месторождений, добыче нефти и газа и продаже нефти и нефтепродуктов. В декабре 2009 г. Компания приобрела 33% долю в ПКИ.

За 2013 г. объем добычи компании ПКИ составил 5 330 тыс. тонн (33% доля: 1 759 тыс. тонн), что на 5% ниже уровня 2012 г. Снижение добычи связано с плановой выработкой некоторых месторождений.

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

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
(в тыс. долларов США, если не указано иное)					(в тыс. долларов США, если не указано иное)		
955 384	927 335	947 013	1%	Доходы	3 724 706	3 992 017	-7%
(695 277)	(640 313)	(635 222)	9%	Операционные расходы	(2 590 525)	(2 309 104)	12%
(7 841)	(6 480)	(5 388)	46%	Финансовые расходы нетто	(25 121)	(24 587)	2%
(133 539)	(192 701)	(265 326)	-50%	Расходы по подоходному налогу	(573 461)	(766 836)	-25%
118 727	87 841	41 077	189%	Прибыль за период	535 599	891 490	-40%
1 354	1 326	1 352	0%	Добыча нефти тыс. тонн	5 330	5 589	-5%

Снижение выручки в 2013 г. главным образом обусловлено падением объемов производства.

Реализация нефти ПКИ по маршрутам поставок указана ниже:

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
(тыс. тонн)					(тыс. тонн)		
505	467	466	8%	Экспорт через ККТ (ПККР 100%)	1 867	1 663	12%
350	332	340	3%	Экспорт через ККТ (КГМ 50%)	1 342	1 012	33%
119	102	134	-11%	Экспорт через ККТ (ТП 50%)	453	502	-10%
48	45	58	-17%	Экспорт через Актау (КГМ 50%)	206	266	-23%
44	46	40	10%	Экспорт через ККТ (Кольжан 100%)	170	141	21%
30	33	45	-33%	Экспорт в Узбекистан (ТП 50%)	143	182	-21%
–	–	–	0%	Экспорт через ККТ (ПКВИ 100%)	1	–	100%
232	263	209	11%	Внутренний рынок	1 070	1 833	-42%
1 328	1 288	1 292	3%	Реализация нефти	5 252	5 599	-6%

Операционные расходы увеличились в основном за счет увеличения экспортных продаж, что привело к росту рентного налога (на 75,8 млн долларов США), НДС (на 12,2 млн долларов США) и транспортных расходов (на 13,7 млн долларов США). Экспортная таможенная пошлина увеличилась (на 57,7 млн долларов США) из-за повышения ставки таможенной пошлины с 40 до 60 долларов США за тонну начиная с апреля 2013 г., а также увеличения реализации на экспорт.

Также на рост операционных расходов существенно повлияло начисление штрафов, пени и провизий по результатам экологических проверок на сумму 191 млн долларов США, налоговых проверок за 2006-2012 гг. на сумму 75 млн долларов США и прочие штрафы и пени на сумму 12 млн долларов США.

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

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
(долларов США за баррель проданной нефти*)					(долларов США за баррель проданной нефти*)		
18,9	18,9	19,9	-5%	Рентный налог	18,7	15,8	18%
2,5	11,2	9,5	-74%	Износ, истощение и амортизация	8,3	8,1	2%
8,0	8,7	9,5	-16%	НДПИ	8,3	7,5	11%
5,6	7,9	7,2	-22%	Транспортные расходы	7,3	6,6	11%
19,1	2,5	1,2	100%	Штрафы и пени в бюджет	6,8	0,5	100%
6,2	6,0	4,1	51%	Экспортная таможенная пошлина	5,3	3,6	47%
0,9	3,2	3,1	-71%	Услуги по ремонту и обслуживанию	2,6	2,4	8%
2,2	2,2	2,2	0%	Вознаграждения работникам	2,2	2,0	10%
1,4	1,1	1,1	27%	Материалы и запасы	1,2	0,8	50%
(0,7)	–	0,2	-450%	Закуп нефти и нефтепродуктов	–	3,0	-100%
3,5	2,5	5,5	-36%	Прочие расходы	2,8	2,8	0%
67,6	64,2	63,5	6%	Итого операционных расходов	63,5	53,1	20%

* В пересчете 7,75 баррелей за тонну нефти.

Снижение расходов по подоходному налогу за 2013 г. связано в основном с уменьшением прибыли до налогообложения. Рост эффективной ставки связан с ростом не вычитаемых для целей КПП затрат.

Доля в результатах ПКИ, отраженная в аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании представлена как пропорциональная доля в результатах ПКИ, скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензии на сумму 4,8 млрд тенге (за 2012 г.: 10,1 млрд тенге).

Анализ капитальных затрат совместных предприятий и ассоциированной компании рассмотрен 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 долевым методу в аудированной финансовой отчетности Компании.

В декабре 2007 г. 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 г. и является самым крупным неглубоко залегающим месторождением высоковязкой нефти на территории СНГ, разработка которого осуществляется с применением термических методов.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. Компания отразила в своем балансе сумму 17,2 млрд тенге (111 млн долл. США) как счета к получению от ССЕЛ. За 2013 г. Компания начислила процентный доход в размере 2,8 млрд тенге (18,1 млн долл. США), что представляет собой часть годового гарантированного платежа от ССЕЛ в размере 26,87 млн долларов США.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

За 2013 г. объем добычи ССЕЛ составил 2 052 тыс. тонн (50% доля – 1 026 тыс. тонн), что на уровне 2012 г. Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели ССЕЛ (100%):

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
<i>(тыс. долларов США, если не указано иное)</i>					<i>(тыс. долларов США, если не указано иное)</i>		
369 369	371 495	341 320	8%	Доходы	1 440 449	1 466 282	-2%
(303 810)	(303 470)	(247 744)	23%	Операционные расходы	(1 170 366)	(1 104 090)	6%
(6 082)	(5 560)	(4 579)	33%	Финансовые расходы нетто	(22 845)	(19 396)	18%
(19 036)	(18 204)	(18 070)	5%	Расходы по подоходному налогу	(56 634)	(87 029)	-35%
40 441	44 261	70 927	-43%	Прибыль за период	190 604	255 767	-25%
524	517	511	3%	Добыча нефти (тыс. тонн)	2 052	2 037	1%

Снижение доходов в 2013 г. в основном связано со снижением цен на нефть, а также увеличением объема продаж на внутренний рынок. Реализация нефти ССЕЛ по маршрутам поставок указана ниже:

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
<i>(тыс. тонн)</i>					<i>(тыс. тонн)</i>		
175	253	207	-15%	Экспорт через Новороссийск	1 008	1 168	-14%
147	203	215	-32%	Экспорт через Приморск	658	649	1%
135	–	–	100%	Экспорт через Батуми	135	–	100%
75	70	58	29%	Внутренний рынок	274	237	16%
532	526	480	11%	Реализация нефти	2 075	2 054	1%

Рост операционных расходов за 2013 г. на 6% по сравнению с 2012 г. произошел в основном из-за увеличения транспортных расходов, вознаграждения работникам и ЭТП.

Рост транспортных расходов в 2013 г. (на 16,9 млн долларов США) в основном связан с повышением тарифов транспортировки КТО. Расходы по вознаграждению работников увеличились в 2013 г. (на 20,9 млн долларов США) из-за приведения окладов сотрудников к единой тарифной сетке. Рост расходов на ЭТП (на 20,3 млн долларов США) произошел из-за повышения ставки таможенной пошлины с 40 до 60 долларов США за тонну начиная с апреля 2013 г.

4 квартал 2013 г.	3 квартал 2013 г.	4 квартал 2012 г.	Изменение		2013 г.	2012 г.	Изменение
<i>(долларов США за баррель проданной нефти*)</i>					<i>(долларов США за баррель проданной нефти*)</i>		
21,7	22,5	21,9	-1%	Рентный налог	22,2	22,9	-3%
2,1	15,0	2,4	-13%	Износ, истощение и амортизация	11,4	11,0	4%
12,8	11,4	11,6	10%	Вознаграждения работникам	10,2	8,8	16%
12,5	8,9	10,7	17%	НДПИ	9,8	10,2	-4%
9,3	8,0	8,2	13%	Транспортные расходы	8,4	7,3	15%
7,4	7,5	5,7	30%	Экспортная таможенная пошлина	6,8	5,4	26%
5,3	4,5	5,2	2%	Электроэнергия	5,0	4,6	9%
3,4	3,4	3,4	0%	Услуги по ремонту и обслуживанию	3,3	2,9	14%
1,3	1,1	1,4	-7%	Материалы и запасы	1,2	1,2	0%
9,6	4,0	6,7	43%	Прочие расходы	6,1	6,1	0%
85,4	86,3	77,2	11%	Итого операционных расходов	84,4	80,4	5%

В пересчете 6,68 баррелей за тонну нефти.

Снижение подоходного налога связано с уменьшением налогооблагаемой прибыли.

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

Нэтбэк анализ и лифтинг затраты совместных предприятий и ассоциированной компании

Лифтинг затраты совместных предприятий и ассоциированной компании представлены следующим образом:

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
	<i>(тыс. долларов США, если не указано иное)</i>		
Вознаграждения работникам	20 649	48 468	113 380
Материалы и запасы	13 452	46 296	16 366
Услуги по ремонту и обслуживанию	13 879	72 542	45 521
Электроэнергия	11 141	33 554	68 868
Прочие	8 434	58 009	298
Итого лифтинг затрат (тыс. долларов США)	67 555	258 869	244 433
Объем добычи (тыс. тонн)	3 107	5 330	2 052
Итого лифтинг затрат (долл. США/баррель*)	2,8	6,3	17,8

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

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

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
	<i>(долларов США за баррель*, если не указано иное)</i>		
Публикуемая рыночная цена	108,7	108,7	108,7
Разница в цене и премия по коэффициенту баррелизации	(6,0)	(9,1)	(4,6)
Средняя цена реализации	102,7	99,6	104,1
Рентный налог	(24,1)	(23,5)	(23,7)
Экспортная таможенная пошлина	(6,9)	(6,7)	(7,3)
Транспортные расходы	(10,5)	(7,5)	(8,7)
Нэтбэк	61,2	61,9	64,4

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

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

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
	<i>(долларов США за баррель*, если не указано иное)</i>		
Средняя цена реализации	н/п	56,4	47,1
Транспортные расходы	н/п	(1,7)	(1,8)
Нэтбэк	н/п	54,7	45,3

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

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

В 2012 г., с целью обеспечения трудоустройства около 2 000 человек в Мангистауской области, были созданы 2 сервисных предприятия – УТТиОС и УБР.

За 2013 г. Компания понесла операционные расходы в размере 16,5 млрд тенге на финансирование данных предприятий. Данные расходы отразились в составе расходов по вознаграждению работников в размере 12,9 млрд тенге, а также в составе расходов по материалам, запасам и прочим расходам на сумму 3,6 млрд тенге. Кроме того, Компанией было инвестировано 6,7 млрд тенге на продолжение строительства производственных баз, вахтовых поселков, а также на приобретение спецтехники для поддержания деятельности УБР и УТТиОС. Затраты направленные на финансирование УТТиОС были частично нивелированы доходом данного предприятия от третьих сторон в 2013 г. на сумму 3,1 млрд тенге (2012 г.: 0,6 млрд тенге).

За 2013 г. расходы на спонсорство и благотворительность составили 1,7 млрд тенге. Основная часть расходов была направлена на финансирование социальных фондов, поддержку ветеранов войны и труда, организацию спортивных соревнований и профессиональных конкурсов в регионах деятельности Компании. Уменьшение в 2013 г. связано с расходами на переселение поселков Байчунас и Искене в 2012 г.

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 2013 г. социальные расходы Компании в рамках выполнения контрактных обязательств составили 3,3 млрд тенге, в том числе по фонду социальных программ и экологии 2,0 млрд тенге, по обучению специалистов 1,3 млрд тенге.

В течение 2013 г. Компания также произвела обесценение социальных объектов на сумму 1,2 млрд тенге (2012 г.: 1,6 млрд тенге), что в основном связано со строительством объектов социального характера (жилые здания, санатории, и т.д.).

СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ (В МЛН ТЕНГЕ)

2012	24 870	3 180	6 778	1 593	36 421
2013	23 221	3 310	1 681	1 160	29 372

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

ЛИКВИДНОСТЬ И РЕСУРСЫ КАПИТАЛА

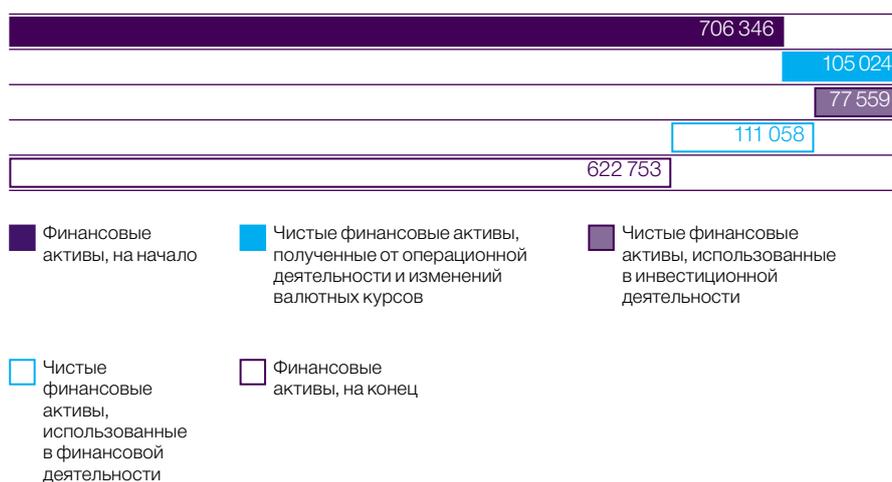
Потребности Компании в ликвидности возникают, в основном из потребности в финансировании существующей операционной деятельности (оборотный капитал), необходимости финансирования инвестиций (капитальные расходы) и достижения роста за счет приобретений. Руководство считает, что Компания обладает достаточным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

За 2013 г. приток финансовых активов от операционной деятельности составил 105 млрд тенге, что на 55,9 млрд тенге меньше, чем за 2012 г. Данное изменение в основном связано со снижением операционной рентабельности Компании из-за увеличения операционных расходов, в частности вознаграждения работников, расходов по ремонту и обслуживанию, расходов на материалы и увеличения экспортной таможенной пошлины. Также на уменьшение притока финансовых активов в 2013 г. повлияло увеличение статей оборотного капитала, таких как увеличение дебиторской задолженности и уменьшение кредиторской задолженности.

Отток финансовых активов от инвестиционной деятельности за 2013 г. составил 77,6 млрд тенге (2012 г.: приток 38,7 млрд тенге). Изменения в основном связаны со снижением дивидендов, полученных от совместных предприятий и ассоциированной компании (2013 г.: 64,1 млрд тенге; 2012 г.: 114,2 млрд тенге), увеличением капитальных затрат (2013 г.: 149 млрд тенге; 2012 г.: 108,1 млрд тенге), уменьшением процентных доходов от облигаций НК КМГ (2013 г.: 4,5 млрд тенге; 2012 г.: 11,2 млрд тенге), а также увеличением займов, выданных совместным предприятиям на стадии разведки (2013 г.: 11,3 млрд тенге; 2012 г.: 5,1 млрд тенге).

Отток финансовых активов, направленных на использование в финансовой деятельности, за 2013 г. составил 111,1 млрд тенге (за 2012 г. отток 210,6 млрд тенге). Уменьшение по сравнению с аналогичным периодом 2012 г. связано с выплатой займов 2012 г. и программой выкупа собственных акций, действовавшей в 2012 г. на суммы 81,4 млрд тенге и 36,2 млрд тенге соответственно. Выплата дивидендов акционерам Компании составила 110 млрд тенге и 90 млрд тенге за 2013 г. и 2012 г. соответственно.

ДВИЖЕНИЕ ФИНАНСОВЫХ АКТИВОВ ЗА 2013 Г. (В МЛН ТЕНГЕ)



АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Чистая позиция финансовых активов

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

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.	Изменение
	(млн тенге, если не указано иное)		
Текущая часть	2 503	2 462	2%
Срок погашения более одного года	4 291	4 848	-11%
Итого займов	6 794	7 310	-7%
Денежные средства и их эквиваленты	119 036	154 705	-23%
Другие текущие финансовые активы	482 006	550 556	-12%
Долгосрочные финансовые активы	21 711	1 085	100%
Итого финансовых активов	622 753	706 346	-12%
Финансовые активы, деноминированные в иностранной валюте, %	82%	78%	
Чистая позиция финансовых активов	615 959	699 036	-12%

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

ФАКТОРЫ РИСКА

Деятельность Компании сопряжена с множеством рисков и неопределенностей в экономической, политической, законодательной, социальной и финансовых сферах. При принятии решений заинтересованным лицам необходимо принимать во внимание факторы риска, которые могут повлиять на финансовые и операционные результаты Компании. Система управления рисками является неотъемлемой частью системы управления Компании и представляет собой постоянно развивающийся процесс, следуя которому Компания системно идентифицирует, оценивает и управляет своим портфелем рисков, анализируя развитие Компании в прошлом, настоящем и будущем.

Компания осуществляет управление рисками в рамках утвержденной Политики по управлению рисками. Политика Компании в области управления рисками направлена на рост акционерной стоимости и повышение качества корпоративного управления.

Некоторая информация о рисках содержится в Проспекте эмиссии простых акций и ГДР, а также анализ ключевых финансовых рисков содержится в годовой аудированной отчетности (см. стр.122).

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;
- вероятность ограничения возможности управления денежными средствами, размещенными в банках второго уровня Правительством Казахстана. Государство в лице ФНБ «Самрук-Казына» и НК КМГ может оказывать влияние на РД КМГ в интересах государства в целом, которые могут 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, которая отличается значительной волатильностью вследствие ряда факторов: баланс спроса и предложения, влияние и политика основных нефтедобывающих стран, политическая обстановка в основных регионах добычи энергоносителей. Снижение мировых цен на нефть в значительной степени скажется на ухудшении финансовых показателей Компании.

Компания не прибегает к хеджированию рисков снижения цен на нефть в настоящий момент, но в каждой конкретной ситуации использует внутренние инструменты управления затратами, позволяющие снизить негативное влияние этого риска.

- 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.
- Уровень развития казахстанской финансовой системы может ухудшить условия размещения свободных денежных средств (подробнее финансовые риски см. далее).

ФАКТОРЫ РИСКА

Региональные риски:

Регионами деятельности Компании являются Мангистауская, Атырауская, Актюбинская, Кызылординская области.

Основные активы Компании ведут свою производственную деятельность в регионах, отличающихся суровыми климатическими условиями, также для некоторых регионов характерен дефицит высококвалифицированных рабочих специалистов в сфере нефтедобычи и газопереработки. При этом данные регионы 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 сказаться на операционных и финансовых результатах Компании. В этой связи Компания предъявляет высокие требования своим партнерам, развивает долгосрочные и взаимовыгодные партнерские отношения.

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.

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 большая часть текущих затрат Компании оплачивается по ценам, установленным в тенге.

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.

Повышение курса доллара делает более рентабельным экспорт нефти.

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.

Компания не прибегает к хеджированию указанных рисков в настоящий момент, но в каждой конкретной ситуации использует внутренние инструменты и резервы управления финансовыми рисками, позволяющие гарантировать выполнение своих обязательств в срок и в полном объеме.

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 разнообразные услуги Компании. Эффективная централизованная система управления денежными средствами, реализованная казначейством Компании, позволяет минимизировать кредитные риски.

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 неправомерной интерпретации законодательства. Эти факторы осложняют планирование налоговых издержек Компании. Менеджмент Компании разрабатывает действия по минимизации указанного риска, основанные на участие 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), отсутствие прозрачной формулы расчета 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.

ФАКТОРЫ РИСКА

Разведка

Ключевой стратегической задачей Компании является прирост запасов для обеспечения необходимого уровня добычи. 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 комплекс геолого-геофизических исследований, который, помимо традиционных сейсмических исследований, включает геохимические исследования, высокоразрешающие электроразведочные работы, а также специальные методики по обработке данных сеймики и гравитики, а также по анализу геологических рисков.

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 за 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 закупа и поставок оборудования
- Качество поставленного оборудования
- Рост затрат на услуги, материалы и основные средства, опережающие рост производительности
- Ограниченная управляемость операционных и капитальных затрат
- Своевременность и качество выполнения услуг подрядчиками
- 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.

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 чем 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 зарекомендованным 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.
- Отсутствие собственной высокоэффективной сервисной экспертизы, дающей возможность РД КМГ участвовать в морских проектах в Казахстане, а также привлекательных зарубежных проектах.

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

Персонал
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, направленный на повышение лояльности, уровня мотивации и профессионального уровня персонала. Кроме того, уделяется существенное внимание 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. Компания является субъектом Закона РК «О борьбе с коррупцией», а также, вступившего в силу в июле 2011 г., Закона Великобритании «О взяточничестве» (UK Bribery Act 2010) и выстраивает свои внутренние политики и процедуры в строгом соответствии с вышеназванными законами.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ



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 2013 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 информацию о существенных аспектах учётной политики и другую пояснительную информацию.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчётности

Руководство несёт ответственность за подготовку и достоверное представление данной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки финансовой отчётности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибки.

Ответственность аудиторов

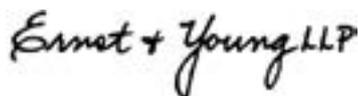
Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить наше мнение о настоящей консолидированной финансовой отчётности на основе проведённого нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Эти стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы, спланировали и провели аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения прилагаемой консолидированной финансовой отчётности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в консолидированной финансовой отчётности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления консолидированной финансовой отчётности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля компании. Аудит также включает оценку уместности использованной учётной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, равно как и оценку общего представления консолидированной финансовой отчётности.

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

Заключение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и его дочерних организаций на 31 декабря 2013 г., а также их финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.



Пол Кон

Партнёр по аудиту

Евгений Жемалетдинов

Аудитор / 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 г.

Квалификационное свидетельство аудитора № 0000553 от 24 декабря 2003 г.

18 февраля 2014 г.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

В миллионах тенге	Прим.	На 31 декабря	
		2013 г.	2012 г.
Активы			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	350 675	325 520
Нематериальные активы	6	12 064	19 584
Инвестиции в совместные предприятия	8	88 967	89 252
Инвестиции в ассоциированную компанию	9	107 095	118 959
Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия	8	13 222	14 326
Займы к получению от совместных предприятий	8	18 402	13 150
Прочие финансовые активы	7	21 711	1 085
Активы по отсроченному налогу	20	34 356	31 968
Прочие активы		19 542	17 200
Итого долгосрочных активов		666 034	631 044
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	27 422	25 058
Предоплата по подоходному налогу		43 684	17 806
Предоплата по налогам и НДС к возмещению		72 169	56 257
Предоплата по налогу на добычу полезных ископаемых и рентному налогу		1 967	8 073
Расходы будущих периодов		22 067	15 539
Торговая и прочая дебиторская задолженность	7	153 219	101 168
Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия	8	3 969	3 895
Займы к получению от совместных предприятий	8	3 933	–
Прочие финансовые активы	7	482 006	550 556
Денежные средства и их эквиваленты	7	119 036	154 705
Итого текущих активов		929 472	933 057
Итого активов		1 595 506	1 564 101
Капитал			
Уставный капитал	11	162 969	162 952
Прочие резервы		2 482	2 474
Нераспределённая прибыль		1 185 815	1 154 335
Прочие компоненты капитала		22 509	18 009
Итого капитал		1 373 775	1 337 770
Обязательства			
Долгосрочные обязательства			
Займы		4 291	4 848
Обязательство по отсроченному налогу	20	881	–
Резервы	13	34 203	36 927
Итого долгосрочных обязательств		39 375	41 775
Текущие обязательства			
Займы		2 503	2 462
Резервы	13	20 067	17 319
Подоходный налог к уплате		29 341	32 103
Налог на добычу полезных ископаемых и рентный налог к уплате		61 956	50 417
Торговая и прочая кредиторская задолженность		68 489	82 255
Итого текущих обязательств		182 356	184 556
Итого обязательств		221 731	226 331
Итого обязательств и капитала		1 595 506	1 564 101

Примечания на страницах 88–129 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

В миллионах тенге	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря	
		2013 г.	2012 г.
Доходы	14	816 712	797 170
Доля в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	8,9	50 866	67 442
Финансовый доход	19	20 577	34 528
Итого выручка и прочие доходы		888 155	899 140
Производственные расходы	15	(162 035)	(140 362)
Расходы по реализации, общие и административные расходы	16	(92 360)	(93 088)
Расходы на разведку		(13 125)	(6 104)
Износ, истощение и амортизация	5,6	(47 144)	(53 747)
Налоги, помимо подоходного налога	17	(311 688)	(274 171)
Обесценение основных средств	18	(60 099)	(77 012)
Убыток от выбытия основных средств		(4 475)	(3 189)
Финансовые затраты	19	(8 085)	(7 231)
Положительная курсовая разница, нетто		11 216	9 513
Прибыль до налогообложения		200 360	253 749
Расходы по подоходному налогу	20	(58 531)	(92 926)
Прибыль за год		141 829	160 823
Курсовая разница от пересчёта зарубежных операций		4 500	3 655
Прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		4 500	3 655
Итого совокупный доход за год, за вычетом налогов		146 329	164 478
Прибыль на акцию - в тысячах тенге			
Базовая и разводнённая	12	2,08	2,32

Примечания на страницах 88–129 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В миллионах тенге	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря	
		2013 г.	2012 г.
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		200 360	253 749
Корректировки для прибавления / (вычета) неденежных статей			
Износ, истощение и амортизация	5,6	47 144	53 747
Доля в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	8,9	(50 866)	(67 442)
Убыток от выбытия основных средств		4 475	3 189
Обесценение основных средств	18	60 099	77 012
Расходы на нерезультативные разведочные скважины по активам по разведке и оценке	6	10 971	4 321
Признание выплат, основанных на долевых инструментах		145	354
Изъятие долевых инструментов		(137)	(4)
Нереализованный доход от курсовой разницы от внеоперационной деятельности		(5 533)	(6 835)
Прочие неденежные доходы и расходы		7 898	420
Плюс финансовые затраты	19	8 085	7 231
Минус финансовый доход	19	(20 577)	(34 528)
Корректировки оборотного капитала			
Изменение в прочих активах		376	101
Изменение в товарно-материальных запасах		(549)	(2 267)
Изменение предоплаты по налогам и НДС к возмещению		(16 436)	(33 519)
Изменение в расходах будущих периодов		(6 525)	(3 577)
Изменение в торговой и прочей дебиторской задолженности		(51 906)	(16 599)
Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности		(20 371)	13 925
Изменение в налоге на добычу полезных ископаемых и рентном налоге к уплате и предоплаты по ним		11 128	(8 564)
Изменение в резервах		(1 805)	10 663
Подходный налог уплаченный		(77 544)	(96 498)
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности		98 432	154 879
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(140 402)	(99 240)
Поступления от продажи основных средств		582	1 054
Приобретение нематериальных активов		(8 628)	(8 874)
Займы, предоставленные совместным предприятиям	8	(11 252)	(5 081)
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированной компании, за вычетом налога у источника выплат	8,9	64 138	114 207
Вознаграждение, полученное от инвестиций в долговые инструменты НК КМГ	7	4 734	11 280
Поступления от погашения инвестиций в долговые инструменты НК КМГ	7	135 243	–
Покупка финансовых активов, удерживаемых до погашения		(78 520)	(85 257)
Поступления от продажи прочих финансовых активов		–	5 546
Погашение займов к получению от связанных сторон		4 088	7 657
Поступления от продажи дочерней организации, за вычетом полученных денежных средств		–	3 601
Вознаграждение полученное		7 130	2 976
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		(22 887)	(52 131)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Выкуп собственных акций	11	–	(36 203)
Погашение займов		(1 079)	(81 406)
Дивиденды, уплаченные акционерам Компании	3,11	(109 979)	(33 971)
Вознаграждение уплаченное		–	(2 975)
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности		(111 058)	(154 555)
Чистое изменение денежных средств и их эквивалентов		(35 513)	(51 807)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	7	154 705	206 512
Курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам		(156)	–
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	7	119 036	154 705

Примечания на страницах 88–129 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

<i>В миллионах тенге</i>	Уставный капитал	Выкупленные собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Резерв по пересчёту валют	Итого капитал
На 31 декабря 2011 г.	263 095	(64 643)	2 124	1 083 749	14 354	1 298 679
Прибыль за год	–	–	–	160 823	–	160 823
Прочий совокупный доход	–	–	–	–	3 655	3 655
Итого совокупный доход	–	–	–	160 823	3 655	164 478
Признание выплат, основанных на долевых инструментах (Примечание 11)	–	–	354	–	–	354
Изъятие долевых инструментов (Примечание 11)	–	–	(4)	–	–	(4)
Исполнение опционов работников (Примечание 11)	–	703	–	–	–	703
Выкуп собственных акций (Примечание 11)	–	(36 203)	–	–	–	(36 203)
Дивиденды (Примечание 11)	–	–	–	(90 237)	–	(90 237)
На 31 декабря 2012 г.	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 г.	263 095	(100 126)	2 482	1 185 815	22 509	1 373 775

Примечания на страницах 88–129 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

1. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту «Компания») учреждено в Республике Казахстан и занимается приобретением, разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья. 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 63,22% акций Компании, находящихся в обращении по состоянию на 31 декабря 2013 г. (в 2012 г.: 63,22%). Материнская компания полностью принадлежит АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее по тексту «ФНБ Самрук-Казына»), которое в свою очередь полностью принадлежит Правительству Республики Казахстан (далее по тексту «Правительство»).

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

2. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

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

2.1 Основа подготовки

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

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

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 28 Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия (2011 г.);

МСФО 10 Консолидированная финансовая отчетность;

МСФО 11 Соглашения о совместной деятельности;

МСФО 12 Раскрытие информации о долях участия в других компаниях;

МСБУ 27 Отдельная финансовая отчетность (2011 г.). Компания не представляет отдельную финансовую отчетность;

МСФО 13 Оценка справедливой стоимости;

МСБУ 19 Вознаграждения работникам (поправки);

МСБУ 1 Разъяснение требований в отношении сравнительной информации - поправки;

МСБУ 32 Налоговый эффект выплат держателям долевых инструментов - поправки;

МСБУ 34 Промежуточная финансовая отчетность и информация по сегментам в части общих сумм активов и обязательств - поправки;

МСФО 7 Финансовые инструменты: Раскрытие - Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств - поправка;

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.

МСФО 9 Финансовые инструменты: классификация и оценка;

МСБУ 32 Представление - Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств;

МСБУ 36 Раскрытие информации о возмещаемой стоимости для нефинансовых активов;

МСБУ 39 Финансовые инструменты: Новация производных инструментов и продолжение учета хеджирования;

Интерпретация IFRIC 21
Обязательные платежи;

МСФО 10, МСФО 12, МСБУ 27
Инвестиционные компании;

Усовершенствования в МСФО
2011–2013 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 политики 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

2. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

(продолжение)

2.2 Консолидация (продолжение)

Инвестиции в ассоциированные компании и доли участия в совместных предприятиях (продолжение)

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 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.

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 разработки, и получения всех лицензий и разрешений от соответствующих контролирующих органов, соответствующие расходы перемещаются в основные средства (нефтегазовые активы).

Затраты на разведку

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

2. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

2.4 Расходы по разведке и разработке нефтегазовых месторождений (продолжение)

Затраты на разведку (продолжение)

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 отчёт о совокупном доходе того периода, в котором произошло такое событие.

2.6 Обесценение нефинансовых активов

Компания оценивает активы или группы активов на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость актива не может быть возмещена. Отдельные активы группируются для целей оценки на обесценение на самом низком уровне, на котором существуют идентифицируемые денежные потоки, которые в основном независимы от денежных потоков, генерируемых другими группами активами. В случае если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Компания осуществляет оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость группы активов является наибольшей из справедливой стоимости за вычетом расходов на 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 отчётности 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

2. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

(продолжение)

2.8 Финансовые активы (продолжение)

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

Инвестиции, удерживаемые до погашения

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

Торговая и прочая дебиторская задолженность

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

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи – это непроизводные финансовые активы, которые специально отнесены в данную категорию или которые не были отнесены ни в одну из других категорий. После первоначального признания финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные прибыли 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.

Справедливая стоимость

Справедливая стоимость инвестиций, активно обращающихся на организованных финансовых рынках, определяется, исходя из рыночных котировок на покупку на конец рабочего дня на отчетную дату. Для инвестиций, не котирующихся на рынке, справедливая стоимость определяется путем применения различных методик оценки. Такие методики включают использование цен самых последних сделок, произведенных на коммерческой основе; использование текущей рыночной стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков и прочие модели оценки.

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.

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 долговым инструментам осуществляется через прибыли или убытки,

если увеличение справедливой стоимости инструмента может быть объективно связано с событием, произошедшим после признания убытков от обесценения в 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

2. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

(продолжение)

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.

2.11 Денежные средства и их

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.

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 г. или после этой даты, оценивается, исходя из справедливой стоимости таких инструментов на дату их предоставления. Справедливая стоимость определяется с использованием модели опционного ценообразования Блэка – Шоулза – Мертона.

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

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

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

Разводняющий эффект неисполненных опционов отражается как дополнительное разводнение акций при расчете показателя прибыли на акцию.

2.13 Торговая кредиторская задолженность

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

2.14 Резервы

Резервы признаются, если Компания имеет текущее обязательство (юридическое или вытекающее из практики), возникшее в результате прошлого события, отток экономических выгод, который потребует для погашения этого обязательства, является вероятным, и может быть получена надежная оценка суммы такого обязательства. Если Компания предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

2. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

(продолжение)

2.16 Отсроченный подоходный налог

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 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.

2.17 Вознаграждение работникам

Компания удерживает 10% от начисленной заработной платы работников как пенсионные отчисления в соответствующие пенсионные фонды. Размер пенсионных отчислений ограничен суммой в 139 950 тенге в месяц в 2013 г. (в 2012 г.: 130 793 тенге в месяц). В соответствии с действующим казахстанским законодательством, работники сами несут ответственность за своё пенсионное обеспечение. С 1 января 2014 г. Компания также обязана перечислять дополнительные профессиональные пенсионные взносы в размере 5% от доходов большинства своих работников в их пенсионные фонды.

2.18 Признание выручки

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

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

2.19 Подоходный налог

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 г., 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.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 г., 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 1 365 миллионов тенге (в 2012 г.: 856 миллионов тенге) и в счёт дивидендов, полученных от ассоциированной компании в сумме 1 766 миллионов тенге (в 2012 г.: 2 763 миллиона тенге).

29 мая 2012 г. Компания объявила о распределении дивидендов в размере 1 300 тенге на акцию, находящуюся в обращении по состоянию на 11 июня 2012 г. (Примечание 11). В соответствии с условиями договора покупки долговых инструментов НК КМГ, 16 июля 2012 г. Компания произвела зачёт объявленных дивидендов к уплате Материнской компании против части Долгового инструмента на сумму 56 013 миллионов тенге, включая основной долг на сумму 55 785 миллионов тенге и вознаграждение в размере 228 миллионов тенге.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

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

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в 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

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

(продолжение)

Запасы нефти и газа (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

В каждом отчётном периоде Компания оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов обесценения. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть (учитывая текущие и исторические цены, тенденции в изменениях цен и сопутствующие факторы), ставки дисконта, операционные затраты, будущая потребность в капитале, затраты на вывод из эксплуатации и эксплуатационные характеристики, резервы и операционная деятельность (что включает объёмы добычи и продажи). Эти оценки и допущения подвержены рискам и неопределённости. Таким образом, существует вероятность того, что изменения в обстоятельствах окажут влияние на эти прогнозы, что может оказать влияние на возмещаемую стоимость активов и/или генерирующей единицы. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами. Справедливая

стоимость нефтегазовых активов определяется, обычно, как текущая стоимость расчётных будущих денежных потоков, возникающих от продолжающегося использования активов, которая включает такие оценки, как стоимость планов расширения в будущем и потенциальное выбытие, использование допущений, которые может принять во внимание независимый участник рынка. Будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу.

В результате оценки возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз», проведенной руководством Компании, в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., было признано обесценение в размере 75 миллиардов тенге. Данная оценка была проведена в связи с наличием индикаторов обесценения. Основными индикаторами обесценения являются существенное снижение объемов производства по сравнению с запланированными объемами на протяжении последних двух лет и увеличивающиеся операционные и капитальные затраты. В апреле 2013 г. руководство Компании обновило оценку возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз» и признало дополнительное обесценение на 56 миллиардов тенге в сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности за три месяца, закончившихся 31 марта 2013 г. 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 г..

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., руководство Компании снова провело оценку возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз».

Результаты оценки показали, что балансовая стоимость активов АО «Озенмунайгаз» не отличалась существенно от оцененной возмещаемой стоимости, и, таким образом, руководство не сторнировало ранее начисленное обесценение и не начисляло какие-либо дополнительные суммы по обесценению за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.. Результаты оценки наиболее чувствительны к допущениям, относящимся к объемам добычи, цене реализации сырой нефти и обменному курсу тенге к доллару США.

Использованный профиль добычи основан на данных последнего бизнес плана Компании, и предусматривает рост добычи на 7% в течение ближайших пяти лет. Если бы профиль добычи был на 5% выше или ниже той, что была использована в ходе оценки, это бы привело к увеличению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 65 миллиардов тенге или к уменьшению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 65 миллиардов тенге, соответственно. Если бы предполагалось, что добыча не изменялась и оставалась на уровне 2013 г., тогда оцененная возмещаемая стоимость уменьшилась бы на более чем 65 миллиардов тенге.

Принятые допущения о цене сырой нефти Brent были основаны на рыночных ожиданиях в совокупности с прогнозами независимой отраслевой исследовательской организации, скорректированными на средний исторический дисконт цены на нефть. Если бы предполагаемая цена сырой нефти Brent была бы на 5% выше или ниже той, что была использована в ходе оценки, это бы привело к увеличению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 40 миллиардов тенге или к уменьшению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 45 миллиардов тенге, соответственно. Если бы предполагаемая цена сырой нефти Brent не изменялась и оставалась на уровне 108,3 доллара США за баррель, что является ценой сырой нефти на дату оценки, это бы привело к увеличению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 40 миллиардов тенге.

Для пересчета реализации нефти, деноминированной в долларах США, был использован обменный курс 185 тенге к доллару США. Данный курс был основан на заявлении, опубликованном Национальным Банком Республики Казахстан 11 февраля 2014 г. о том, что будет установлен новый валютный коридор обменного курса на уровне 185 тенге за доллар плюс/минус 3 тенге. Если бы предполагаемый курс обмена тенге к доллару США был бы на 5% выше или ниже того, что был использован в ходе оценки, это бы привело к увеличению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 35 миллиардов тенге или к уменьшению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 35 миллиардов тенге, соответственно.

Предполагаемые денежные потоки были ограничены датой истечения срока лицензии в 2021 г.. Затраты до 2018 г. были спрогнозированы на основе утвержденного бюджета и бизнес плана Компании и текущих оценок руководства компании о потенциальных изменениях в

операционных и капитальных затратах после девальвации тенге в феврале 2014 г.. Большая часть денежных потоков после этого периода была спрогнозирована путем применения предполагаемой ставки инфляции Казахстана, за исключением капитальных затрат, которые были основаны на наилучшей оценке руководства, имеющейся на дату проведения оценки. Для целей оценки предполагалось, что руководство не сумеет существенно уменьшить операционные и капитальные затраты в последние годы перед истечением срока лицензии с целью сокращения расходов. Все полученные денежные потоки были дисконтированы с использованием средневзвешенной стоимости капитала после налогообложения («WACC») 13,09%.

Обязательства по выбытию активов
По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Компания несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Компании относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Компании, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода.

Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин

и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Компании по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства. Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определенного обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике. Компания рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

4. УЩЕЩВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

(продолжение)

Возмещаемость нефтегазовых активов (продолжение)

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

При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдаленному будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компании могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 15,72% и 15,80% резерва на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно относятся 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 2013 г., составляли 5,0% и 7,9% соответственно (в 2012 г.: 5,0% и 7,9%). Изменения в обязательствах по выбытию активов раскрыты в Примечании 13.

Экологическая реабилитация

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

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на дисконтированной основе, исходя из ожиданий руководства относительно сроков необходимых процедур. Резерв Компании на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Компания соблюдала требования существующей казахстанской нормативной базы. На дату выпуска данной консолидированной финансовой отчетности объем и сроки плана по рекультивации не были официально согласованы с Правительством, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки.

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.

5. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

	Нефтегазовые активы	Прочие активы	Незавершённое капитальное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2012 г.	289 939	38 554	10 367	338 860
Поступления	1 383	2 694	113 310	117 387
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	(1 865)	–	–	(1 865)
Выбытия	(3 541)	(1 001)	(2 137)	(6 679)
Перемещения из незавершённого капитального строительства	79 008	13 496	(92 504)	–
Внутренние перемещения	(562)	22	540	–
Отчисления по износу и истощению	(40 580)	(4 591)	–	(45 171)
Обесценение (Примечание 18)	(64 696)	(7 872)	(4 444)	(77 012)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 г.	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 незавершённого 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 г.	266 210	55 756	28 709	350 675
На 31 декабря 2013 г.				
Первоначальная стоимость	654 545	102 441	30 841	787 827
Накопленный износ и истощение	(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
На 31 декабря 2012 г.				
Первоначальная стоимость	559 004	83 247	30 151	672 402
Накопленный износ и истощение	(234 895)	(25 558)	–	(260 453)
Накопленное обесценение	(65 023)	(16 387)	(5 019)	(86 429)
Остаточная стоимость	259 086	41 302	25 132	325 520

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

6. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

	Активы по разведке и оценке	Прочие нематериальные активы	Итого
2012 г.			
Остаточная стоимость на 1 января 2012 г.	24 035	2 603	26 638
Поступления	12 143	2 137	14 280
Списание непродуктивных скважин	(4 321)	–	(4 321)
Потеря контроля над дочерней организацией	(8 190)	–	(8 190)
Выбытия	(210)	(37)	(247)
Амортизационные отчисления	(7 668)	(908)	(8 576)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 г.	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 г.	8 412	3 652	12 064
На 31 декабря 2013 г.			
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
На 31 декабря 2012 г.			
Первоначальная стоимость	40 292	8 170	48 462
Накопленная амортизация	(20 281)	(4 330)	(24 611)
Накопленное обесценение	(4 222)	(45)	(4 267)
Остаточная стоимость	15 789	3 795	19 584

В 2013 г. Компания признала расходы по непродуктивным скважинам, относящиеся к разведочным скважинам, пробуренных на блоках Восточный Жаркамыс, Каратон-Саркамыс и перспективной площади «White Bear». В 2012 г. Компания признала расходы по непродуктивным скважинам, относящиеся к разведочным скважинам, пробуренных на блоках Восточный Жаркамыс, НБК и Бодрай.

7. ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

<i>Прочие финансовые активы</i>	2013 г.	2012 г.
Долгосрочные вклады, удерживаемые до погашения, выраженные в долларах США	12 957	–
Долгосрочные вклады, удерживаемые до погашения, выраженные в тенге	8 752	1 083
Прочее	2	2
Итого долгосрочных финансовых активов	21 711	1 085
Срочные вклады, выраженные в долларах США	406 013	333 218
Срочные вклады, выраженные в тенге	75 961	40 382
Срочные вклады, выраженные в евро	32	–
Инвестиции в долговой инструмент НК КМГ (Примечание 3, 22)	–	134 360
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	–	42 596
Итого текущих финансовых активов	482 006	550 556
	503 717	551 641

В 2013 г. средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в долларах США составляла 2,2% (в 2012 г.: 2,4%). В 2013 г. средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в тенге составляла 5,0% (в 2012 г.: 1,4%).

Инвестиции в долговой инструмент НК КМГ

24 июня 2013 г. остаток основного долга по долговому инструменту НК КМГ и начисленные проценты были полностью погашены Материнской Компанией в сумме 135 243 миллиона тенге и 4 734 миллиона тенге, соответственно.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

	2013 г.	2012 г.
Торговая дебиторская задолженность	153 519	100 698
Прочие	820	980
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(1 120)	(510)
	153 219	101 168

По состоянию на 31 декабря 2013 г. торговая дебиторская задолженность Компании включает в себя задолженность от реализации сырой нефти KazMunayGas Trading AG («KMG Trading»), в прошлом Vector Energy AG, являющейся дочерней организацией Материнской Компании, в сумме 148 246 миллионов тенге (в 2012 г.: 96 401 миллион тенге). Из этой суммы просроченная часть составляет 54 992 миллиона тенге (в 2012 г.: 32 657 миллионов тенге).

KMG Trading производит платежи за реализованную сырую нефть на 30-й день после отгрузки. В случае несвоевременной оплаты, KMG Trading оплачивает пеню в размере одномесячного Либор плюс 2%. Если сырая нефть предназначена для отгрузки в Rompetrol Rafinare S.A., то размер пени составляет трехмесячный Либор плюс 2% с 31-го по 60-й день после отгрузки и шестимесячный Либор плюс 3% с 61-го дня после отгрузки.

На 31 декабря 2013 г. торговая дебиторская задолженность Компании на 97% выражена в долларах США (в 2012 г.: 95%).

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

	2013 г.	2012 г.
Текущая часть	97 859	68 409
Просрочка от 0 до 30 дней	40 921	9 637
Просрочка от 30 до 60 дней	14 439	21 555
Просрочка от 60 до 90 дней	–	–
Просрочка от 90 и более дней	–	1 567
	153 219	101 168

Денежные средства и их эквиваленты

	2013 г.	2012 г.
Срочные вклады в банках, выраженные в долларах США	81 888	30 681
Срочные вклады в банках, выраженные в тенге	24 431	38 813
Срочные вклады в банках, выраженные в евро	–	75
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в долларах США	5 626	51 951
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в тенге	5 561	29 519
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в британских фунтах	1 530	3 666
стерлингов	1 530	3 666
	119 036	154 705

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 2013 г. средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в тенге составляла 3,5% (в 2012 г.: 1,3%).

В 2013 г. средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в долларах США составляла 0,3% (в 2012 г.: 0,4%).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

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

	Ownership share	2013 г.	2012 г.
Доля в ТОО СП Казгермунай («Казгермунай»)	50%	64 201	65 287
Доля в СП Ural Group Limited BVI («UGL»)	50%	22 627	19 066
Доля в СП KS EP Investments BV («KS EP Investments»)	51%	2 139	4 899
Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия		17 191	18 221
		106 158	107 473

Движение в инвестициях в совместные предприятия в течение отчётного периода:

	2013 г.	2012 г.
Балансовая стоимость на 1 января	89 252	116 526
Доля в общем совокупном доходе и убытке	43 608	44 586
Амортизация справедливой стоимости лицензий, за вычетом налогов	(19 750)	(12 607)
Изменение в доле владения в KS EP Investments	–	5 709
Дивиденды полученные	(30 570)	(67 170)
Курсовая разница и прочие корректировки	1 545	469
Доля в дополнительном оплаченном капитале	4 882	1 739
Балансовая стоимость на 31 декабря	88 967	89 252

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

Казгермунай

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

В следующей таблице представлена обобщенная финансовая информация в отношении Казгермунай на основе его финансовой отчётности, подготовленной в соответствии с МСФО, а также сверка с балансовой стоимостью инвестиции Компании:

	2013 г.	2012 г.
Денежные средства и их эквиваленты	27 801	22 158
Прочие текущие активы	57 122	40 021
Долгосрочные активы	89 535	76 466
	174 458	138 645
Текущие обязательства	76 845	75 872
Долгосрочные обязательства	12 651	10 929
	89 496	86 801
Чистые активы	84 962	51 844
Доля владения компании	50%	50%
Доля чистых активов	42 481	25 922
Превышение цены приобретения над стоимостью активов	21 720	39 365
Балансовая стоимость инвестиции	64 201	65 287

	2013 г.	2012 г.
Доход	372 392	344 477
Операционные расходы	(226 214)	(182 171)
включая износ и амортизацию	(10 146)	(11 640)
Прибыль от операционной деятельности	146 178	162 306
Финансовый доход	589	178
Финансовые затраты	(604)	(507)
Прибыль до налогообложения	146 163	161 977
Расходы по подоходному налогу	(54 075)	(70 618)
Прибыль за год	92 088	91 359
Прочий совокупный доход	–	–
Итого совокупный доход	92 088	91 359
Доля Компании в совокупном доходе за год	46 044	45 680

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

UGL

15 апреля 2011 г. Компания приобрела у «Exploration Venture Limited» («EVL») 50% простых акций UGL. UGL владеет 100% долей участия в ТОО «Урал Ойл энд Газ» («UOG»), которая обладает лицензией на разведку на месторождении углеводородов Федоровское, расположенном в западном Казахстане.

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

	2013 г.	2012 г.
Денежные средства и их эквиваленты	2 539	1 478
Прочие текущие активы	13	52
Долгосрочные активы	45 378	27 872
	47 930	29 402
Текущие обязательства	1 862	3 639
Долгосрочные финансовые обязательства	35 652	22 132
Долгосрочные обязательства	2 165	1 810
	39 679	27 581
Чистые активы	8 251	1 821
Доля владения компании	50%	50%
Доля чистых активов	4 126	911
Превышение цены приобретения над стоимостью активов	18 501	18 155
Балансовая стоимость инвестиции	22 627	19 066

	2013 г.	2012 г.
Выручка	5	3
Операционные расходы	(2 413)	(641)
Убыток от операционной деятельности	(2 408)	(638)
Финансовый доход	37	15
Финансовые затраты	(589)	(338)
Убыток до налогообложения	(2 960)	(961)
Расходы по подоходному налогу	(14)	(283)
Убыток за год	(2 974)	(1 244)
Прочий совокупный доход	–	–
Итого совокупный убыток	(2 974)	(1 244)
Доля Компании в совокупном убытке за год	(1 487)	(622)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

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

UGL (продолжение)

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 59 450 тысяч долларов США (9 045 миллионов тенге) в течение года, закончившегося 31 декабря 2013 г. (2012 г.: 22 250 тысяч долларов США или 3 318 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.

KS EP Investments

16 ноября 2012 г. 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 ТОО «Карповский Северный» (ТОО «КС»), 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.

На дату потери контроля чистые активы KS EP Investments были представлены следующим образом:

	Активы и обязательства на 16 ноября 2012 г.
Денежные средства и их эквиваленты	1 884
Прочие текущие активы	100
Долгосрочные активы	8 360
	10 344
Текущие обязательства	113
Долгосрочные обязательства	3 821
	3 934
Чистые активы	6 410

Сумма, полученная от Karpinvest за 49% долю в KS EP Investments, составила 36 455 долларов США (5 485 миллионов тенге). Возникший в результате доход от выбытия инвестиции составил 4 784 миллионов тенге. В результате данной следки Компания прекратила признание активов и обязательств бывшей дочерней организации, в связи с потерей контроля, и признала оставшуюся 51% долю в KS EP Investments методом долевого участия по справедливой стоимости в размере 5 709 миллионов тенге.

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

	2013 г.	2012 г.
Денежные средства и их эквиваленты	409	161
Прочие текущие активы	56	732
Долгосрочные активы	7 741	4 619
	8 206	5 512
Текущие финансовые обязательства	7 712	–
Прочие текущие обязательства	511	1 084
Долгосрочные финансовые обязательства	–	3 031
Прочие долгосрочные обязательства	–	–
	8 223	4 115
Чистые активы	(17)	1 397
Доля владения компании	51%	51%
Доля чистых активов	(9)	712
Превышение цены приобретения над стоимостью активов	2 148	4 187
Балансовая стоимость инвестиции	2 139	4 899
	2013 г.	2012 г.
Доход	–	–
Операционные расходы	(1 114)	(814)
включая износ и амортизацию	(1 054)	(442)
Убыток от операционной деятельности	(1 114)	(814)
Финансовый доход	5	3
Финансовые затраты	(696)	(113)
Убыток до налогообложения	(1 805)	(924)
Расходы по подоходному налогу	(55)	(1)
Убыток за год	(1 860)	(925)
Прочий совокупный доход	–	–
Итого совокупный убыток	(1 860)	(925)
Доля Компании в совокупном убытке за год	(949)	(472)

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 14 510 тысяч долларов США (2 207 миллионов тенге) в течение года, закончившегося 31 декабря 2013 г. (2012 г.: 11 828 тысяч долларов США или 1 763 миллиона 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.

Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия «CITIC Canada Energy Limited» («CCEL»)
В 2007 г. Компания приобрела 50%-ую долю в совместно контролируемом предприятии CCEL, средства которого инвестированы в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане от «State Alliance Holdings Limited», холдинговая компания, принадлежащая «CITIC Group», компании, зарегистрированной на фондовой бирже Гонконга.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

8. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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 536,3 миллиона долларов США (82 375 миллионов тенге) на 31 декабря 2013 г. (в 2012 г.: 572,3 миллиона долларов США или 86 273 миллионов тенге) до 2020 г.. 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 г., плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Балансовая стоимость этой дебиторской задолженности на 31 декабря 2013 г. составила 110,9 миллионов долларов США (17 033 миллиона тенге) (в 2012 г.: 119,7 миллиона долларов США или 18 039 миллионов тенге).

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

9. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННУЮ КОМПАНИЮ

	Доля владения	2013 г.	2012 г.
Доля в «Петроказахстан Инк.» («ПКИ»)	33%	107 095	118 959

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. Компания приобрела 33 процента в ПКИ в декабре 2009 г..

Отчётный период финансовой отчётности ассоциированной является аналогичным отчётному периоду Компании.

Движение в инвестиции в ассоциированную компанию в течение отчётного периода:

	2013 г.	2012 г.
Балансовая стоимость на 1 января	118 959	133 228
Доля общего совокупного дохода	25 979	43 508
Амортизация справедливой стоимости лицензий, за вычетом налогов	(4 764)	(10 143)
Дивиденды полученные	(35 334)	(49 800)
Курсовая разница и прочие корректировки	2 255	2 166
Балансовая стоимость на 31 декабря	107 095	118 959

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

	2013 г.	2012 г.
Денежные средства и их эквиваленты	8 241	32 987
Прочие текущие активы	98 237	83 222
Долгосрочные активы	299 243	280 619
	405 721	396 828
Текущие обязательства	86 826	71 461
Долгосрочные обязательства	86 323	69 624
	173 149	141 085
Чистые активы	232 572	255 743
Доля владения компании	33%	33%
Доля чистых активов	76 749	84 395
Превышение цены приобретения над стоимостью активов	30 346	34 564
Балансовая стоимость инвестиции	107 095	118 959

	2013 г.	2012 г.
Доход	295 928	320 681
Операционные расходы	(205 670)	(184 462)
включая износ и амортизацию	(24 395)	(25 478)
Прибыль от операционной деятельности	90 258	136 219
Доля в доходах совместных предприятий	53 585	65 638
Финансовый доход	695	766
Финансовые затраты	(3 344)	(3 370)
Прибыль до налогообложения	141 194	199 253
Расходы по подоходному налогу	(59 709)	(66 323)
Прибыль за год	81 485	132 930
Прочий совокупный доход	(2 761)	(1 089)
Итого совокупный доход	78 724	131 841
Доля Компании в совокупном доходе за год	25 979	43 508

10. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	2013 г.	2012 г.
Сырая нефть	13 999	14 801
Материалы	13 423	10 257
	27 422	25 058

На 31 декабря 2013 г. 303.157 тонн сырой нефти Компании находилось в резервуарах и транзите (в 2012 г.: 361 521 тонн).

11. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

	Выпущенные акции	
	Количество акций	Миллионов тенге
На 1 января 2012 г.	70 293 388	198 452
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	70 127	703
Увеличение собственных выкупленных акций в результате выкупа	(2 205 813)	(36 203)
На 31 декабря 2012 г.	68 157 702	162 952
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	1 607	17
На 31 декабря 2013 г.	68 159 309	162 969

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

11. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ (продолжение)

11.1 Уставный капитал

Объявленные к выпуску акции

Общее количество объявленных к выпуску акций составляет 74 357 042 (в 2012 г.: 74 357 042). По состоянию на 31 декабря 2013 г. 43 087 006 находящихся в обращении акций принадлежат Материнской компании (в 2012 г.: 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 акционерам за 2013 г., составили 1 619 тенге за акцию (в 2012 г.: 1 300 тенге за акцию), как по обыкновенным, так и по привилегированным акциям на дату фиксации реестра 31 мая 2013 г..

11.2 Опционная программа для сотрудников

Расход, признанный по плану наделяния служащих Компании акциями по льготной цене, связанному с услугами, полученными от работников в течение года, составляет 145 миллионов тенге (в 2012 г.: 354 миллиона тенге).

Планы по опционной программе для сотрудников

В соответствии с планом 1 опционной программы («EOP 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 («EOP 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 г. или после этой даты, наделяют правом на третью годовщину даты предоставления и подлежат исполнению в срок до пятой годовщины с даты предоставления права.

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

	2013 г.		2012 г.	
	No.	WAEP	No.	WAEP
В обращении на 1 января	1 677 948	19,47	2 118 984	18,26
Выдано в течение года	–	–	–	–
Исполнено в течение года	(8 867)	13,00	(420 763)	13,12
Истечение срока действия в течение года	(314 774)	19,01	(20 273)	26,08
В обращении на 31 декабря	1 354 307	19,61	1 677 948	19,47
Может быть исполнено на 31 декабря	1 346 462	19,59	636 760	19,77

Оставшийся контрактный средневзвешенный срок, по опционам на акции, на 31 декабря 2013 г. составляет 3,76 года (в 2012 г.: 4,53 года). Диапазон цены исполнения по опционам в обращении на 31 декабря 2013 г. составлял 13,00 – 26,47 долларов США за ГДР (в 2012 г.: 13,00 – 26,47 долларов США). EOP 1 и EOP 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 г. 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 2013 г. данный показатель на одну акцию составляет 20 102 тенге (на 31 декабря 2012 г.: 19 572 тенге).

12. ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

	2013 г.	2012 г.
Средневзвешенное количество всех акций в обращении	68 158 471	69 301 529
Прибыль за год	141 829	160 823
Базовая и разводненная прибыль на акцию	2,08	2,32

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.

13. РЕЗЕРВЫ

	Экологическое обязательство	Налоги	Обязательство по выбытию активов	Прочее	Итого
На 1 января 2012 г.	18 528	12 127	15 848	6 249	52 752
Дополнительные резервы	–	9 619	281	3 068	12 968
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(8 801)	–	–	(8 801)
Амортизация дисконта	–	–	1 254	–	1 254
Изменения в оценке	(958)	–	(1 865)	–	(2 823)
Использовано в течение года	(266)	–	(399)	(439)	(1 104)
На 31 декабря 2012 г.	17 304	12 945	15 119	8 878	54 246
Текущая часть	2 940	12 945	809	625	17 319
Долгосрочная часть	14 364	–	14 310	8 253	36 927
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 г.	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

14. ДОХОДЫ

	2013 г.	2012 г.
Экспорт:		
Сырая нефть	712 343	720 262
Продукты переработки газа	2 628	557
Внутренний рынок (Примечание 24):		
Сырая нефть	76 049	60 559
Продукты переработки газа	10 315	7 143
Продукты переработки	3 514	2 109
Прочие продажи и услуги	11 863	6 540
	816 712	797 170

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

15. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ

	2013 г.	2012 г.
Вознаграждения работникам	92 318	82 959
Услуги по ремонту и обслуживанию	22 619	18 162
Материалы и запасы	16 920	14 176
Электроэнергия	15 908	12 884
Транспортные расходы	5 633	5 758
Расходы по переработке	1 099	393
Изменение остатков нефти	727	(984)
Прочее	6 811	7 014
	162 035	140 362

16. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ, ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

	2013 г.	2012 г.
Транспортные расходы	61 810	53 122
Вознаграждения работникам	12 986	13 936
Штрафы и пени	5 191	8 302
Управленческий гонорар и комиссии по продаже	3 750	4 169
Спонсорство	1 681	6 778
Консультационные и аудиторские услуги	1 354	1 382
Услуги по ремонту и обслуживанию	1 093	1 339
Прочее	4 495	4 060
	92 360	93 088

17. НАЛОГИ, КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

	2013 г.	2012 г.
Рентный налог	165 307	159 822
Налог на добычу полезных ископаемых	84 433	70 792
Экспортная таможенная пошлина	48 981	36 429
Налог на имущество	5 473	4 373
Экологический сбор	4 893	1 096
Прочие налоги	2 601	1 659
	311 688	274 171

18. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ

	2013 г.	2012 г.
Обесценение (Примечание 4)	56 275	75 000
Обесценение социальных объектов	2 285	1 593
Обесценение индивидуальных объектов	1 539	419
	60 099	77 012

19. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ / (ЗАТРАТЫ)

19.1 Финансовый доход

	2013 г.	2012 г.
Процентный доход по вкладам в банках	10 489	7 306
Процентный доход по дебиторской задолженности от совместно контролируемых предприятий	5 163	4 821
Процентный доход по долговому инструменту НК КМГ (Примечание 21)	4 557	11 403
Процентный доход по финансовым активам, удерживаемым до погашения	330	663
Доход от реализации прочих финансовых активов	–	5 546
Доход от реализации дочерней организации (Примечание 8)	–	4 784
Прочее	38	5
	20 577	34 528

19.2 Финансовые затраты

	2013 г.	2012 г.
Расходы по вознаграждению	5 261	5 601
Амортизация дисконта на экологическое обязательство среды	1 372	–
Амортизация дисконта на обязательство по выбытию активов	1 199	1 254
Прочее	253	376
	8 085	7 231

20. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

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

	2013 г.	2012 г.
Корпоративный подоходный налог	51 695	77 993
Налог на сверхприбыль	8 343	38 541
Текущий подоходный налог	60 038	116 534
Корпоративный подоходный налог	(6 494)	(19 175)
Налог на сверхприбыль	4 987	(4 433)
Отсроченный подоходный налог	(1 507)	(23 608)
Расходы по подоходному налогу	58 531	92 926

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

	2013 г.	2012 г.
Прибыль до налогообложения	200 360	253 749
Подоходный налог	58 531	92 926
Эффективная ставка налога	29%	37%
Ставка подоходного налога, установленная законодательством	20%	20%
Увеличение / (уменьшение) в результате:		
Дохода от прироста стоимости при реорганизации Компании	–	5%
Налога, удерживаемого у источника выплат	1%	1%
Налога на сверхприбыль	7%	12%
Корпоративного подоходного налога за предыдущие годы	–	3%
Доли в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий	(5%)	(5%)
Дохода, не облагаемого налогом	(1%)	(2%)
Резервов по налогам	1%	1%
Расходов, не относимых на вычеты	6%	2%
Эффективная ставка налога	29%	37%

В течение 2012 г. Компания произвела реорганизацию, в ходе которой бывшие производственные филиалы «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз» были выделены в отдельные дочерние организации АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз». Все основные средства бывших производственных филиалов были переданы вновь созданным предприятиям по справедливой стоимости в соответствии с казахстанским законодательством. В результате Компания понесла существенный расход по подоходному налогу от прироста капитала, что также привело к увеличению НСП по контрактам на месторождениях Узень, Тенгиз и 23 месторождения.

В 2013 г. НСП состоит из текущего налога на сверхприбыль АО «Эмбамунайгаз» и списания отложенного актива по налогу на сверхприбыль АО «Озенмунайгаз». Невычитаемые расходы включают в себя расходы по списанию непродуктивных скважин и расход по плате за эмиссию в окружающую среду и соответствующие штрафы и пени.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

20. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2012 г.	(9 252)	1 644	12 676	4 382	9 450
Потеря контроля над дочерней организацией (Примечание 8)	959	–	–	–	959
Признано в составе прибылей и убытков	19 675	518	1 295	71	21 559
На 31 декабря 2012 г.	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 г.	14 885	928	13 623	4 920	34 356

Обязательства по отсроченному налогу:

	Основные средства и нематериальные активы	Резервы	Налоги	Прочее	Итого
На 1 января 2012 г.	(2 049)	–	–	–	(2 049)
Признано в составе прибылей и убытков	2 049	–	–	–	2 049
На 31 декабря 2012 г.	–	–	–	–	–
Признано в составе прибылей и убытков	(943)	68	1	(7)	(881)
На 31 декабря 2013 г.	(943)	68	1	(7)	(881)

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.

21. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Категория «организации под общим контролем» включает организации, контролируемые Материнской компанией. Категория «прочие организации под государственным контролем» включает организации, контролируемые ФНБ «Самрук-Казына», за исключением банков, контролируемых ФНБ «Самрук-Казына». «БТА Банк» и «Альянс Банк» являются связанными сторонами, так как контролируется ФНБ «Самрук-Казына», и «Казкоммерцбанк» является связанной стороной, так как ФНБ «Самрук-Казына» владеет 21,3% простых акций банка. Начиная с 2012 г. Группа «Народного Банка Казахстана» не является связанной стороной Компании, так как более не контролируется членом Правления ФНБ «Самрук-Казына».

Продажи и приобретения со связанными сторонами за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг. и сальдо по сделкам со связанными сторонами на 31 декабря 2013 и 2012 гг., представлены следующим образом:

	2013 г.	2012 г.
Продажи товаров и услуг (Примечание 14)		
Организации под общим контролем	796 817	788 545
Прочие организации под контролем государства	26	4 863
Совместные предприятия	2 866	329
Приобретения товаров и услуг (Примечания 15 и 16)		
Организации под общим контролем	33 120	23 410
Прочие организации под контролем государства	18 032	14 120
Материнская компания	3 750	4 018
Проценты, начисленные по финансовым активам		
Проценты, начисленные по Долговому инструменту	4 557	11 403
Эффективная процентная ставка по инвестициям в Долговые инструменты НК КМГ – индексированные к долларам США / тенге	7 00%	7 00%
Доход от вознаграждения по займам совместным предприятиям	2 411	2 090
Средняя процентная ставка по займам совместным предприятиям	15,00%	15,00%
Казкоммерцбанк	3 154	1 082
Средняя процентная ставка по депозитам	4,84%	4,69%
Альянс Банк	5	10
Средняя процентная ставка по депозитам	7,00%	7,00%
Убыток от переоценки справедливой стоимости выданных займов		
Совместные предприятия	4 814	2 049
Заработная плата и прочие кратковременные выплаты		
Члены Совета директоров	109	121
Члены Правления	247	207
Выплаты на основе долевых инструментах		
Члены Правления	2	10
	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 7)		
Альянс Банк	212	208
Казкоммерцбанк	37	110
БТА Банк	2	4
Финансовые активы (Примечание 7)		
Казкоммерцбанк	78 789	38.207
Инвестиции в Долговые инструменты НК КМГ – индексированные к долларам США / тенге	–	134.360
Торговая и прочая дебиторская задолженность (Примечание 7 и 8)		
Организации под общим контролем	155 473	104 593
Совместные предприятия	40 175	31 506
Прочие организации под контролем государства	1 248	1 106
Торговая кредиторская задолженность		
Организации под общим контролем	1 734	1 349
Прочие организации под контролем государства	482	101
Материнская компания	–	1 125

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

21. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 6 017 228 тонн сырой нефти в 2013 г. (в 2012 г.: 6 078 074 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 121 340 тенге в 2013 г. (в 2012 г.: 122 103 тенге).

Кроме того, Компания поставляет нефтегазовые продукты на внутренний рынок через дочернюю организацию Материнской компании в соответствии с постановлением Правительства Казахстана, являющимся конечным контролирующим акционером Материнской компании. Такие поставки на внутренний рынок составили 1 900 000 тонн от добытой сырой нефти в 2013 г. (в 2012 г.: 1 595 399 тонн). Цены реализации на внутреннем рынке определяются соглашением с Материнской компанией. В 2013 г. за поставленную на внутренний рынок нефть Компания получала в среднем 40 000 тенге (в 2012 г.: 37 906 тенге). Торговая и прочая дебиторская задолженность связанных сторон представляет собой в основном суммы, относящиеся к операциям по экспортной реализации.

Приобретения и кредиторская задолженность

Комиссия за управленческие услуги Материнской компании составила 3 750 миллионов тенге в 2013 г. (в 2012 году: 4 018 миллионов тенге). Услуги по транспортировке 6 061 163 тонны сырой нефти в 2013 г. (в 2012 г.: 5 198 600 тонн) были куплены у дочерней организации Материнской компании за 26 485 миллионов тенге в 2013 г. (в 2012 г.: 18 457 миллионов тенге). Остальные услуги, приобретенные у дочерней организации НК КМГ, включают, в основном, платежи за охранные услуги, переработку и демерредж.

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 2013 г. Компания не предоставляла опционы (в 2012 г.: 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 2013 г. Компания не имеет займов с плавающей процентной ставкой и не подвержена риску изменения процентных ставок.

Валютный риск

Подверженность Компании риску изменения обменных курсов иностранной валюты, прежде всего, относится к операционной деятельности Компании, так как основная часть реализации деноминирована в долларах США, в то время как почти все расходы деноминированы в тенге, а также к инвестициям, деноминированным в иностранной валюте.

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 тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
2013 г.		
Доллар США	+ 20,00%	149 879
Доллар США	- 20,00%	(149 879)
2012 г.		
Доллар США	+ 10,00%	66 855
Доллар США	- 10,00%	(66 855)

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, а также приобретает облигации Национального Банка.

Кредитный риск, связанный с остатками на счетах в финансовых учреждениях контролируется департаментом казначейства Компании в соответствии с политикой управления денежными средствами Компании, которая утверждается Советом Директоров Компании. Максимальный размер чувствительности Компании к кредитному риску, возникающих от дефолта финансовых учреждений равна балансовой стоимости этих финансовых активов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

22. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск (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		2013 г.	2012 г.
		2013 г.	2012 г.	2013 г.	2012 г.
Народный Банк	Казахстан	BB (стабильный)	BB (стабильный)	137 173	131 207
Казкоммерцбанк	Казахстан	B (стабильный)	B+ (отрицательный)	78 826	38 317
BNP Paribas	Франция	A+ (отрицательный)	A+ (отрицательный)	74 359	75 319
Дойче Банк	Германия	A (стабильный)	A+ (отрицательный)	72 686	47 328
ING Bank	Нидерланды	A- (стабильный)	A+ (отрицательный)	51 619	41 873
Сити Банк Казахстан	Казахстан	Не доступно	Не доступно	44 087	26 247
АТФ Банк (Moody's)	Казахстан	B- (стабильный)	B1 (стабильный)	36 128	37 696
HSBC Plc	Великобритания	AA- (отрицательный)	AA- (отрицательный)	27 868	75 044
Евразийский Банк	Казахстан	B+ (положительный)	B+ (стабильный)	27 327	–
Сити Банк Н.А.	Филиал в Великобритании	A (стабильный)	A (отрицательный)	25 403	21 712
HSBC Казахстан	Казахстан	Не доступно	BBB (стабильный)	15 285	7 016
Сбербанк	Казахстан	BBB- (стабильный)	BBB- (стабильный)	11 847	–
Credit Suisse	Британские Виргинские острова	A (стабильный)	A+ (отрицательный)	8 206	12 366
Банк Центр Кредит (Moody's)	Казахстан	B2 (стабильный)	B1 (отрицательный)	6 300	1 654
RBS Казахстан	Казахстан	Не доступно	Не доступно	4 821	13 208
Нурбанк	Казахстан	BB+ (стабильный)	BB+ (стабильный)	530	–
Альянс Банк (Moody's)	Казахстан	CCC (отрицательный)	B3 (отрицательный)	212	208
Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ	Казахстан	BBB- (стабильный)	BBB- (стабильный)	–	134 360
Национальный Банк Республики Казахстан	Казахстан	BBB+ (стабильный)	BBB+ (стабильный)	–	42 596
Прочие				76	195
				622 753	706 346

¹ Источник: Интерфакс – Казахстан, Factiva, 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, 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 2013 г. на основании договорных недисконтированных платежей:

Год, закончившийся 31 декабря 2012 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	271	2 262	4 646	2 002	9 181
Торговая и прочая кредиторская задолженность	82 255	–	–	–	–	82 255
	82 255	271	2 262	4 646	2 002	91 436

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

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 2013 г. 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 2013 и 2012 гг., 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

24. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Политические и экономические условия

В Казахстане продолжают экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности принимаемых правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

На экономику Республики Казахстан оказал воздействие мировой финансовый кризис. Несмотря на некоторые индикаторы восстановления экономики, по-прежнему существует неопределенность относительно будущего экономического роста, доступности капитала, а также стоимости капитала, что может негативно повлиять на финансовое положение, результаты операций и экономические перспективы Компании.

Хотя руководство уверено в том, что оно предпринимает соответствующие меры для поддержания устойчивости деятельности Компании в существующих условиях, непредвиденное дальнейшее ухудшение в описанных выше сферах, может оказать отрицательное влияние на финансовые результаты и финансовое положение Компании способом, который в настоящее время не поддается определению.

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 1 993 861 тонн нефти (в 2012 г.: 1 645 926 тонн). Совместное предприятие Казгермунай не осуществляло поставку нефти на внутренний рынок в 2013 г. (в 2012 г.: 517 991 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 2013 г..

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

12 июля 2012 г. Налоговый комитет Министерства финансов Республики Казахстан завершил налоговую проверку Компании за 2006-2008 гг.. По результатам налоговой проверки, начатой в октябре 2011 г., налоговым органом было произведено доначисление в размере 16 938 миллионов тенге, из которых сумма налога составила 5 800 миллионов тенге, административный штраф составил 7 160 миллионов тенге и пеня за несвоевременную уплату составила 3 978 миллионов тенге. Суммы налоговых доначислений относятся, в основном, к перераспределению определенных доходов и расходов по контрактам на недропользование, перераспределению расходов по демереджу по периодам, и корректировке доходов по нормам трансфертного ценообразования.

Компания не согласна с вышеперечисленными суммами доначислений и обратилась в Министерство финансов с обжалованием. Руководство Компании считает, что его интерпретация налогового обязательства была корректной. Однако, так как руководство Компании полагает, что исход обжалования является неопределенным и Компания не может быть полностью уверена в успешном исходе обжалования, ввиду двусмысленности различных интерпретаций налогового законодательства и непоследовательности позиций уполномоченных и судебных органов, руководство Компании приняло решение начислить резерв на определенные суммы налоговых доначислений.

В течение 2013 г. Налоговый комитет провел тематическую налоговую проверку, закончившуюся 10 февраля 2014 г., в результате которой Компания сторнировала резерв по налогам на сумму 1 819 млн. тенге, состоящий из 811 млн. тенге суммы основного налога, 405 млн. тенге суммы штрафа и 603 млн. тенге суммы пени.

По состоянию на 31 декабря 2013 г., существующий резерв по налогам составляет 14 625 миллионов тенге, в том числе основная сумма в размере 6 400 миллионов тенге, штрафы в размере 3 411 миллионов тенге и пеня в размере 4 814 миллиона тенге. Руководство Компании полагает, что сможет успешно обжаловать оставшуюся сумму доначислений налога, штрафа и пени.

Налог на добычу полезных ископаемых

2 июля 2013 г. 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 гг.. Причины расхождений заключаются в том, что сведения в налоговой отчетности по НДПИ за 2012 г. 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 г. объемы добычи АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз», несмотря на то, что в течение 2012 г. 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 аудиторскую 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 2013 г..

Комплексная налоговая проверка АО «Тургай Петролеум»

В сентябре - декабре 2013 г. налоговый департамент Кызылординской области Налогового комитета Министерства финансов («Налоговый департамент»), провёл комплексную налоговую проверку АО «Тургай Петролеум» (50% совместное предприятие ПККИ) за 2009-2012 гг.. 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 ПККИ считает, что АО «Тургай Петролеум» имеет сильную позицию по этому 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, ПККИ 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 отчетности за 2013 г..

Комплексная налоговая проверка АО «ПетроКазахстанКумкольРисорсиз» (ПККР)

В сентябре 2013 г. Налоговый департамент инициировал комплексную налоговую проверку ПККР за 2009-2012 гг. (100% дочерняя организация ПККИ). 13 января 2014 г. Налоговый департамент представил уведомление о выбросах в окружающую среду на 10 665 миллионов тенге и соответствующих пени и штрафы на сумму 8 758 миллионов тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

24. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Комплексная налоговая проверка АО «ПетроКазахстанКумкольРисорсиз» (ПККР) (продолжение)

ПККР не согласно с результатами комплексной налоговой проверки и планирует подать апелляцию в Налоговый комитет Министерства финансов. Руководство ПККР оценило неблагоприятный результат по этому иску как вероятный и сформировало провизию на 19 423 миллиона тенге в своей консолидированной финансовой отчетности за 2013 г.. Руководство ПККР считает, что ПККР имеет сильную позицию по любым другим потенциальным искам в результате налоговой проверки за 2009-2012 гг.

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» 2011-2012 гг.

25 января 2013 г. в АО «Озенмунайгаз», дочернюю организацию Компании, поступило уведомление от Департамента экологии Мангистауской области об уплате штрафа в государственный бюджет в размере 59 345 миллионов тенге за экологический ущерб. Общая сумма ущерба была установлена по результатам проверки за период с августа 2011 г. по ноябрь 2012 г.. АО «Озенмунайгаз» не согласилось с вышеуказанным уведомлением и 26 февраля 2013 г. обратилось в Специализированный межрайонный экономический суд Мангистауской области с заявлением о признании акта незаконным и расчетов недостоверными. 7 марта 2013 г. Департамент экологии Мангистауской области также подал исковое заявление о принудительном взыскании ущерба в тот же суд.

22 мая 2013 г. суд удовлетворил кассационную жалобу АО «Озенмунайгаз» в полном объеме. Суд постановил, что проверка, проведенная Департаментом экологии Мангистауской области, является недействительной, а акт и инструкции по корректирующим действиям и расчеты – незаконными. Суд отклонил иск Департамента экологии Мангистауской области о принудительной выплате штрафа. 6 июня 2013 г. Департамент экологии Мангистауской области подал апелляцию в Апелляционную судебную коллегия по гражданским и административным делам Мангистауского областного суда. 9 июля 2013 г. данная апелляция была отклонена Апелляционной судебной коллегией. 23 декабря 2013 г. Департамент экологии Мангистауской области подал жалобу в кассационную судебную коллегия Мангистауского областного суда. 12 февраля 2014 г. данная жалоба была отклонена кассационной судебной коллегией Мангистауского областного суда. Компания ожидает, что Департамент экологии Мангистауской области подаст последующую апелляцию в Верховный суд Республики Казахстан.

Руководство считает, что АО «Озенмунайгаз» имеет сильные доводы по этому вопросу, так как инспекция была проведена с нарушениями законодательства Республики Казахстан в отношении процедуры инспекционного процесса, и Департамент Экологии по Мангистауской области не имеет надежных доказательств, подтверждающих ущерб окружающей среде, в соответствии с требованиями гражданского процессуального и экологического кодекса Республики Казахстан.

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 в консолидированной финансовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2013 г..

Экологический аудит АО «Озенмунайгаз» 2012-2013 гг.

24 января 2014 г. АО «Озенмунайгаз» получило уведомление от Департамента экологии Мангистауской области об уплате штрафа в размере 212 625 миллионов тенге за экологический ущерб. Итоговая сумма была определена по результатам проверки, которая охватывала период с 2012 по 2013 гг.. АО «Озенмунайгаз» не согласно с уведомлением и в настоящее время предпринимает соответствующие мероприятия по обжалованию данной претензии со стороны Департамента экологии Мангистауской области.

Руководство считает, что АО «Озенмунайгаз» имеет сильную позицию по этому вопросу, так как инспекция была проведена с нарушениями законодательства Республики Казахстан в отношении процедуры инспекционного процесса, и Департамент Экологии по Мангистауской области не имеет надежных доказательств, подтверждающих ущерб окружающей среде, в соответствии с требованиями гражданского процессуального и экологического кодексов Республики Казахстан.

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 в консолидированной финансовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2013 г..

Экологический аудит АО «Эмбамунайгаз»

В июле 2013 г. Департаментом экологии Атырауской области провел внеплановую проверку, для определения того соответствует ли производственная деятельность АО «Эмбамунайгаз» экологическим требованиям, в том числе утилизации попутного газа. По результатам проверки было установлено, что утилизация газа на трёх месторождениях не соответствует утвержденным планам технологической разработки.

24 сентября 2013 г. Специализированный межрайонный экономический суд Атырауской области решил приостановить промышленную разработку данных трех месторождений до устранения нарушений экологических требований и получения положительного заключения государственной экологической экспертизы. 21 октября 2013 г. АО «Эмбамунайгаз» обратилось в Атырауский областной суд с апелляционной жалобой об отмене данного решения. 21 ноября 2013 г. АО «Эмбамунайгаз» получило положительное заключение государственной экологической проверки от Комитета экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Казахстана и 10 декабря 2013 г. от Департамента экологии Атырауской области. В результате, судебное разбирательство по этому делу прекращено.

АО «Эмбамунайгаз», сжигание газа в факелах

23 января 2014 г. АО «Эмбамунайгаз» получило 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 гг..

Компания не согласна с вышеуказанным предписанием и на сегодняшний день предпринимает соответствующие мероприятия по обжалованию данной претензии со стороны Департамента экологии Атырауской области. Компания считает, что успешно обжалует требование об уплате ущерба, нанесенного окружающей среде, и вследствие чего, начисление резервов по данному вопросу не производилось в консолидированной финансовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2013 г..

Лицензии на нефтяные месторождения

Компания является объектом периодических проверок со стороны государственных органов касательно выполнения требований лицензий и соответствующих контрактов на недропользование. Руководство сотрудничает с государственными органами по согласованию исправительных мер, необходимых для разрешения вопросов, выявленных в ходе таких проверок. Невыполнение положений, содержащихся в лицензии, может привести к штрафам, пени, ограничению, приостановлению или отзыву лицензии. Руководство Компании считает, что любые вопросы, касающиеся несоблюдения условий контрактов или лицензий, будут разрешены посредством переговоров или исправительных мер и не окажут существенного влияния на финансовое положение Компании, отчет о совокупном доходе или отчет о движении денежных средств.

Месторождения нефти и газа Компании расположены на земле, принадлежащей Мангистауской и Атырауской областным администрациям. Лицензии выданы Министерством Нефти и Газа Республики Казахстан, и Компания уплачивает налог на добычу полезных ископаемых и налог на сверхприбыль для осуществления разведки и добычи нефти и газа на этих месторождениях.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В МИЛЛИОНАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

24. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

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
2014	131 143	5 291
2015	52 798	3 237
2016	50 476	3 108
2017	–	3 028
2018-2024	–	9 601
	234 417	24 265

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 2013 г. доля Компании в договорных обязательствах Казгермунай представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2014	10 260	4 745

Договорные обязательства UGL

По состоянию на 31 декабря 2013 г. доля Компании в договорных обязательствах UGL представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2014	7 612	1 113

Договорные обязательства KS EP Investments

По состоянию на 31 декабря 2013 г. доля Компании в договорных обязательствах KS EP Investments представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2014	4 278	93

25. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ

Девальвация тенге

11 февраля 2014 г. была осуществлена девальвация тенге по отношению к доллару США и прочим основным валютам. Обменные курсы до и после девальвации составляли 155 тенге за доллар США и 185 тенге за доллар США соответственно.

Данная консолидированная финансовая отчётность подписана от имени Компании следующими лицами, состоящими в должностях, указанных по состоянию на 18 февраля 2014 г.:



А. А. Нурсеитов
Генеральный директор



Б. Фрейзер, АСА.
И.о. заместителя генерального директора по
экономике и финансам

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ

ГОДОВОЕ ОБЩЕЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ

Годовое общее собрание акционеров состоится 13 мая 2014 г. в 10 часов 00 минут по адресу: Республика Казахстан, г. Астана, ул. Кунаева 7, Риксос Президент Отель Астана, зал «Dhall».

ВЕБ-САЙТ

Информация о Компании, включая описание деятельности, пресс-релизы, годовые и промежуточные отчеты, доступна на корпоративном веб-сайте по адресу www.kmger.kz.

ЗАПРОСЫ АКЦИОНЕРОВ

Акционеры Компании могут обращаться с запросами по заочному голосованию, дивидендам, уведомлению об изменении в личных данных и иным подобным вопросам к регистратору/депозитарию Компании:

- Держатели простых и привилегированных акций: АО «Единый регистратор ценных бумаг», 141, пр. Абылай хана, Алматы, Республика Казахстан, Тел.: +7 (727) 272 47 60 вн.150, Факс: +7 (727) 272 47 66
- Держатели Глобальных Депозитарных Расписок (ГДР): Deutsche Bank Trust Company Americas, Depository Receipts Group, 60 Wall Street, New York, NY 10005, U.S.A. Телефон: +1 (212) 250 91 00, Факс: +1 (732) 544 63 46, Email: adr@db.com

КОЛИЧЕСТВО ВЫПУЩЕННЫХ АКЦИЙ:

	Простые Акции	Привилегированные Акции	Всего Уставный Капитал ²
Количество выпущенных акций ¹	70 220 935	4 136 107	74 357 042

¹Включает выкупленные ГДР для реализации опционной программы Компании, хранящиеся в доверительном управлении (на 31.12.2012 г. – 9 589 219 штук ГДР), а также акции и ГДР, выкупленные в соответствии с программой выкупа собственных акций (на 31.12.2012 г. – 14 386 605 штук ГДР и 130 093 простых акций и 2 073 276 привилегированных акций).

²Акции 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

Корпоративный секретарь

(по запросам акционеров)

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

(запросы институциональных инвесторов)

Тел.: +7 (7172) 975 433
Факс: +7 (7172) 975 445
Асель Калиева
e-mail: ir@kmger.kz

Аудиторы

ТОО Эрнст энд Янг Казахстан

ул. Фурманова, 240/G,
Алматы, 050059,
Республика Казахстан
Тел.: +7 (727) 258 59 60
Факс: +7 (727) 258 59 61

Регистратор

АО «Единый регистратор ценных бумаг»

141, пр. Абылай хана,
Алматы
Республика Казахстан
Тел.: +7 (727) 272 47 60

Банк – депозитарий

For GDR Holders

The Bank of New York
101 Barclay Street, 22nd Floor
New York, NY 10286
United States of America
Тел.: +1 (212) 815 44 93
Факс: +1 (212) 571 30 50
Телекс: 62736 Western Union

1P	Доказанные запасы.
2P	Доказанные и вероятные запасы.
3P	Доказанные, вероятные и возможные запасы.
CCEL	CCEL (CITIC Canada Energy Limited, 100% владелец CCPL, ранее Nations Energy Company Ltd). Владеет 100% голосующих акций в АО «Каражанбасмунай», которое разрабатывает месторождение Каражанбас.
CIC	China Investment Corporation - государственный инвестиционный фонд КНР
GC&A	Gaffney, Cline & Associates. Независимая международная консалтинговая компания, специализирующаяся на оценке запасов углеводородов.
KASE / КФБ	Казахстанская Фондовая Биржа.
LSE / ЛФБ	Лондонская Фондовая Биржа.
M&L	Miller and Lents, Ltd. Независимая международная консалтинговая компания, специализирующаяся на оценке запасов углеводородов.
Moody's	Международное рейтинговое агентства, которые занимаются присвоением краткосрочных и долгосрочных кредитных рейтингов.
S&P	Международное рейтинговое агентства, которые занимаются присвоением краткосрочных и долгосрочных кредитных рейтингов.
АНПЗ	ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»
Актобемунайгаз	АО «СНПС-Актобемунайгаз» осуществляет добычу углеводородов в Актыбинской области.
КГМ	ТОО «СП «Казгермунай» осуществляет свою деятельность по разведке, разработке, добыче и сбыту углеводородного сырья в Кызылординской области.
КБМ	АО «Каражанбасмунай» осуществляет добычу тяжелой нефти на месторождении Каражанбас, расположенном в Мангистауской области.
ККТ	Казахстанско-Китайский трубопровод.
КОА	ТОО «Казахойл Актобе», крупнейшая компания нефтедобывающего сектора Актыбинской области.
Кольжан	ТОО «Кольжан» осуществляет геологическую разведку и изыскания в Кызылординской области.
КПН	Корпоративный подоходный налог.
КПО	«Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» разрабатывает Карачаганакское газоконденсатное месторождение на северо-западе Казахстана.
КТМ	Каспийский Трубопроводный Консорциум - нефтепровод, соединяющий месторождение Тенгиз в Казахстане с российским портом Новороссийск на Черном море.
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 процентов акций которого принадлежат АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына».

ОМГ	АО «Озенмунайгаз» - один из двух производственных активов компании РД КМГ, который действует на двух основных месторождениях в Мангистауской области.
ПКИ	«ПетроКазахстан Инк.» осуществляет геологоразведку, разработку месторождений, добычу нефти и газа, а также переработку и продажу нефти и нефтепродуктов.
ПККР	АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» осуществляет добычу нефти в Кызылординской области.
ПКОП	ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» занимается нефтепереработкой.
ПНХЗ	ТОО «Павлодарский нефтехимический завод».
СНГ	Содружество Независимых Государств.
ТП	АО «Тургай Петролеум» осуществляет разведку, разработку и эксплуатацию месторождения Кумколь в Кызылординской области, транспортировку, переработку и сбыт сырья.
ТШО	ТОО «Тенгизшевройл» осуществляет геологоразведку и разработку месторождения Тенгиз в Атырауской области.
УБР	ПСП «Управление буровых работ»
УАС	Узень-Атырау-Самара - нефтепроводной маршрут протяженностью 1 500 километров, проходящий по территории Атырауской и Мангистауской областей в Россию.
УТТиОС	ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин».
УОГ	ТОО «Урал Ойл энд Газ» занимается разведкой углеводородного сырья в пределах участка Федоровский в западном Казахстане.
Холдинг «Самрук – Казына»	Фонд Национального благосостояния по управлению государственными активами, акциями национальных компаний и финансовых институтов развития Казахстана.
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