

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО РАЗВЕДКА ДОБЫЧА КАЗМУНАЙГАЗ

ГОДОВОЙ ОТЧЁТ
2011



ҚазМұнайГаз
БАРЛАУ ӨНДІРУ АҚЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ

СОДЕРЖАНИЕ

ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА	4
ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ	7
СОБЛЮДЕНИЕ КОДЕКСА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ	7
КАЗАХСТАНСКИЙ КОДЕКС КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОДЕКС КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ КОМПАНИИ	7
РАЗЛИЧИЯ МЕЖДУ КОДЕКСОМ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ КОМПАНИИ И ПОЛОЖЕНИЯМИ КОДЕКСА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ВЕЛИКОБРИТАНИИ	8
ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ДИРЕКТОРОВ	11
СТРУКТУРА СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ	11
СТРУКТУРА ПРАВЛЕНИЯ	12
ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ	13
КОМИТЕТ ПО АУДИТУ	15
КОМИТЕТ ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ	16
КОМИТЕТ ПО НАЗНАЧЕНИЯМ	17
КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ	18
ДОЛИ ДИРЕКТОРОВ И ЧЛЕНОВ ПРАВЛЕНИЯ	18
ОСНОВНЫЕ АКЦИОНЕРЫ И/ИЛИ ДЕРЖАТЕЛИ ГДР	19
ДОГОВОРЫ ДИРЕКТОРОВ, ПИСЬМА О НАЗНАЧЕНИИ ДИРЕКТОРОВ И ТРУДОВЫЕ ДОГОВОРЫ ЧЛЕНОВ ПРАВЛЕНИЯ	19
ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ	19
ИНФОРМАЦИЯ ПО НАЛОГООБЛОЖЕНИЮ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ	21
АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	24
ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ	24
УСЛОВИЯ ВЕДЕНИЯ БИЗНЕСА И ПРОГНОЗ	25
ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ	25
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ	26
ПЛАНОВАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В 2012 ГОДУ	29
РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	30
ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ И СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	39
ЛИКВИДНОСТЬ И РЕСУРСЫ КАПИТАЛА	42
РИСКИ	44
РИСКИ ВНЕШНЕЙ СРЕДЫ	44
РЫНОЧНЫЕ РИСКИ	45
ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ	46
НАЛОГОВЫЕ РИСКИ	47
ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ	48
ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РИСКИ	49
РИСКИ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ	50
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ	51
ОТЧЁТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ	52
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ	53
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ	54
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ	55
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ	57
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ	58
ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ	97
ГОДОВОЕ ОБЩЕЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ	97
ЗАПРОСЫ АКЦИОНЕРОВ	97
ВЕБ-САЙТ	97
КОНТАКТНЫЕ ДАННЫЕ	98

ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА



Ляззат Киинов
Председатель Совета директоров

2011 год был для АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» сложным. Определенные события заставляют нас вносить коррективы в операционную деятельность Компании в краткосрочном периоде, сохранив, вместе с тем приверженность ранее определенной стратегии развития до 2020 года.

С точки зрения прибыльности Компания завершила 2011 год с неплохими результатами, заработав для своих акционеров около 1,4 млрд. долларов США. Вместе с тем наблюдается снижение дохода на одну акцию на 9% по сравнению с 2010 годом. На прибыльности Компании отразилось удвоение ставки экспортной таможенной пошлины с января 2011 года. Однако ключевым фактором стало снижение объемов добычи и, соответственно, экспорта нефти: объем консолидированной добычи РД КМГ в 2011 году составил немногим более 12,3 млн. тонн (250 тыс. баррелей в сутки), что на 7% меньше, чем в 2010 году.



Алик Айдарбаев
Генеральный директор
(Председатель Правления)

Основным фактором, оказавшим влияние на снижение объемов добычи, стала акция протеста в производственном филиале «Озенмунайгаз» (ОМГ). Акция протеста началась в мае 2011 года в форме голодовки нескольких человек, в поддержку которой несколько сотен представителей трудового коллектива фактически прекратили работу. Требования по повышению заработной платы не были поддержаны действующим профсоюзом, так как противоречили подписанному в марте 2011 года Коллективному договору. Официальные государственные и судебные органы неоднократно подтверждали несостоятельность ссылок бастующих на законодательство.

Началось длительное противостояние менеджмента Компании и бастующих работников. Это привело к росту социальной напряженности в регионе и особенно в г. Жанаозене. Ситуация осложнялась тем, что аналогичная акция протеста с теми же требованиями проходила в АО «Каражанбасмунай» (КБМ).

В начале 2012 года, поддержав предложение государственных органов о трудоустройстве ранее уволенных работников ОМГ и КБМ, Совет директоров РД КМГ принял решение создать две новые сервисные компании - транспортную и буровую - с общей штатной численностью около 2 000 человек, которые будут оказывать услуги РД КМГ и другим компаниям, работающим в Мангистауской области. Таким образом, в январе 2012 года созданы «Управление буровых работ» в г. Жанаозене и «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин» в г. Актау.

С учетом сложившихся обстоятельств обновленный менеджмент Компании пересмотрел свои подходы в отношении операционной деятельности на местах. Признавая ключевую роль персонала, менеджмент намерен наладить систематическую разъяснительную работу, создать систему нематериальной мотивации, сделать прозрачной систему оплаты труда, вовлечь работников в процесс повышения эффективности работы Компании. Кроме того, менеджмент намерен системно подойти к решению вопросов производственной безопасности, охраны труда и экологии.

Значительные усилия будут сосредоточены на модернизации производственных мощностей. Так, в производственном филиале «Озенмунайгаз» планируется начать строительство сервисного центра для обслуживания 1 000 единиц спецтехники, двух узлов по подготовке жидкости для глушения скважин, цеха по диагностике и ремонту подземного оборудования. Работа новых современных сервисных центров и цехов позволит улучшить качество обслуживания имеющегося парка спецтехники, повысить эффективность состава жидкости для глушения скважин, увеличить межремонтный период работы скважин, повысить уровень промышленной и экологической безопасности на предприятии, а также стабилизировать и увеличить добычу нефти.

Чтобы наделить производственные филиалы необходимой самостоятельностью при ведении ими производственно-хозяйственной деятельности, они были преобразованы в акционерные общества, 100% акций которых принадлежат РД КМГ. Это обеспечит необходимую ответственность менеджмента на местах, повысит уровень прозрачности деятельности акционерных обществ и будет соответствовать современным требованиям к корпоративному управлению.

В среднесрочном и долгосрочном периоде основными приоритетами развития Компании остаются принципы, изложенные в Стратегии-2020. Совет директоров и менеджмент сохраняют приверженность этой Стратегии и тем целям, которые были намечены во время IPO в 2006 году. В 2011 году Компания предприняла ряд шагов, направленных на достижение этих целей.

В 2011 году Компания значительно расширила свой портфель геологоразведочных проектов. Так, была приобретена 50-процентная доля в разработке Федоровского блока, углеводородные запасы которого оцениваются в 133,6 миллиона баррелей. Недалеко от Федоровского блока в той же Западно-Казакстанской области находится блок Карповский Северный, права на разведку которого Компания также выкупила в прошлом году. Перспективные извлекаемые ресурсы блока Карповский Северный оцениваются в 240 миллионов баррелей нефтяного эквивалента. Географическая близость этих двух блоков позволит создать и использовать общую инфраструктуру.

У Национальной компании «КазМунайГаз» в 2011 году были приобретены четыре контракта на разведку углеводородного сырья: блоки Темир, Терескен, Каратон - Саркамыс и территория, прилегающая к месторождениям Узень и Карамандыбас. Геологические ресурсы по всем блокам составляют около 1,5 миллиарда баррелей в нефтяном эквиваленте. В случае успешной разведки они увеличат в среднесрочной перспективе извлекаемые запасы компании, в том числе по Узеньской и Эмбинской группам месторождений.

Приобретение этих активов, безусловно, усилило качество портфеля геологоразведочных проектов Компании. Это соответствует Стратегии развития Компании, предусматривающей акцент на обеспечение органического роста запасов за счет активной геологоразведки.

Кроме того, РД КМГ подписала с материнской компанией меморандум о возможном участии в оффшорных блоках на Каспии. Компания получила доступ к геолого-физическим и финансово-экономическим данным по ряду нефтегазовых проектов, куда входят морские блоки Жамбыл, Устюрт (Мертвый Култук), Женис, Година, С-1 и С-2, а также Урихтау. РД КМГ провела технико-экономическую и коммерческую оценку инвестиционной привлекательности этих проектов, сделано соответствующее предложение Национальной компании «КазМунайГаз».

В конце 2011 года Компания завершила программу выкупа привилегированных акций, в рамках которой приобрела более двух миллионов акций на общую сумму более 37 миллиардов тенге. Эта программа заметно оживила фондовый рынок Казахстана, составив значительную долю операций. Кроме того, РД КМГ начала программу по выкупу простых акций, в рамках которой Компания начала приобретать простые акции на Казахстанской фондовой бирже и глобальные депозитарные расписки на Лондонской фондовой бирже. Таким образом менеджмент продемонстрировал уверенность в ценности и перспективности Компании.

РД КМГ обладает возможностями по-прежнему продолжать реализацию своей стратегии развития через геологоразведку, новые приобретения и инвестиции в нефтегазовые активы. Финансовая устойчивость подкрепляется высокими стандартами корпоративного управления, которых придерживается Компания. Среди основных сильных сторон корпоративного управления в Компании аналитики отмечают опыт независимых директоров в балансировании влияния основного акционера и мониторинге работы менеджмента. Аналитики также отметили высокий уровень прозрачности Компании, активную работу по связям с инвесторами и наличие значительного объема прав голоса у акционеров РД КМГ.

Таким образом, несмотря на определенные трудности, Компания с уверенностью смотрит в будущее. Менеджмент, налаживая постоянный и заинтересованный диалог с трудовыми коллективами созданных акционерных обществ, опираясь на поддержку Совета директоров, способен обеспечить эффективную деятельность Компании в интересах всех ее акционеров.

Ляззат Киинов
Председатель Совета директоров

Алик Айдарбаев
Генеральный директор
(Председатель Правления)

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

СОБЛЮДЕНИЕ КОДЕКСА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Данный раздел годового отчета был разработан в соответствии с правилами по раскрытию и прозрачности Управления по Финансовым Услугам Великобритании (FSA'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, применяе-

мых в дополнение к практике, соблюдение которой требуется законодательством Республики Казахстан. В дополнение Компания предоставит информацию об имеющихся отличиях ее действующей практики корпоративного управления от практики, описанной в Кодексе корпоративного управления Великобритании.

Директора признают важность корпоративного управления и поддерживают развитие высоких стандартов корпоративного управления в Компании. Компания намерена развивать и имплементировать 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. Казахский Кодекс корпоративного управления составлен с учетом существующего международного опыта в области корпоративного управления и Рекомендаций по применению принципов корпоративного управления казахстанскими акционерными обществами, утвержденных решением Экспертного совета по вопросам рынка ценных бумаг при Национальном Банке Республики Казахстан в сентябре 2002 года. Кодекс одобрен Советом Ассоциации финансистов Казахстана в марте 2005 года и Советом эмитентов в феврале 2005 года.

В течение 2011 года Компания соблюдала положения казахстанского Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах.

Компания приняла казахстанский Кодекс корпоративного управления с изменениями, включающими некоторые положения Кодекса Великобритании, в качестве своего Кодекса корпоративного управления. Принятые Компанией изменения устанавливают дополнительные обязательства РД КМГ по корпоративному управлению. 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 Совета директоров и генеральным директором.

- Положения, описывающие обязанности Председателя Совета директоров.
- 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 внутренней информации.

Действующая редакция Кодекса корпоративного управления Компании и описание правил корпоративного управления доступны на сайте РД КМГ.

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.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает проведение директорами заседания без участия председателя Совета директоров как минимум один раз в год для оценки результатов деятельности председателя Совета директоров, и в других случаях, по мере необходимости. Также, в соответствии с Кодексом корпоративного управления Великобритании, оценка деятельности Совета директоров должна проводиться сторонней организацией как минимум раз в три года.

Кодекс корпоративного управления РД КМГ не содержит данных требований. В 2011 году состоялось семь заседаний независимых директоров, без участия председателя, на которых обсуждались следующие вопросы: стратегия развития Компании в новой редакции, проекты по приобретению нефтегазовых активов в Республике Казахстан и за ее

пределами, взаимоотношения Компании с ее мажоритарным акционером, программа страхования, вопросы дальнейшего участия Компании в проектах нефтехимии, управление денежными средствами Компании и соблюдение Политики по управлению денежными средствами, вопросы внутреннего аудита и внутреннего контроля, вопросы назначений в Совет директоров и Правление и политика преемственности.

Оценка деятельности председателя Совета директоров директорами официально не проводилась. Деятельность Совета директоров ежегодно оценивается независимым консультантом.

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

В Кодекс корпоративного управления Компании положение в отношении независимости председателя Совета директоров не включено, и, по мнению директоров, председатель Совета директоров не удовлетворил бы критериям независимости, изложенным в соответствующем положении Кодекса корпоративного управления Великобритании или в соответствующем положении Кодекса корпоративного управления Компании.

Положение о Комитете по аудиту предусматривает, что председатель Совета директоров не должен являться членом Комитета по аудиту, несмотря на такую возможность, предусмотренную Кодексом корпоративного управления Великобритании. Данное отличие намеренно предусмотрено в Положении о Комитете по аудиту, исходя из того обстоятельства, что председатель Совета директоров является представителем крупного акционера.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает, что не менее половины членов Совета директоров, исключая председателя, должны быть независимыми директорами. В отличие от этого, Кодекс корпоративного управления и Устав Компании предусматривают, что не менее одной трети членов Совета директоров должны быть независимыми директорами.

В 2011 году в состав Совета директоров, состоящий из восьми членов, включая председателя, входили три независимых директора: Филип Дэйер, Пол Мандука и Эдвард Уолш.

Согласно Уставу Компании, ряд ключевых вопросов, включая сделки с заинтересованностью, требуют одобрения большинством независимых директоров. С Уставом Компании можно ознакомиться на корпоративном веб-сайте.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании также гласит, что Совет должен назначить одного из независимых директоров в качестве старшего независимого директора.

Совет директоров не назначал старшего независимого директора, учитывая существующую на данное время структуру акционеров. Требование наличия старшего независимого директора будет время от времени рассматриваться.

- Кодексом корпоративного управления Великобритании предусмотрено, что председатель несет ответственность за обеспечение достаточного времени для обсуждения всех пунктов повестки, в частности стратегических вопросов.

Кодекс корпоративного управления Компании не содержит данного положения, однако на практике данное требование соблюдается.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает, что председатель должен обеспечить, чтобы все директора на постоянной основе обновляли свои навыки и знания и осведомленность с Компанией в той мере, в какой это необходимо для выполнения ими функций в совете директоров и его комитетах, а также регулярно рассматривать и согласовывать с каждым директором их потребности в обучении и развитии.

Данные требования не содержатся в Кодексе корпоративного управления Компании и в течение 2011 года не соблюдались.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает, что председатель должен обеспечить, чтобы Компания поддерживала контакт, при необходимости, с основными акционерами по вопросам вознаграждения.

Данное требование не содержится в Кодексе корпоративного управления Компании. Вопрос выплаты вознаграждения, как правило, требует предварительного согласования с мажоритарным акционером – НК КМГ.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает ответственность председателя за обеспечение доведения видения акционеров до сведения совета директоров в целом, а также обсуждение вопросов управления и стратегии с основными акционерами.

Данное требование не содержится в Кодексе корпоративного управления Компании. Несмотря на это, в течение 2011 года в ходе заседаний Совета директоров председателем доводилось видение крупного акционера – НК КМГ до сведения совета директоров в целом, а также проводились обсуждения вопросов управления и стратегии с мажоритарным акционером – НК КМГ.

- 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 Совета директоров.

- 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 не содержит данное требование. В течение 2011 года исполнительный директор – Генеральный директор - назначался и освобождался от должности по инициативе крупного акционера – НК КМГ.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает, что все директора должны избираться акционерами на ежегодной основе.

Кодекс корпоративного управления Компании не содержит данного требования. При избрании членов Совета директоров в 2011 году требования Кодекса корпоративного управления Великобритании не соблюдались.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает ответственность Совета директоров за определение природы и степени существенных рисков, которые могут быть приняты при достижении стратегических целей.

Данное требование не включено в Кодекс корпоративного управления Компании. Однако в данном годовом отчете представлена информация о факторах риска.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает, что полномочия комитета по аудиту должны включать обзор внутреннего финансового контроля Компании и, если прямо не отнесено к полномочиям отдельного комитета по рискам, состоящего из независимых директоров, или самого совета, обзор систем внутреннего контроля и риск-менеджмента Компании, а также ответственность комитета по аудиту за рассмотрение мероприятий, предпринимаемых для того, чтобы работники Компании могли, на конфиденциальной основе, выражать обеспокоенность о возможных нарушениях по вопросам финансовой отчетности или иным вопросам.

Кодекс корпоративного управления Компании не содержит данных требований. В Компании не создан отдельный комитет по рискам, и указанные выше полномочия отнесены к компетенции комитета Совета директоров по аудиту в соответствии с положением комитета. Подробная информация о деятельности комитета по аудиту представлена на стр. 15 данного отчета.

- В соответствии с Кодексом корпоративного управления Великобритании директора должны включать в годовой отчет объяснение того, на какой основе Компания генерирует или сохраняет стоимость в долгосрочной перспективе (бизнес-модель) и стратегию по достижению целей Компании.

Кодекс корпоративного управления Компании не содержит данного требования. В данный годовой отчет включено определенное объяснение того, на какой основе Компания генерирует или сохраняет стоимость в долгосрочной перспективе (бизнес-модель) и стратегию по достижению целей Компании.

ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ДИРЕКТОРОВ

В соответствии с Кодексом корпоративного управления Компании, Совет директоров 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 Совета директоров, исходя из имеющейся у него информации, подтверждает, что:

- финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с МСФО, дает правдивое и достоверное отражение активов, обязательств, финансового состояния, результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании, сведенного воедино баланса Компании с ее дочерними предприятиями;
- отчет руководства включает достоверные данные по результатам финансово-хозяйственной деятельности и финансового состояния Компании, ее общих обязательств с дочерними предприятиями, а также описание важнейших рисков и неопределенностей, с которыми они сталкиваются.

СТРУКТУРА СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

По состоянию на 31 декабря 2011 года Совет директоров состоял из восьми членов, которыми являлись:

ФИО	Должность
Сисенгали Утегалиев	Осуществляющий функции председателя Совета директоров
Алик Айдарбаев	Член Совета директоров (генеральный директор)
Ержан Жангаулов	Член Совета директоров
Аскар Балжанов	Член Совета директоров
Асия Сыргабекова	Член Совета директоров
Филип Дэйер	Независимый директор
Пол Мандука	Независимый директор
Эдвард Уолш	Независимый директор

По итогам внеочередного общего собрания акционеров 31 марта 2011 года были приняты следующие решения:

- Досрочно прекратить полномочия члена Совета директоров Общества Бозжанова Толегена Джумадовича;
- Избрать членом Совета директоров Общества Утегалиева Сисенгали Ажигалиевича.

По итогам годового общего собрания акционеров 5 мая 2011 года были приняты следующие решения:

- Досрочно прекратить полномочия члена Совета директоров Общества Ибрашева Кенжебека Ниязовича;

- Избрать членом Совета директоров Айдарбаева Алика Сериковича. Решением Совета директоров Айдарбаев Алик Серикович был избран Председателем Совета директоров Компании.

22 декабря 2011 года Председатель Правления (Генеральный директор) Компании Аскар Балжанов сложил с себя полномочия. Алик Айдарбаев, занимавший до этого времени должность Председателя Совета директоров, избран Председателем Правления (Генеральным директором) РД КМГ.

27 февраля 2012 года на внеочередном общем собрании акционеров было принято решение о досрочном прекращении полномочий Аскара Балжанова и избрании Ляззата Кинова новым членом Совета директоров.

13 марта 2012 года решением Совета директоров Кинов Ляззат Кетебаевич был избран Председателем Совета директоров Компании.

Состав Совета директоров РД КМГ по состоянию на 13 марта 2012 года:

- Ляззат Кинов – Председатель Правления АО «НК «КазМунайГаз», Председатель Совета директоров

- Алик Айдарбаев – генеральный директор, Председатель Правления АО «РД «КазМунайГаз»
- Ержан Жангаулов – генеральный менеджер по правовому обеспечению АО «НК «КазМунайГаз»
- Асия Сыргабекова - финансовый директор АО «НК «КазМунайГаз»
- Сисенгали Утегалиев - заместитель генерального директора АО «КазТрансОйл»
- Пол Мандука - независимый директор РД КМГ
- Эдвард Уолш - независимый директор РД КМГ
- Филип Дэйер - независимый директор РД КМГ

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

СТРУКТУРА ПРАВЛЕНИЯ

В 2011 году в состав Правления Компании входили руководители высшего звена, включая генерального директора и его заместителей.

Члены Правления по состоянию на 31 декабря 2011 года:

ФИО	Должность
Алик Айдарбаев	Генеральный директор и председатель Правления
Владимир Мирошников	Заместитель генерального директора
Жаннета Бекежанова	Заместитель генерального директора по экономике и финансам
Аскар Аубакиров	Заместитель генерального директора по корпоративному развитию и управлению активами
Багиткали Бисекен	Заместитель генерального директора по производству
Тарас Хитуов	Управляющий директор по персоналу и социальной политике
Кийкбай Ешманов	Директор ПФ «Озенмунайгаз»
Жумабек Жамауов	Директор ПФ «Эмбамунайгаз»

В течение 2011 г. на основании решения Совета директоров Компании в состав Правления внесены следующие изменения:

- 5 мая 2011 года было принято решение об избрании членом Правления Багиткали Бисекена (заместитель генерального директора по производству).

- 22 декабря 2011 года было принято решение о прекращении полномочий генерального директора (Председателя Правления) Балжанова Аскара и избрании генеральным директором (Председателем Правления) Айдарбаева Алика.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ

Распределение полномочий между Советом директоров, Правлением и генеральным директором Компании определяется Уставом Компании в разделах 12 и 13.

Совет директоров 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 Совета директоров 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 Советом директоров за состояние проделанной работы по достижению целей Компании.

Совет директоров проводит заседания на регулярной основе и по мере необходимости.

За 2011 год Совет директоров провел 20 заседаний, включая семь заседаний - путем очного голосования, 10 заседаний - путем заочного голосования и 3 заседания - посредством телефонной конференц-связи.

В течение года Советом директоров были рассмотрены, помимо прочего, следующие вопросы:

- Приобретение Компанией нефтегазовых активов: 100-процентной доли участия в АО «Карповский Северный»; 50-процентной доли участия в компании «Ural Group Limited» (Блок Федоровский), 100-процентных прав на недропользование в

рамках четырех контрактов на разведку углеводородного сырья в Республике Казахстан (Темир, Терескен, Каратон, Саркамыс)

- Программа обратного выкупа простых акций Компании
- Политика управления рисками
- Программа страхования рисков Общества
- Утверждение бюджетов и бизнес-планов Компании
- Утверждение Стратегической карты Общества на 2011 год
- Политика оказания спонсорской и благотворительной помощи Общества
- Предварительное утверждение консолидированной финансовой отчетности Компании за предыдущий год
- Вопросы взаимоотношений с аффилированными лицами – дочерними организациями НК КМГ
- Заключение Компанией сделок с заинтересованностью
- Вопросы, отнесенные к компетенции высших органов дочерних организаций
- Вопросы комплаенс
- Политика по сделкам с ценными бумагами
- Политика раскрытия информации
- Вопросы соблюдения закона о коррупции Великобритании (UK Bribery Act)
- Избрание председателя Совета директоров
- Формирование комитетов Совета директоров
- Вопросы трудовых коллективов
- Избрание Генерального директора (Председателя Правления) и членов Правления
- Определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления
- Отчет о работе Совета директоров и Правления в 2010 году
- Отчет по оценке деятельности Совета директоров в 2010 году

- Рассмотрение планов и отчетов Службы внутреннего аудита, хода выполнения рекомендаций Службы внутреннего аудита
- Итоговая результативность ключевых показателей эффективности деятельности (КПД) менеджмента, руководителя Службы внутреннего аудита и корпоративного секретаря Компании
- Кадровые вопросы Службы внутреннего аудита и корпоративного секретаря
- Предоставление опционов в соответствии с Опционной программой

Советом директоров в 2011 году были утверждены следующие документы:

- Правила оплаты труда работников
- Политика управления рисками

- Политика по сделкам с ценными бумагами
- Политика раскрытия информации
- Внутренние регламентирующие документы по внутреннему аудиту
- Изменения и дополнения в Политику управления денежными средствами
- Положения о филиалах дочерних организаций Компании

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

Присутствие членов Совета директоров и членов комитетов в заседаниях Совета директоров и комитетов

Количество заседаний, проведенных в 2011 г.	СД	КА	КН	КВ	КСП
Сисенгали Утегалиев	16				2
Алик Айдарбаев	13				4
Аскар Балжанов	19		2		4
Кенжебек Ибрашев	6				1
Асия Сыргабекова	18				3
Толеген Бозжанов	1				
Ержан Жангаулов	19				
Пол Мандука	20	9	2	6	5
Филип Дэйер	20	9	2	6	5
Эдвард Уолш	20	9	2	6	5

Правление является исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. В 2011 году на регулярной основе и по мере необходимости было проведено 46 заседаний Правления Компании.

В 2011 году Правление Компании рассмотрело следующие наиболее важные вопросы, относящиеся к операционной деятельности Компании:

- Одобрены сделки по приобретению долей участия и 100-процентных прав недропользования в ряде казахстанских нефтегазовых компаний.
- Одобрена реализация проекта по участию Общества в государственном лицензионном раунде во Вьетнаме.
- Одобрена реализация проектов по оценке приобретения 100-процентных долей участия в ряде иностранных компаний.

- Утверждена среднесрочная производственная программа АО «РД «КазМунайГаз» на период 2011-2013 годы.
- Утвержден производственный план АО «РД «КазМунайГаз» на период 2011-2015 годы.
- Одобрена сделка, в совершении которой имеется заинтересованность – договора о присоединении между АО «РД «КазМунайГаз» и ТОО «НБК».
- Утвержден производственный план АО «РД «КазМунайГаз» на период 2012-2016 годы.
- Одобрены бюджет на 2012 год и бизнес-план на 2012-2016 годы.
- Утверждены ряд процедур, регулирующих внутреннюю деятельность Компании в соответствии со стандартами ИСУ.

Правление принимает решения по иным вопросам обеспечения деятельности Компании, не относящимся к исключительной

компетенции общего собрания акционеров, Совета директоров и должностных лиц Компании.

КОМИТЕТ ПО АУДИТУ

Члены Комитета по аудиту

В 2011 году в состав указанного Комитета входили только независимые директора, а именно: Пол Мандука (председатель Комитета), Филип Дэйер и Эдвард Уолш. Назначение в Комитет по аудиту осуществляется на период до трех лет, который может быть продлен по решению Совета директоров не более чем на два дополнительных периода по три года, при условии, что члены Комитета по аудиту остаются независимыми.

Количество заседаний

В течение 2011 года Комитетом по аудиту проведено девять 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).

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. Совет директоров 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 Совет директоров может обратиться к Комитету по аудиту.

Ежегодно, на общем собрании акционеров, председатель Комитета по аудиту через Председателя Совета директоров докладывает результаты деятельности Комитета по аудиту и отвечает на вопросы, связанные с деятельностью Комитета по аудиту.

Деятельность Комитета по аудиту в 2011 году

- Финансовая отчетность
 - Рассмотрены вопросы подготовки финансовой отчетности в соответствии с МСФО
 - Утверждены квартальные и годовой финансовые отчеты для раскрытия на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах
- Вопросы налогообложения
- Система внутреннего контроля и управления рисками
 - Проведена оценка эффективности внутреннего контроля и системы управления рисками
 - Проведена самооценка Комитета по аудиту
 - Программа страхования
- Внутренний аудит
 - Рассмотрен и одобрен план работы Службы внутреннего аудита
 - Проведена оценка эффективности внутреннего аудита
 - Рассмотрен и одобрен отчет о работе Комитета по аудиту за 2010 год

- Прогнозы движения денежных средств Компании
 - Вопросы соблюдения Политики управления денежными средствами
 - Утверждены требования к рассмотрению кандидатов на должности главного бухгалтера и заместителя главного бухгалтера
- Комплаенс
 - Политика по сделкам с ценными бумагами
 - Политика раскрытия информации
 - Вопросы соблюдения закона о коррупции Великобритании (UK Bribery Act)

КОМИТЕТ ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

Члены Комитета по вознаграждениям

В 2011 году в состав указанного Комитета входили только независимые директора. Его членами являлись Филип Дэйер (председатель Комитета), Пол Мандука и Эдвард Уолш. Сроки полномочий членов Комитета совпадают со сроками их полномочий в качестве членов Совета директоров.

Ответственность и обязанности Комитета по вознаграждениям

Комитет по вознаграждениям несет ответственность за мониторинг действующей в Компании системы вознаграждения членов Совета директоров, 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 Совету директоров по принципам и критериям определения размера и условий выплаты вознаграждений и компенсаций членам Совета директоров, 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.

Комитет по вознаграждениям осуществляет надзор за обеспечением надлежащего раскрытия информации в отношении вознаграждений и компенсаций членов Правления и Совета директоров Компании в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан, Листинговых правил и внутренних документов Компании.

Кроме того, Комитет по вознаграждениям осуществляет контроль над выполнением решений общего собрания акционеров в части определения размера и порядка выплаты вознаграждения членам Совета директоров Компании.

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

Деятельность Комитета по вознаграждениям в 2011 году

В течение 2011 года Комитет по вознаграждениям провел шесть 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 Совета директоров.

В 2011 году Комитет по вознаграждениям рассмотрел такие вопросы, как:

- Определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления

- Итоговая результативность ключевых показателей эффективности деятельности (КПД) членов Правления, руководителя Службы внутреннего аудита и корпоративного секретаря Компании
- Вознаграждение и утверждение КПД членов Правления, работников Службы внутреннего аудита, корпоративного секретаря
- Вопросы, относящиеся к Опционной программе
- Предложения по внедрению системы премирования по результатам реализации проектов по управлению затратами

Общие суммы вознаграждений, начисленных независимым директорам за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, указаны в нижеследующей таблице:

ФИО	Годовое 000 \$ US	Физическое участие 000 \$ US	Телефон- видео участие	Заседания независи- мых дирек- торов 000 \$ US	Возглав- ление комитета	Итого 2011 (за вычетом налогов) 000 \$ US	Итого 2011 (включая налоги) 000 KZT
Пол Мандука	150	70	15	17,5	25	277,5	45 326
Эдвард Уолш	150	70	15	17,5	15	267,5	43 692
Филип Дэйер	150	70	15	17,5	15	267,5	43 692
Итого	450	210	45	52,5	55	812,5	132 710

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

КОМИТЕТ ПО НАЗНАЧЕНИЯМ

В 2011 году в состав Комитета по назначениям входили: Алик Айдарбаев (председатель Комитета, с 28 июня 2011 года), Аскар Балжанов (председатель Комитета, до 28 июня 2011 года), Эдвард Уолш, Пол Мандука и Филип Дэйер.

Основной целью деятельности Комитета является повышение эффективности и качества работы Совета директоров 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 Совета директоров, генерального директора, членов Правления и корпоративного секретаря Компании.

Комитет по назначениям рассматривает вопросы, связанные с изменением в составе Совета директоров 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 2011 год

В течение 2011 года Комитетом было проведено два заседания, где были рассмотрены вопросы:

- Рекомендация об избрании члена Совета директоров
- Рекомендация об избрании члена Правления

КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ

В 2011 году в состав Комитета по стратегическому планированию входили: Эдвард Уолш (председатель Комитета), Кенжебек Ибрашев (до 5 мая 2011 года), Аскар Балжанов, Алик Айдарбаев (с 28 июня 2011 года).

Основной целью деятельности Комитета является разработка и предоставление рекомендаций Совету директоров Компании по вопросам выработки приоритетных направлений деятельности Компании и стратегии ее развития.

Деятельность Комитета по стратегическому планированию за 2011 год

В течение 2011 года Комитетом было проведено пять заседаний, где были рассмотрены вопросы:

- Стратегическая карта и перечень ключевых показателей эффективности деятельности (КПД)
- Сделки по приобретению и возможности для международного развития
- Функциональные стратегии
- Информация о программе развития геологоразведочных работ Общества на перспективу
- Участие в нефтехимическом проекте

ДОЛИ ДИРЕКТОРОВ И ЧЛЕНОВ ПРАВЛЕНИЯ

Доли директоров и членов Правления в простых, привилегированных акциях и ГДР Компании согласно информации, предоставленной членами Совета директоров и Правления, на 31 декабря 2011 года:

ФИО	Количество простых акций	Количество ГДР	Количество привилегированных акций
Сисенгали Утегалиев	1 929	5	-
Алик Айдарбаев	-	-	-
Аскар Балжанов	-	49 102	-
Кенжебек Ибрашев	-	-	-
Асия Сыргабекова	-	-	-
Толеген Бозжанов	-	-	-
Ержан Жангаулов	-	8 681	-
Пол Мандука	-	6 828	-
Филип Дэйер	-	-	-
Эдвард Уолш	-	6 828	-
Владимир Мирошников	2 745	2 312	-
Абат Нурсеитов	-	-	-
Бенджамин Фрейзер	-	-	-
Малик Саулебай	806	6 826	-
Эльдан Салимов	-	-	-
Ботагоз Аширбекова	-	-	-

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 2011 года, о количестве которых необходимо сообщать. Данное требование не распространяется на держателей ГДР, од-

нако Компания считает необходимым указать информацию о том, что 30 сентября 2009 года государственный инвестиционный фонд Китайской Народной Республики China Investment Corporation (CIC) объявил о приобретении ГДР равнозначные около 11% акций Компании в форме ГДР.

Акционер	Количество простых акций	Количество привилегированных кций	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

Договоры с Директорами

- Полномочия Толегена Бозжанова как члена Совета директоров прекращены досрочно 31 марта 2011 года.
- Сисенгали Утегалиев был избран членом Совета директоров 31 марта 2011 года.
- Полномочия Кенжебека Ибрашева как члена Совета директоров прекращены досрочно 5 мая 2011 года.
- Алик Айдарбаев был избран членом Совета директоров 5 мая 2011 года.

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 Совета директоров или членами Правления.

ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

В АО «Разведка Добыча «Казмунайгаз» функционирует система внутреннего контроля над финансово-хозяйственной деятельностью. Система разработана на основе надежно зарекомендовавших себя международных методик, таких как COSO Internal Control Framework и COSO Enterprise wide risk management, а также с учетом требований правил листинга Лондонской фондовой биржи и Объединенного кодекса Корпоративного Управления Великобритании. Основной задачей системы внутреннего контроля является обеспечение устойчивого развития Ком-

пании посредством определения, оценки и управления значительными рисками, связанными с достижением Компанией своих стратегических целей, с учетом сохранности и повышения акционерной стоимости Компании.

Система внутреннего контроля Общества включает Ревизионную комиссию, Комитет Совета директоров по аудиту, Комитет по управлению рисками при Правлении Общества, независимого аудитора, а также Службу внутреннего аудита.

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.

Директора подтверждают, что в течение 2011 года действовали процессы, которые определяли, оценивали и управляли значительными рисками, с которыми сталкивалась Компания. К тому же директора использовали подход, учитывающий риски при создании системы внутреннего контроля и в рассмотрении эффективности.

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 Совету директоров 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. Отчеты Службы внутреннего аудита включают рекомендации по совершенствованию форм и методов работы системы внутреннего контроля. Служба внутреннего аудита отслеживает выполнение рекомендаций Руководством и отчитывается по ним Комитету по аудиту и Совету директоров.

Кроме того, информация по финансовым рискам может быть найдена в Анализе финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности, начиная со стр. 24, общую информацию по профилю рисков Компании можно найти в разделе «Риски» на стр. 44.

В отношении управления рисками Правление создало Комитет по управлению рисками, и более детальная информация по его деятельности представлена ниже.

Комитет по управлению рисками

В 2011 году Комитет по управлению рисками осуществлял свою деятельность под председательством генерального директора Аскара Балжанова. В состав Комитета входят руководитель службы управления рисками, заместитель генерального директора по производству – руководитель группы оперативного управления в г. Актау, заместитель генерального директора по экономике и финансам, заместитель генерального директора по корпоративному развитию и управлению активами, управляющий директор - финансовый контролер, управляющий директор по экономике и финансам, управляющий директор по правовым вопросам, управляющий директор по информационным технологиям, управляющий директор по персоналу и социальной политике, управляющий директор по технике безопасности, охране здоровья и окружающей среды и корпоративный секретарь. Руководитель службы внутреннего аудита участвует в заседаниях Комитета в качестве наблюдателя.

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.

В течение 2011 года Комитет по управлению рисками провел четыре заседания, на которых рассмотрел и принял решения по следующим вопросам:

- Рассмотрение и утверждение проекта Политики по управлению рисками.
- Общий обзор по текущему состоянию и план развития системы управления рисками.

- Статус поручений по вопросам, рассмотренным на заседании КУР.
- Вопрос о перечне ключевых должностей АО «РД «КМГ».
- Статус по вопросу выбора независимого консультанта по Программе страхования АО «РД «КМГ».
- Общий обзор и текущий статус системы управления рисками и дальнейший план заседаний КУР.

ИНФОРМАЦИЯ ПО НАЛОГООБЛОЖЕНИЮ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ

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

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

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

Подходный налог у источника выплаты

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

Налогообложение дивидендов

Держатель из Великобритании, получающий дивиденд по акциям или ГДР, может быть обязан уплатить 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 возмещаемый 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 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 возмещаемый налоговый кредит, который равен одной девятой от полученного дивиденда.

Держатель акций из Великобритании, являющийся компанией-резидентом Великобритании, не подлежит оплате корпоративного налога на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР, за исключением случаев, которые относятся к определенным правилам 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 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, не проживающим в Великобритании и имеющим право на 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 должно быть право на зачет казахстанского налога у источника выплаты, удержанного из таких платежей в счет подоходного налога на такие выплаты в соответствии с порядком расчета такой суммы зачета в Великобритании. Держатель акций из Великобритании, являющийся компанией-резидентом Великобритании, обычно не оплачивает корпоративный налог на выплаченный дивиденд и, таким образом, будет не в состоянии требовать вычета их из любых казахстанских налогов у источника выплаты.

Гербовый сбор и эквивалентный гербовому сбору налог («ЭГСН»)

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

Даже если документ, оформляющий сделку или содержащий договоренность о передаче одной или нескольких акций или ГДР, (i) подписан в Великобритании и (или) (ii) касается какой-либо собственности, находящейся в Великобритании, или действия, совершенного или совершаемого в Великобритании, то на практике не должно быть необходимости уплачивать гербовый сбор на объявленную стоимость на такой документ в Великобритании, если такой документ не требуется для каких-либо целей в Великобритании. Если возникает необходимость в уплате гербового сбора на объявленную стоимость в Великобритании, то возможна необходимость в уплате процентов и штрафов.

Поскольку ГДР относятся к ценным бумагам, стоимость которых выражена не в фунтах стерлингов, то гербовый сбор на «документ на предъявителя» не должен уплачиваться ни на выпуск ГДР, ни на передачу ценных бумаг, которые передаются посредством ГДР.

При допущении, что акции (i) не регистрируются в реестре, находящемся в Великобритании, или (ii) не объединяются с акциями, выпущенными зарегистрированной в Великобритании компанией, договор о передаче акций или ГДР не должен облагаться ЭГСН.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Задачей нижеследующего документа является помощь в понимании и оценке тенденции и существенные изменения в результатах операционной и финансовой деятельности Компании. Настоящий обзор основан на консолидированных финансовых отчетах Компании и его следует читать

вместе с консолидированными финансовыми отчетами и сопроводительными примечаниями. Все финансовые данные и их обсуждение основываются на финансовых отчетах, подготовленных в соответствии с МСФО.

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (здесь и далее – Компания или РД КМГ) занимается разведкой, разработкой, добычей УВС и приобретением новых нефтегазовых активов. Основная деятельность нефтегазовых объектов осуществляется в Прикаспийской низменности, Мангистауском и Южно-Торгайском нефтеносных бассейнах. Прямым основным акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (НК КМГ), которое представляет интересы государства в нефтегазовой промышленности Казахстана. Компания разрабатывает 47 месторождений нефти и газа, в т.ч. производственный филиал «Озенмунайгаз» (далее ПФ ОМГ) – 2 месторождения, производственный филиал «Эмбамунайгаз» (далее ПФ ЭМГ) – 40 месторождений, ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод» – 5 месторождений. Кроме того, Компания имеет 50-процентную долю в совместно контролируемых компаниях по добыче нефти и природного газа ТОО «СП «Казгермунай», ССЕЛ, Ural Group Limited BVI («UGL»), а также 33-процентную долю в ПетроКазахстан Инк.

Компания осуществляет разведку на следующих участках: блоках Лиман, Тайсойган, Р-9, Каратон - Саркамыс, Узень, Карамандыбас, на блоке «Федоровский» (UGL), на блоке Кар-

повский Северный (АО «Карповский Северный»), блоках Темир, Терескен, Жаркамыс Восточный-1 (ТОО «РД КМГ Разведочные активы»), а также владеет 35-процентной долей участия в лицензии на разведку в Британском секторе Северного моря, где располагается перспективная структура «Уайт Беар».

Добыча нефти Компании, учитывая долевое участие Компании (50-процентная доля в ТОО СП «Казгермунай», 50-процентная доля в АО «Каражанбасмунай» и 33-процентная доля в ПетроКазахстан Инк.), за 2011 год составила 12 341 тыс. тонн, или 250 тыс. баррелей в сутки (ПФ ОМГ и ПФ ЭМГ – 159 тыс. баррелей в сутки, ПетроКазахстан Инк. – 41 тыс. баррелей в сутки, ТОО СП «Казгермунай» – 32 тыс. баррелей в сутки, ССЕЛ (АО «Каражанбасмунай») – 18 тыс. баррелей в сутки).

Вышеуказанные предприятия детально рассматриваются в разделе «Обзор финансовой и операционной деятельности ассоциированных компаний и совместно контролируемых предприятий». Данный Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности затрагивает только основные активы Компании (ПФ ОМГ, ПФ ЭМГ и 100-процентные дочерние организации), если не указано иначе.

УСЛОВИЯ ВЕДЕНИЯ БИЗНЕСА И ПРОГНОЗ

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

Обзор рынка в 2011 году

Цена на нефть сорта Brent за 2011 год в среднем составила 111,26 доллара США за баррель, увеличившись по сравнению с аналогичным периодом 2010 года на 32,07 доллара США за баррель.

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
(доллар США/баррель)				%	(доллар США/баррель)		
				%			
109,36	113,41	86,46	26%	Brent (DTD)	111,26	79,18	41%

Большая часть доходов, финансовых активов и займов Компании деноминирована в долларах США, в то время как основная часть расходов - в тенге. Компания управляет валютным риском через снижение или увеличение доли финансовых инструментов, деноминированных в долларах США, в своем портфеле.

Обменный курс тенге/доллар США и темпы инфляции в стране, измеренные по индексу потребительских цен («ИПЦ»), за указанные периоды сложились следующим образом:

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
147,91	146,55	147,49	0%	Средний обменный курс, тенге за 1 доллар США	146,62	147,35	0%
1,2%	1,1%	2,6%	-54%	ИПЦ	7,4%	5,2%	-5%
148,40	147,87	147,40	1%	Обменный курс, тенге за 1 доллар США на дату баланса	148,40	147,40	1%

Источник: Национальный банк Казахстана

Курс тенге укрепился по отношению к доллару США со 147,35 тенге/доллар США в среднем за 2010 год до 146,62 тенге/доллар США

в среднем за 2011 год. Уровень инфляции за 2011 год составил 7,4% по сравнению с 5,2% в 2010 году.

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Объем добычи нефти Компании от основных активов составил 7 900 тыс. тонн за 2011 год, что на 10% меньше аналогичного показателя в 2010 году.

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
1 293	1 056	1 492	-13%	ПФ ОМГ	5 082	5 966	-15%
715	721	718	0%	ПФ ЭМГ ⁽¹⁾	2 818	2 800	1%
2 008	1 777	2 210	-9%	Всего	7 900	8 766	-10%

¹ Включая добычу нефти ТОО «НБК» в 2011 г.

Основной причиной снижения добычи является массовый невыход работников производственных структурных подразделений ПФ ОМГ с мая по август 2011 года, который привел к нарушению режима обслуживания фонда скважин, отсутствию своевременного проведения геолого-технических мероприятий и ремонтных работ нефтепромыслового оборудования. Кроме того, аварийные отключения линий электропередачи поставщиков электроэнергии из-за неблагоприятных погодных условий в начале марта и начале апреля 2011 года также повлияли на снижение среднесуточной добычи.

По состоянию на 1 января 2012 года эксплуатационный фонд скважин включает 5 912 добывающих и 1 603 нагнетательные скважины. В том числе в ПФ ОМГ - 3 637 добывающих и 1 154 нагнетательные скважины, в ПФ ЭМГ - 2 275 добывающих и 449 нагнетательных скважин. Основная часть месторождений Компании находится в поздней стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью и общим снижением уровня добычи нефти. Для достижения намеченных планов по добыче нефти Компанией проводились работы по эксплуатационному бурению, капитальному ремонту скважин и мероприятия по интенсификации добычи нефти.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

В течение 2011 года Компания провела сейсмические исследования на сумму 2,3 млрд. тенге. Затраты на поисково-разведочное бурение за 2011 год составили 8,2 млрд. тенге⁽¹⁾, из которых 2,6 млрд. тенге были отнесены на расходы по списанию 7-ми сухих разведочных скважин и 1 млрд. тенге на расходы по списанию 4-х доразведочных скважин. В 2012 году Компания планирует осуществить сейсморазведочные работы на сумму 2,1 млрд. тенге и поисково-разведочное бурение на сумму 23,5 млрд. тенге⁽¹⁾. Рост расходов на геолого-разведочные работы в 2012 году связан в основном с началом разведочного бурения на структуре Уайт Беар и бурением 2-х разведочных скважин на приобретенном в конце 2011 года АО «Карповский Северный».

За отчетный период в ПФ ОМГ из бурения в эксплуатацию введено 172 скважины (122 нефтяные, 50 нагнетательных), что на 14 скважин больше, чем за 2010 год. При этом добыча нефти от ввода новых скважин составила 185,6 тыс. тонн по сравнению со 149,3 тыс. тонн за 2010 год. В отчетном периоде осуществлен капитальный ремонт 769 скважин, что обеспечило 389,3 тыс. тонн дополнительной добычи. В 2011 году в ПФ ОМГ за счет проведения 150 скважино-операций по гидроразрыву пласта было дополнительно добыто 223,4 тыс. тонн нефти.

За отчетный период в ПФ ЭМГ из бурения в эксплуатацию введено 65 скважин (63 нефтяные, 2 нагнетательные), что на 8 скважин больше, чем за 2010 год. При этом добыча нефти от ввода новых скважин составила 70,7 тыс. тонн по сравнению с 57,7 тыс. тонн за 2010 год. В 2011 году осуществлен капитальный ремонт 297 скважин, что обеспечило 73,1 тыс. тонн дополнительной добычи. В ПФ ЭМГ за счет проведения 10 скважино-операций по гидроразрыву пласта было дополнительно добыто 16 тыс. тонн нефти.

За 2011 год Компания проводила геолого-разведочные работы на разведочных блоках Лиман, Р-9, Тайсойган, Каратон - Саркамыс, Узень - Карамандыбас, Новобогатинск Западный, Жаркамыс Восточный-1, Темир, Терескен, Федоровский и на участке Уайт Беар, а также доразведку месторождений С. Нуржанов, Прорва Западная и Макат Восточный.

По блоку Лиман были выполнены сейсмические исследования 3D на структуре Новобогат ЮВ в объеме 165 кв. км. На скважине Г-3 проектной глубиной 1 400 м остановлено бурение при забое 1 250 м. К испытанию по заключению ГИС выделено 3 объекта, при испытании 3-го объекта дебит нефти составил

¹ Указанные суммы не включают в себя 50%-ю долю затрат на поисково-разведочное бурение по блоку Федоровский (2,5 млрд. тенге - в 2011 году и 2,5 млрд. тенге - в 2012 году), которые признаются как «Инвестиции в совместные предприятия» в консолидированном отчете о финансовом положении РД КМГ.

36 т/сут. Скважина Г-4 пробурена до проектной глубины 1 650 м. Ввиду отсутствия продуктивных пластов по заключению ГИС и по данным керна скважина была ликвидирована.

В 2012 г. на блоке Лиман с целью оконтуривания выявленной залежи нефти Новобогат ЮВ будет проводиться бурение 2 разведочных скважин для прослеживания надкарнизных среднетриасовых залежей с проектными глубинами – 1 600 и 1 400 м. Кроме того, в 2012 году по результатам полученных данных 3D 2011 года с целью определения потенциала 2 перспективных участков будут пробурены 2 подкарнизные скважины глубиной 2 500 м каждая.

По блоку Р-9 в течение 2011 года были выполнены сейсмические работы 3D на структуре Шокат в объеме 224 кв. км. Пробуренные скважины №100 (Есболай), №100 (Масабай), №102 (Кызылкала ЮВ), №100 (Камысколь Северный) и №100 (Камысколь Южный) с общей глубиной 9 236 м были ликвидированы по геологическим причинам.

В связи с отрицательными результатами бурения в 2011 году, в 2012 году решено отменить все геологоразведочные работы и провести детальный анализ целесообразности дальнейшего продолжения работ в пределах блока.

По блоку Тайсойган в 2011 году были проведены сейсмические исследования 3D на площадях Уз и Кондыбай в объеме 150 кв. км. В 2011 году было проведено бурение разведочных скважин №13, №20 на площади Кондыбай и №1 (Бажир), которые были ликвидированы по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

В 2012 г. на блоке Тайсойган планируется бурение 1 поисково-разведочной скважины с проектной глубиной 1 300 м на площади Уз с целью выявления залежей нефти и газа в отложениях триаса. Сейсморазведка 3D-МОГТ планируется на структуре Бажир (восточное крыло) в объеме 86 кв. км с целью уточнения геологического строения и выявления новых объектов в отложениях триаса.

В 2012 г. на блоке Каратон - Саркамыс намечается бурение 1 поисковой скважины глубиной 3 000 м на перспективной структуре Кенарал и 1 скважины на восточном крыле месторождения Досмухамбетовское глубиной 3 500 м. Помимо этого, на 2012 г. закладывается магнитотеллурическое зондирование (МТЗ) в объеме 390 физ. т в рамках изучения геологического строения блока и использования данных в комплексной интерпретации материалов 3Д/2Д с целью повышения эффективности заложения поисково-разведочных скважин.

Для определения геологического строения и определения дальнейшей перспективности участков на блоке Каратон - Саркамыс закладывается 160 кв. км сейсморазведочных объемов 3Д на структурах Северный, Булатай и северном крыле структуры С. Нуржанов.

По блоку Узень - Карамандыбас в 2011 году завершено бурение разведочной скважины на структуре Бодрай с забоем 2 200 м. По результатам ГИС в скважине выделено 4 объекта для испытания в среднеюрских отложениях. По результатам проведенных испытаний скважина была ликвидирована по геологическим причинам.

С целью уточнения геологического строения структуры Бодрай, а также других выделенных структур в северной и южной частях блока в 2012 г. планируется проведение сейсмических исследований 3D-МОГТ и обработка полученных данных в объеме 715 кв. км.

На месторождении Новобогатинск Западный была пробурена разведочная скважина №19 до глубины 2 511 м на пермотриасовые отложения, которая находится в испытании. В 2012 году будет пробурена разведочная скважина №20 с проектной глубиной 2 600 м.

По блоку Жаркамыс Восточный-1 в 2011 году проведены сейсморазведочные работы 2D в объеме 610 пог. км и 3D в объеме 200 кв. км. Пробурена подсолевая скважина на структуре Тускум с фактической глубиной 4 750 м. В настоящее время начато испытание первого объекта. Для вызова притока дополнительно проведена кислотная обработка пласта, и в настоящее время скважина находится в освоении.

В 2012 г. на данном блоке планируется бурение поисково-разведочной скважины (РА-2-Т) с проектной глубиной 4 500 м на подсольевые отложения структуры Тускум, а также переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведки 2D МОГТ совместно с материалами прошлых лет по центральной и западной частям блока Жаркамыс Восточный-1 в объеме 1 000 пог. км.

По блоку Темир в 2011 году проведены полевые сейсморазведочные работы 2D в объеме 975 пог. км.

В 2012 г. на участке Темир планируются гравиметрические исследования в объеме 3 500 кв. км с последующей обработкой и интерпретацией.

По блоку Терескен в 2011 году завершена обработка и интерпретация сейсморазведочных данных 2D в объеме 1 000 пог. км.

В 2012 году планируется анализ и обобщение результатов обработки и интерпретации сейсморазведки 2D и будет уточняться дальнейшее продолжение геологоразведочных работ на данном участке.

По блоку Федоровский в 2011 году было пробурено 3 подсольевых скважины с общим метражом 13 500 м, которые были введены во временную консервацию для последующего проведения испытания в 2012 году. Перенос сроков испытания пробуренных скважин связан с получением у компетентного органа разрешения на сжигание газа.

Помимо испытания пробуренных 3 скважин, согласно проекту оценки месторождения Рожковское в 2012 г. запланировано бурение 2 скважин с проектными глубинами 4 500 и 5 200 м соответственно, утвержденное в рабочей программе на 2012 г. Также запланированы дополнительная обработка 747 кв. км данных 3D и окончание проекта обустройства месторождения Рожковское для опытно-промышленной эксплуатации.

В декабре 2011 года Компания объявила о закрытии сделки по приобретению 100% акций АО «Карповский Северный» в Западно-Казахстанской области РК.

В 2012 г. на блоке Карповский Северный в соответствии с лицензионно-контрактными обязательствами запланировано бурение 2 разведочных скважин с проектными глубинами 5 600 и 5 250 м, а также проведение полевых сейсморазведочных работ 2D в объеме 335 пог. км.

По структуре Уайт Беар в 2011 году были выполнены работы по геолого-техническому изучению. Утверждена программа бурения и испытания. Кроме того, был осуществлен частичный возврат территории по лицензии PL 1722.

В 2012 г. на структуре Уайт Беар предусмотрено бурение разведочной скважины White Bear West 22/4b-F, проектной глубиной 5 900 м, а также приобретение 3D сейсмических данных по блокам 22/8в, части 22/9в, в предварительном объеме 106,7 кв. км.

На месторождении С. Нуржанов в 2011 году завершено бурение доразведочных скважин №509, №707 с общей проектной глубиной 5 500 м. Скважина №509 находится в испытании интервала 3 177-3 197 м с дебитом 47,5 т/сут, скважина №707 ликвидирована по геологическим причинам.

В 2012 году предусматривается бурение разведочной скважины на валанжинские отложения на восточном куполе месторождения С. Нуржанов с проектной глубиной 2 000 м.

На месторождении Западная Прорва в 2011 году пробурена скважина №402 глубиной 3 560 м, при испытании струйным насосом получен приток нефти в объеме 108,6 м³/сут без воды.

В 2012 году предусматривается бурение разведочной скважины №401 с проектной глубиной 3 500 м с целью доразведки триасовых отложений.

На месторождении Макат Восточный в 2011 году была пробурена скважина №105 глубиной 1 501 м на триасовые отложения, скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Согласно утвержденному проекту доразведки, в 2012 году предусматривается бурение разведочной скважины №103 на северо-западном блоке месторождения с проектной глубиной 1 550 м.

ПЛАНОВАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В 2012 ГОДУ

В 2012 году добыча нефти в ПФ ОМГ и ЭМГ планируется на уровне 8,6 млн. тонн, в том числе ПФ ОМГ - 5,8 млн. тонн, ПФ ЭМГ - 2,8 млн. тонн. Для обеспечения данного объема добычи в 2012 году запланировано бурение 156 добывающих, 79 нагнетательных скважин, а также выполнение мероприятий на существующих скважинах, в том числе операций по гидроразрыву пласта, капитальному ремонту скважин, воздействию на призабойные зоны и вводу добывающих скважин из бездействия.

В первом квартале 2012 года отставание от плана ОМГ и ЭМГ составляет около 150 тыс. тонн (около 7%) и преимущественно связано с неблагоприятными погодными условиями в Западном Казахстане. Учитывая итоги 1 квартала, задача по выполнению годового плана на уровне 8,6 млн. тонн представляется более трудной, чем предполагалось ранее. В середине текущего года, с учетом динамики добычи во 2 квартале, Компания намерена подтвердить или уточнить прогноз годовой добычи на 2012 год.

Для обеспечения объема добычи, Компания наметила начало строительства следующих объектов в ПФ ОМГ: двух цехов по ремонту и диагностике (НКТ, штанги и глубинные насосы), участка по подготовке жидкости для глушения с оборудованием, автосервисного центра спецтехники, участка по сбору, и других объектов.

Строительство данных объектов позволит:

- исключить допуск к эксплуатации дефектного, с пониженным ресурсом работы оборудования;
- увеличить межремонтный период работы скважин вследствие сокращения числа подземных ремонтов по причине обрывов насосных штанг;
- получить прирост добычи нефти за счет сокращения числа подземных ремонтов и простоев оборудования;

- улучшить качество диагностики, ремонта и обслуживания имеющегося парка спецтехники;
- повысить уровень промышленной безопасности на предприятии.

В связи с событиями 16 декабря в г. Жанаозене Совет директоров Компании в начале 2012 года принял решение о создании двух сервисных предприятий в г. Жанаозен и г. Актау (ПСП «УБР» и ТОО «УТТиОС»), которые позволят обеспечить трудоустройство более 2 000 человек. Основным видом деятельности сервисных предприятий является осуществление работ по ремонту скважин и оказанию транспортных услуг для ПФ ОМГ и других предприятий региона, что окажет свое положительное влияние на поддержание текущего уровня добычи.

С целью предоставления возможности сервисным предприятиям в короткие сроки начать свою деятельность было выделено 20,6 млрд. тенге. На данные средства в 2012 году планируется осуществить закуп спецтехники и оборудования, а также начать строительство двух вахтовых поселков и двух производственных баз на месторождениях Каламкас и Каражанбас. Строительство данных объектов необходимо для осуществления производственной деятельности (ремонт скважин, транспортные услуги) и обеспечения вахтовых рабочих необходимыми санитарно-бытовыми условиями.

Капитальные затраты Компании в 2012 году ожидаются на уровне 126,5 млрд. тенге. При этом, бюджет Компании в 2012 г. будет периодически пересматриваться для отражения изменений в цене на нефть, обменного курса тенге, инфляции и прочих факторов.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Компания готовит финансовую отчетность в тенге, суммы в долларах США приведены исключительно для удобства пользователей информации и переведены по среднему обменному курсу за соответствующий период для консолидированного отчета о совокуп-

ных доходах и консолидированного отчета о движении денежных средств и по курсу на конец периода для консолидированного отчета о финансовом положении. Смотрите «Условия ведения бизнеса и прогноз».

Основные показатели

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
(в тыс. тенге, если не указано иное)				%		(в тыс. тенге, если не указано иное)	
							%
175 447 580	145 688 364	164 212 856	7%	Доходы	721 194 169	609 242 398	18%
29 618 398	25 148 870	30 061 954	-1%	Производственные расходы	117 465 026	110 747 524	6%
23 746 316	17 162 683	22 740 153	4%	Расходы по реализации и административные расходы	100 173 285	92 276 532	9%
66 029 291	56 127 601	54 279 249	22%	Налоги, кроме подоходного налога	284 027 851	179 709 999	58%
3 355 758	1 951 378	1 172 261	186%	Расходы по разведке	5 985 224	2 072 263	189%
12 601 727	11 308 128	10 197 074	24%	Износ, истощение и амортизация	45 494 136	35 486 128	28%
646 193	1 269 323	875 866	-26%	Убыток от выбытия основных средств	4 043 980	2 200 613	84%
39 449 897	32 720 381	44 886 300	-12%	Операционная прибыль	164 004 667	186 749 339	-12%
44 282 243	50 310 508	77 693 561	-43%	Прибыль за период	208 930 886	234 501 890	-11%
2 004	1 923	1 848	8%	Производственные расходы (тенге за баррель) ⁽¹⁾	2 020	1 717	18%
13,55	13,12	12,53	8%	Производственные расходы (доллар США за баррель) ⁽¹⁾	13,78	11,65	18%
37 506 462	20 913 686	36 406 044	3%	Капитальные затраты ⁽²⁾	104 977 365	88 251 917	19%

¹ Переведено по 7,36 барреля за тонну нефти.

² Капитальные затраты, включая расходы на разведочные и оценочные активы согласно отчету о движении денежных средств, представленному в консолидированной финансовой отчетности за период, закончившийся 31 декабря 2011 года (см. вебсайт Компании).

Маршруты транспортировки

Компания поставляет добываемую нефть по трем основным маршрутам: на экспорт через трубопроводы Каспийского Трубопроводного

Консорциума (далее – КТК), Узень - Атырау - Самара (далее – УАС), принадлежащий АО «КазТрансОйл» (в Республике Казахстан), и на внутренний рынок, как показано ниже в таблице:

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010		2011	2010
Экспорт через УАС					
0,9	0,6	1,0	Объем нефти (в миллионах тонн)	3,5	4,3
46%	38%	48%	% от общего объема продажи нефти	46%	50%
57%	49%	56%	% от общей выручки от продажи нефти	56%	58%
Экспорт через КТК					
0,5	0,5	0,7	Объем нефти (в миллионах тонн)	2,2	2,5
28%	29%	31%	% от общего объема продажи нефти	29%	29%
35%	41%	38%	% от общей выручки от продажи нефти	37%	35%
Внутренний рынок					
0,5	0,5	0,4	Объем нефти (в миллионах тонн)	1,9	1,8
26%	32%	21%	% от общего объема продажи нефти	25%	21%
8%	10%	7%	% от общей выручки от продажи нефти	7%	7%

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 в условиях более высоких цен на нефть, несмотря на расходы по банку качества. Следует отметить, что объемы поставок нефти по трубопроводам согласовываются с МНГ, поэтому возможность поставок нефти Компании по тем или иным трубопроводам может быть ограничена.

Доходы

В следующей таблице приведены данные об объемах продаж и ценах реализации нефти:

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
(в тыс. тенге, если не указано иное)				%	(в тыс. тенге, если не указано иное)		%
				Экспортные продажи нефти			
				Трубопровод УАС			
97 677 046	69 691 891	89 561 927	9%	Реализация	395 582 658	345 485 101	15%
863	638	1 032	-16%	Объем (в тыс. тонн)	3 521	4 314	-18%
113 216	109 318	86 748	31%	Средняя цена (тенге за тонну)	112 344	80 086	40%
105,87	103,17	81,35	30%	Средняя цена (доллар США/баррель) ⁽¹⁾	105,98	75,17	41%
				Трубопровод КТК			
60 743 134	57 706 736	60 452 326	0%	Реализация	260 012 252	211 081 198	23%
530	484	672	-21%	Объем (в тыс. тонн)	2 237	2 546	-12%
114 590	119 345	89 965	27%	Средняя цена (тенге за тонну)	116 239	82 893	40%
107,15	112,63	84,37	27%	Средняя цена (доллар США/баррель) ⁽¹⁾	109,65	77,81	41%
158 420 180	127 398 627	150 014 253	6%	Всего экспорт нефти	655 594 910	556 566 299	18%
				Реализация нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок			
13 706 987	14 787 515	10 932 163	25%	Реализация нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок	52 882 316	40 707 699	30%
489	536	443	10%	Объем (в тыс. тонн)	1 898	1 783	6%
28 013	27 564	24 665	14%	Средняя цена (тенге за тонну)	27 858	22 830	22%
26,44	26,01	23,13	14%	Средняя цена (доллар США/баррель) ⁽¹⁾	26,28	21,43	23%
				Суммарные продажи			
172 127 167	142 186 142	160 946 416	7%	Реализация нефти и нефтепродуктов	708 477 226	597 273 998	19%
1 882	1 658	2 148	-12%	Объем (в тыс. тонн)	7 656	8 643	-11%
91 452	85 783	74 942	22%	Средняя цена (тенге за тонну)	92 535	69 101	34%
86,31	80,96	70,28	23%	Средняя цена (доллар США/баррель) ⁽¹⁾	87,29	64,86	35%
3 320 413	3 502 222	3 266 441	2%	Прочие продажи	12 716 943	11 968 400	6%
175 447 580	145 688 364	164 212 856	7%	Всего доход	721 194 169	609 242 398	18%

¹ В пересчете 7,23 барреля за тонну нефти.

Реализация нефти и нефтепродуктов

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов за 2011 год по сравнению с 2010 годом увеличилась на 19% за счет повышения средней цены реализации на 34% и составила 708 млрд. тенге. Общий объем реализации нефти за 2011 год снизился на 11% и составил 7 656 тыс. тонн.

Экспорт – трубопровод УАС

Выручка от реализации нефти на экспорт по трубопроводу УАС за 2011 год увеличилась на 15% и составила 396 млрд. тенге. Увеличение выручки связано с повышением средней цены реализации на 40% до 112 344 тенге за тонну и скорректировано уменьшением объема поставок по трубопроводу на 18%, или на 793 тыс. тонн.

Сокращение объема реализации по направлению УАС за 2011 год обусловлено уменьшением объема добычи на месторождении Узень на 15%, или 884 тыс. тонн, по сравнению с 2010 годом.

Экспорт – трубопровод КТК

Выручка от реализации нефти по трубопроводу КТК за 2011 год увеличилась на 23% по сравнению с 2010 годом до 260 млрд. тенге. Увеличение выручки связано с ростом средней цены реализации на 40%, или до 116 239 тенге за тонну, и частично скорректировано уменьшением объема экспорта через КТК на 12%.

Реализация на внутреннем рынке РК

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за 2011 год сложилась на уровне 53 млрд. тенге, что на 30% больше, чем за 2010 год. Увеличение связано с ростом средней цены реализации на 22%, также увеличением объема реализации на 6%, или на 115 тыс. тонн.

Ниже в таблице приведен анализ чистой цены реализации нефти (нэтбэк):

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
(долл. США/баррель)				%		(долл. США/баррель)	%
УАС							
109,36	113,41	86,46	26%	Публикуемая рыночная цена ⁽¹⁾	111,26	79,18	41%
105,83	109,18	81,53	30%	Цена реализации ⁽²⁾	106,06	75,35	41%
0,04	(0,18)	(0,17)	-125%	Премия по коэффициенту баррелизации	(0,08)	(0,18)	-57%
105,87	109,00	81,36	30%	Реализованная цена ⁽³⁾	105,98	75,17	41%
(23,72)	(25,92)	(15,00)	58%	Рентный налог	(24,51)	(13,17)	86%
(5,53)	(5,53)	(2,70)	104%	Экспортная таможенная пошлина ⁽⁴⁾	(5,20)	(0,65)	703%
(7,91)	(7,86)	(7,17)	10%	Транспортные расходы	(7,75)	(7,32)	6%
(0,07)	(0,07)	(0,06)	18%	Комиссия по продажам	(0,07)	(0,07)	1%
68,64	69,63	56,43	22%	Нэтбэк	68,45	53,96	27%
КТК							
109,36	113,41	86,46	26%	Публикуемая рыночная цена ⁽¹⁾	111,26	79,18	41%
108,70	112,75	85,28	27%	Цена реализации ⁽³⁾	109,98	78,70	40%
(10,83)	(9,86)	(7,75)	40%	Банк качества	(9,65)	(6,98)	38%
9,28	9,75	6,84	36%	Премия по коэффициенту баррелизации	9,32	6,09	53%
107,15	112,63	84,37	27%	Реализованная цена ⁽³⁾	109,65	77,81	41%
(23,72)	(25,92)	(14,95)	59%	Рентный налог	(24,57)	(13,21)	86%
(5,53)	(5,53)	(2,87)	93%	Экспортная таможенная пошлина ⁽⁴⁾	(5,20)	(0,76)	587%
(7,59)	(7,37)	(8,20)	-7%	Транспортные расходы	(7,56)	(7,62)	-1%
(0,07)	(0,07)	(0,06)	18%	Комиссия по продажам	(0,07)	(0,07)	1%
70,24	73,74	58,29	20%	Нэтбэк	72,25	56,15	29%
Внутренний рынок							
26,19	26,01	23,13	21%	Цена реализации ⁽³⁾	26,28	21,43	23%
(1,45)	(1,21)	(1,92)	-17%	Транспортные расходы	(1,38)	(1,58)	-12%
24,75	24,80	21,21	24%	Нэтбэк	24,90	19,85	25%
В среднем							
86,47	83,27	71,00	22%	Цена реализации ⁽³⁾	87,96	65,50	34%
(3,05)	(2,96)	(2,43)	25%	Банк качества	(2,82)	(2,06)	37%
2,28	2,39	1,71	33%	Премия по коэффициенту баррелизации	2,30	1,41	63%
85,70	82,69	70,28	22%	Реализованная цена ⁽³⁾	87,44	64,85	35%
(17,55)	(17,27)	(11,89)	48%	Рентный налог	(18,45)	(10,47)	76%
(4,09)	(3,68)	(2,20)	86%	Экспортная таможенная пошлина ⁽⁴⁾	(3,91)	(0,55)	616%
(6,07)	(5,44)	(6,40)	-5%	Транспортные расходы	(6,08)	(6,20)	-2%
(0,05)	(0,05)	(0,05)	3%	Комиссия по продажам	(0,05)	(0,06)	-12%
57,94	56,25	49,74	16%	Нэтбэк	58,94	47,58	24%

¹ В качестве рыночных цен использована котировка нефти - Brent (DTD).

² Результаты нэтбэк не учитывают валовую прибыль от продажи сырой нефти на блоках Уз и Кондыбай на сумму 1,7 млрд. тенге, которые были переведены из этапа разведки в этап разработки в соответствии с МСФО 6.

³ Цена по финансовой отчетности с учетом коэффициента 7,23 барреля на тонну нефти.

⁴ Экспортная таможенная пошлина не включает начисленную по решению Верховного суда РК экспортную таможенную пошлину по отгрузке нефти на экспорт в 2008 году на сумму 15,2 млрд. тенге.

Разница между публикуемой рыночной ценой и ценой реализации по КТК, главным образом, состоит из расходов на фрахт, портовых и таможенных сборов, комиссий по продажам, других затрат и эффектов усреднения. В большей части эффект усреднения возникает за счет отличия средних значений котировальных цен на даты фактической ре-

ализации от средних публикуемых цен за отчетный период, при этом расхождения могут быть существенными ввиду высокой волатильности мировых цен на нефть.

Производственные расходы

В таблице ниже представлены составляющие производственных расходов Компании:

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
(в тыс. тенге, если не указано иное)				%	(в тыс. тенге, если не указано иное)		%
14 740 890	14 883 352	14 585 139	1%	Вознаграждения работникам	59 769 131	54 129 594	10%
8 518 604	7 324 186	7 909 532	8%	Услуги по ремонту и обслуживанию	29 972 825	28 119 436	7%
5 730 159	2 216 844	4 127 674	39%	Материалы и запасы	13 571 313	11 829 948	15%
2 915 848	2 248 016	2 893 745	1%	Электроэнергия	10 546 572	10 962 880	-4%
680 259	1 140 225	388 741	75%	Транспортные расходы	2 894 028	1 625 868	78%
256 663	208 412	460 275	-44%	Расходы по переработке	1 040 996	1 250 805	-17%
(3 830 638)	(4 012 394)	(1 728 626)	122%	Изменение баланса нефти	(3 918 657)	(1 538 597)	155%
606 613	1 140 229	1 425 474	-57%	Прочие расходы	3 588 818	4 367 590	-18%
29 618 398	25 148 870	30 061 954	-1%	Итого	117 456 026	110 747 524	6%

Производственные расходы за 2011 год по сравнению с 2010 годом увеличились на 6,7 млрд. тенге, или на 6%. Основной причиной изменения является увеличение расходов по вознаграждению работников, расходов по ремонту и обслуживанию, материалам и запасам и транспортных расходов.

Расходы по вознаграждениям работников за 2011 год по сравнению с аналогичным периодом прошлого года увеличились на 10%. Рост в основном произошел в результате повышения заработной платы работникам производственных филиалов Компании с 1 июня 2010 года, в связи с введением новой системы оплаты труда, а также в связи с индексацией заработной платы на 7% с 1 января 2011 года в соответствии с условиями коллективного договора.

Услуги по ремонту и обслуживанию увеличились на 7% в основном по причине увеличения стоимости работ, что было частично компенсировано уменьшением объема выполненных работ. Увеличение расходов по материалам и запасам обусловлено ростом цен на материалы, а также увеличением расхода спецодежды производственного персонала, согласно условиям коллективного договора.

Транспортные расходы увеличились на 78% в основном за счет увеличения объемов транспортных услуг, предоставляемых сторонними организациями. Привлечение транспортных услуг сторонних организаций связано с массовым невыходом работников производственных структурных подразделений ПФ ОМГ, что привело к простоям собственных транспортных единиц.

В таблице ниже представлены составляющие расходов по реализации и административных расходов Компании:

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
(в тыс. тенге, если не указано иное)				%		(в тыс. тенге, если не указано иное)	
							%
12 370 076	9 365 059	14 646 864	-16%	Транспортные расходы	49 577 574	56 168 909	-12%
3 922 383	3 387 633	3 887 436	1%	Вознаграждения работникам	13 768 236	12 112 201	14%
427 172	(1 055 945)	(2 626 333)	-116%	Начисление/(сторнирование) штрафа и пени	12 737 805	2 805 102	354%
2 184 402	2 160 353	2 071 698	5%	Управленческий гонорар и комиссии по продажам	8 751 610	8 281 574	6%
1 183 280	791 092	1 439 694	-18%	Социальные проекты	6 434 359	4 137 051	56%
755 812	396 308	883 215	-14%	Консультационные и аудиторские услуги	1 668 823	3 030 945	-45%
327 220	217 584	337 396	-3%	Услуги по ремонту и обслуживанию	840 290	738 136	14%
2 575 971	1 900 599	2 100 183	23%	Прочие расходы	6 394 588	5 002 614	28%
23 746 316	17 162 683	22 740 153	4%	Итого	100 173 285	92 276 532	9%

Расходы по реализации и административные расходы за 2011 год по сравнению с аналогичным периодом 2010 года увеличились на 7,9 млрд. тенге, или на 9%. Основной причиной роста является увеличение расходов по пеням и штрафам, вознаграждению работников, социальным проектам, что было частично компенсировано уменьшением транспортных расходов и расходов по консультационным и аудиторским услугам.

Увеличение расходов по штрафам и пеням обусловлено в основном произведением начисления по результатам комплексной налоговой проверки за 2004-2005 годы на сумму 6,6 млрд. тенге, начисления пени по экспортной таможенной пошлине на сумму 2,3 млрд. тенге, а также начисления штрафа за сжигание газа на Прорвинской группе месторождений на сумму в размере 2,6 млрд. тенге в 1-м квартале 2011 года.

Вознаграждения работникам административно-управленческого персонала, включая административно-управленческий персонал ПФ ОМГ и ЭМГ, за 2011 год по сравнению с прошлым годом увеличились на 14% за счет

повышения окладов в связи с внедрением новой системы оплаты труда с 1 июня 2010 года, а также в связи с индексацией заработной платы на 7% с 1 января 2011 года в соответствии с условиями коллективного договора.

Увеличение расходов по социальным проектам в основном связано с оказанием помощи г. Уральску для устранения последствий наводнения на 1 млрд. тенге, а также с финансированием социальных фондов, деятельность которых направлена на социальную поддержку Мангистауского и Атырауского регионов.

Уменьшение расходов по консультационным и аудиторским услугам связано с уменьшением затрат по консультационным услугам по приобретению новых активов.

Уменьшение транспортных расходов обусловлено снижением объемов поставок на экспорт на 16%. Данное снижение связано с уменьшением объема добычи на месторождении Узень.

Расходы по налогам, кроме подоходного налога

В таблице ниже представлены составляющие расходов по налогам, кроме подоходного налога Компании:

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
(в тыс. тенге, если не указано иное)				%	(в тыс. тенге, если не указано иное)		%
35 331 095	29 443 087	28 222 445	25%	Рентный налог	149 771 267	97 484 646	54%
20 449 977	16 714 049	19 740 317	4%	Налог на добычу полезных ископаемых	78 680 221	70 932 591	11%
8 239 972	6 280 585	5 032 165	64%	Экспортная таможенная пошлина	46 979 482	6 477 735	625%
939 458	941 634	777 756	21%	Налог на имущество	3 453 888	2 990 971	15%
1 068 789	2 748 246	506 566	111%	Прочие налоги	5 142 993	1 824 056	182%
66 029 291	56 127 601	54 279 249	22%	Итого	284 027 851	179 709 999	58%

Расходы по налогам, помимо подоходного налога, за 2011 год по сравнению с 2010 годом увеличились на 104 млрд. тенге, или на 58%. Основными причинами роста являются: увеличение расходов по рентному налогу, НДС, экспортной таможенной пошлине, прочим налогам.

Расходы по рентному налогу за 2011 год увеличились на 54% по сравнению с 2010 годом в связи с ростом мировых цен на нефть. Так цена марки Brent в отчетном периоде увеличилась на 41% до 111,26 доллара за баррель. Увеличение мировых цен повлияло на ставку налога, которая увеличилась в среднем с 16% за 2010 г. до 22% за 2011 год.

Увеличение расходов по НДС за 2011 год по сравнению с аналогичным периодом 2010 года также связано с ростом мировых цен на нефть и увеличением цены реализации на внутренний рынок, которое было частично скорректировано снижением добычи нефти в 2011 году.

Увеличение расходов по экспортной таможенной пошлине объясняется введением данного платежа 16 августа 2010 года, начисление и уплата которого до этого момента были приостановлены с 1 января 2009 г. Кроме того, с 1 января 2011 года ставка по

экспортной таможенной пошлине была повышена с 20 долларов США до 40 долларов США за тонну. Также во 2-м квартале 2011 года Компания признала сумму экспортной таможенной пошлины в размере 15,2 млрд. тенге за объемы нефти, отгруженные в 2008 году и реализованные в 2009 году после введения в действие рентного налога. Компания признала данную сумму после безуспешного обжалования доначислений в таможенных органах и отклонения апелляции Компании Верховным Судом РК.

Увеличение расходов по прочим налогам в основном связано со списанием НДС к получению на сумму 2,1 млрд. тенге в связи с полученными рекомендациями и разъяснениями соответствующих положений Налогового Кодекса РК от консультантов и налоговых органов.

Финансовые доходы

Чистый финансовый доход, включая доход от курсовой разницы, за 2011 год сложился на уровне 24,3 млрд. тенге, тогда как за 2010 год он составил 27,1 млрд. тенге. Уменьшение в основном связано со снижением процентных доходов по депозитам в результате снижения средней ставки по депозитам, которое частично скорректировано ростом процентного дохода по долговым инструментам НК КМГ.

Доход от участия в совместных и ассоциированных предприятиях

Доход Компании от участия в ассоциированных и совместных предприятиях за 2011 год увеличился до 84,3 млрд. тенге по сравнению с 56,6 млрд. тенге за 2010 год. Увеличение произошло в основном за счет благоприятной ценовой конъюнктуры в 2011 году.

За 2011 год доход от доли участия в ТОО СП «Казгермунай» составил 38,4 млрд. тенге и доход от доли участия в ПетроКазахстан Инк. составил 45,7 млрд. тенге. Результаты ассоциированных и совместных предприятий детально рассматриваются в разделе «Обзор финансовой и операционной деятельности ассоциированных компаний и совместно контролируемых предприятий».

Расходы по подоходному налогу

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
(тыс. тенге)				%	(тыс. тенге)		%
60 829 793	64 497 888	83 548 990	-27%	Доход до налогообложения	272 592 108	291 947 153	-7%
46 317 654	43 312 690	51 050 145	-9%	Доход до налогообложения (без учета результатов СП и ассоциированных компаний)	188 315 796	213 834 120	-12%
16 547 550	14 187 380	5 855 429	183%	Подоходный налог	63 661 222	57 445 263	11%
27%	22%	7%	288%	Эффективная ставка налога	23%	20%	19%
36%	33%	11%	212%	Эффективная ставка налога (без учета результатов СП и ассоциированных компаний)	34%	27%	26%

Эффективная ставка налога (без учета результатов СП и ассоциированных компаний) увеличилась вследствие роста расходов, не подлежащих вычету для целей подоходного налога, таких как оплата штрафа и пени по результатам комплексной налоговой проверки за 2004-2005 годы. Кроме того, рост подоходного налога произошел в результате подачи дополнительных деклараций за прошлые периоды 2006-2010 гг. в связи с пересмотром позиций Общества на риски, выявленные в ходе комплексной налоговой проверки за 2004-2005 гг.

Расходы по подоходному налогу в 4-м квартале 2011 года по сравнению с аналогичным периодом 2010 года увеличились в основном за счет того, что в 4-м квартале 2010 года учтен эффект от применения двойной ставки амортизации за весь 2010 год.

Прибыль за период

В результате указанных выше факторов чистая прибыль Компании за 2011 год снизилась по сравнению с 2010 годом на 11% и составила 208,9 млрд. тенге.

ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ И СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

ПетроКазахстан Инк.

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели ПетроКазахстан Инк. ⁽¹⁾:

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
968 916	1 382 262	951 395	2%	Доходы, тыс. долл. США	4 964 794	3 422 195	45%
579 255	838 566	655 951	-12%	Операционные расходы, тыс. долларов США	3 076 029	1 941 843	58%
(6 948)	(5 199)	(5 480)	27%	Финансовые (расходы)/доходы, тыс. долларов США	(17 934)	(20 330)	-12%
194 284	179 086	113 671	71%	Расходы по подоходному налогу, тыс. долларов США	686 394	448 617	53%
188 429	359 411	176 293	7%	Прибыль за период, тыс. долларов США	1 184 437	1 011 405	17%
153 629	87 717	153 881	0%	Капитальные затраты, тыс. долларов США	373 230	410 582	-9%
1 458	1 479	1 516	-4%	Добыча нефти, тыс. тонн	5 912	6 053	-2%
1 534	1 853	1 803	-15%	Реализация нефти и нефтепродуктов, тыс. тонн ⁽²⁾	7 154	7 609	-6%
300	618	643	-53%	Экспорт через ККТ (ПКР 100%, Кольжан 100%)	2 324	2 816	-17%
89	110	120	-26%	Экспорт через Актау (КГМ 50%)	390	514	-24%
211	293	184	15%	Экспорт через ККТ (КГМ 50%)	1 008	630	60%
44	55	62	-30%	Экспорт Узбекистан (ТП 50%)	225	252	-10%
114	180	211	-46%	Экспорт через ККТ (ТП 50%)	633	684	-7%
776	598	583	33%	Внутренний рынок ⁽²⁾	2 573	2 713	-5%

¹ Результаты деятельности ассоциированных компаний и совместно контролируемых предприятий за 2011 г. являются неаудированными.

² Превышение объема реализации над объемом добычи сырой нефти объясняется тем, что АО «ПКР» закупает нефть у сторонних организаций для поставок на внутренний рынок.

За 2011 год объем добычи компании «ПетроКазахстан Инк.» составил 5 912 тыс. тонн. Доход от участия в предприятии включен в консолидированную финансовую отчетность Компании за 2011 год в размере 45,7 млрд. тенге, что на 11,5 млрд. тенге больше, чем за аналогичный период 2010 года. Увеличение в основном связано с высокими ценами на нефть и включением в консолидацию АО «Тургай-Петролеум» начиная с августа 2010

года. Увеличение операционных затрат также в основном связано с тем, что АО «Тургай-Петролеум» не было включено в консолидацию до августа 2010 года. В течение 2011 года в ПетроКазахстан Инк. было осуществлено капитальных вложений на сумму 373,2 млн. долл. США. В течение 2011 года Компания получила дивиденды от «ПетроКазахстан Инк.» в сумме 53,2 млрд. тенге.

ТОО «СП «Казгермунай»

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели ТОО «СП «Казгермунай»:

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
561 863	659 355	414 284	36%	Доходы, тыс. долл. США	2 354 240	1 526 749	54%
313 820	414 765	243 449	29%	Операционные расходы, тыс. долларов США	1 343 142	811 853	65%
(3 175)	(2 903)	(851)	273%	Финансовые (расходы)/доходы, тыс. долларов США	(6 967)	(2 430)	187%
106 377	122 131	115 189	-8%	Расходы по подоходному налогу, тыс. долларов США	375 268	285 761	31%
138 491	119 556	54 795	153%	Прибыль за период, тыс. долларов США	628 862	426 705	47%
43 140	21 573	41 716	3%	Капитальные затраты, тыс. долларов США	73 723	74 107	-1%
783	767	748	5%	Добыча нефти, тыс. тонн	3 000	3 102	-3%
802	806	727	10%	Реализация нефти, тыс. тонн	3 017	3 073	-2%
179	219	240	-26%	Экспорт через Актау	780	1 028	-24%
422	587	367	15%	Экспорт через ККТ	2 016	1 261	60%
202	-	120	68%	Внутренний рынок	222	784	-72%

Доля Компании (50%) в объеме добычи ТОО «СП «Казгермунай» за 2011 год составила 1 500 тыс. тонн. Капитальные затраты в рассматриваемом периоде составили 73,7 млн. долларов США. Доход от участия в совместном предприятии включен в консолидированную финансовую отчетность Компании за 2011 год в размере 38,4 млрд. тенге, что на 15,8 млрд. тенге больше, чем за 2010 год. В течение 2011 года Компания получила дивиденды от ТОО «СП «Казгермунай» в сумме 36,6 млрд. тенге.

Увеличение операционных расходов объясняется в основном ростом налоговых платежей (рентный налог, НДС) и экспортной таможенной пошлины в связи с увеличением объемов поставок нефти на экспорт.

Увеличение чистого дохода связано с высокими ценами на нефть в течение 2011 года, а также с увеличением объема продаж нефти на экспорт в результате оптимизации структуры поставок и закупок сырой нефти для выполнения обязательств по поставкам на внутренний рынок (механизм замещения нефти).

ССЕЛ

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели ССЕЛ ⁽¹⁾:

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
303 432	385 096	260 656	16%	Доходы, тыс. долл. США	1 367 173	924 424	48%
246 770	302 805	178 574	38%	Операционные расходы, тыс. долларов США	1 025 163	690 888	48%
(2 986)	489	(3 683)	-19%	Финансовые (расходы)/доходы, тыс. долларов США	6 698	15 000	-55%
48 811	20 841	29 650	65%	Расходы по подоходному налогу, тыс. долларов США	121 128	59 555	103%
4 866	61 940	52 432	-91%	Прибыль за период, тыс. долларов США	214 184	173 981	23%
28 025	42 907	33 163	-15%	Капитальные затраты, тыс. долларов США	102 464	109 357	-6%
510	495	506	1%	Добыча нефти, тыс. тонн	1 981	1 941	2%
446	528	492	-9%	Реализация нефти, тыс. тонн	1 957	1 914	2%
217	322	326	-33%	Экспорт через Махачкалу	1 195	1 300	-8%
177	160	92	92%	Экспорт через Приморск	552	314	76%
-	-	20	-100%	Экспорт через Гданьск	24	85	-72%
51	47	54	-6%	Внутренний рынок	187	215	-13%

¹ Результаты деятельности ассоциированных компаний и совместно контролируемых предприятий за 2011 г. являются неаудированными.

За 2011 год объем добычи компании ССЕЛ составил 1 981 тыс. тонн. Увеличение чистого дохода связано с высокими ценами на нефть в течение 2011 года. Увеличение операционных расходов объясняется в основном ростом налоговых платежей (рентный налог, НДС). В течение 2011 года в ССЕЛ было осуществлено капитальных вложений на сумму 102,5 млн. долл. США.

Компания отразила в своем балансе по состоянию на 31 декабря 2011 г. сумму 19,5 млрд. тенге как счета к получению от ССЕЛ, совместно контролируемого предприятия с китайской компанией CITIC Group. За 2011 г. Компания начислила процентный доход в размере 3 млрд. тенге, что представляет собой часть годового гарантированного платежа от ССЕЛ в размере 26,87 млн. долларов США.

Ural Group Limited BVI («UGL»)

15 апреля 2011 года Компания приобрела у Exploration Venture Limited (EVL) 50-процентную долю простых акций компании UGL. UGL является собственником 100-процентной доли участия в ТОО «Ural Oil and Gas» (UOG), обладающем правом недропользования на проведение разведки углеводородов на Федоровском блоке в Западно-Казахстанской области. В мае 2010 года лицензия на разведку была продлена до конца мая 2014 года.

Операционная деятельность UGL финансируется участниками путем предоставления займов UGL, в целях выполнения своих текущих обязательств и продолжения осуществления своей деятельности. По состоянию на 31 декабря 2011 года, Компания профинансировала UGL в форме предоставления дополнительного займа на сумму 13,1 млн. долларов США (1,9 млрд. тенге).

ЛИКВИДНОСТЬ И РЕСУРСЫ КАПИТАЛА

Обзор денежных потоков

Потребности Компании в ликвидности возникают в основном из потребности в финансировании существующей операционной деятельности (оборотный капитал), необходимости финансирования инвестиций (ка-

питальные расходы) и достижения роста за счет приобретений. Руководство считает, что Компания обладает достаточным уровнем ликвидности для исполнения своих краткосрочных обязательств и осуществления инвестиционных возможностей.

4 квартал 2011	3 квартал 2011	4 квартал 2010	4 квартал к 4 кварталу		2011	2010	Изменение
(тыс. тенге)				%	(тыс. тенге)		%
38 232 981	23 614 280	39 321 704	-3%	Чистые потоки денежных средств от операционной деятельности	148 210 426	115 694 318	28%
31 677 506	57 063 753	-56 490 018	-156%	Чистые потоки денежных средств от инвестиционной деятельности	34 325 615	-31 492 441	-209%
-5 773 101	-36 558 264	-10 550 783	-45%	Чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности	-74 934 072	-93 234 670	-20%

За 2011 год чистый приток денежных средств от операционной деятельности составил 148 млрд. тенге, что на 33 млрд. тенге больше, чем за 2010 год. Данное изменение в основном связано с увеличением прибыли от реализации нефти в результате роста мировых цен на нефть по сравнению с 2010 годом.

Чистые поступления денежных средств от инвестиционной деятельности за 2011 год составили 34 млрд. тенге. Увеличение потоков от инвестиционной деятельности по сравнению с 2010 годом в основном связано с тем, что в 2010 году Компанией были приобретены инвестиции в долговой инструмент НК КМГ.

Чистый отток денежных средств, направленных на использование в финансовой деятельности, за 2011 год составил 75 млрд. тенге. Уменьшение по сравнению с 2010 годом в основном связано со снижением суммы выплаченных акционерам дивидендов. Данное снижение связано с тем, что Компания произвела зачет доли дивидендов НК КМГ против части инвестиций в долговой инструмент, согласно условиям договора покупки долгового инструмента.

Займы

В таблице ниже отражены данные по чистым денежным средствам Компании:

	На 31 декабря 2011	На 30 сентября 2011	На 31 декабря 2010	Декабрь к декабрю
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%
Текущая часть	54 931 227	53 730 216	60 194 818	-9%
Срок погашения более одного года	33 033 898	32 972 479	62 286 045	-47%
Всего займов	87 965 125	86 702 695	122 480 863	-28%
Деньги и их эквивалент	206 511 923	142 704 763	98 519 680	110%
Другие текущие финансовые активы	321 889 708	357 231 564	377 800 956	-15%
Долгосрочные финансовые активы	188 802 605	188 067 152	221 825 818	-15%
Всего финансовых активов	717 204 236	688 003 479	698 146 454	3%
Финансовые активы, деноминированные в долларах США, %	72%	81%	81%	-11%
Чистые денежные средства	629 239 111	601 300 784	575 665 591	9%

Займы Компании по состоянию на 31 декабря 2011 года составили 88 млрд. тенге. Сумма займов включает в себя долговые ценные бумаги КМГ ПКИ Финанс Б.В. без права регресса на активы РД КМГ в размере 80 млрд. тенге, которые были приняты на себя компанией КМГ ПКИ Финанс Б.В. в результате при-

обретения 33-процентного пакета акций в ПетроКазахстан Инк. На 31 декабря 2011 года непогашенная сумма по долговым ценным бумагам КМГ ПКИ Финанс Б.В. и начисленное вознаграждение составляют 78,3 млрд. тенге и 1,5 млрд. тенге соответственно.

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.

Компания подвержена ряду рисков, включая риски внешней среды, рыночные, операционные, финансовые, инвестиционные и риски корпоративного управления.

Компания осуществляет управление рисками в рамках Политики по управлению рисками. Политика Компании в области управления рисками направлена на рост акционерной стоимости и повышение качества корпоративного управления путем идентификации рисков, оценки, анализа их существенности,

разработки мер по их минимизации и контролю за исполнением мероприятий по минимизации рисков.

Во всех производственных филиалах внедрена централизованная система управления рисками, охватывающая все бизнес-процессы и функциональные области деятельности Компании и позволяющая эффективно управлять рисками, минимизируя их воздействие на результаты деятельности Компании.

РИСКИ ВНЕШНЕЙ СРЕДЫ

Основные риски, связанные с внешней средой деятельности компании включают в себя политические, экономические и региональные риски.

Политические риски:

- возможность смены внешне- или внутри-политического курса руководством страны, которая может существенно сказаться на инвестиционной привлекательности страны в целом и Компании в частности;
- вероятность негативного 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.

Экономические риски:

- Экономика Казахстана слабо диверсифицирована и существенно зависит от мировых цен на сырьевые товары. Значительное и продолжительное падение мировых цен на сырье может привести к падению прибыли сырьевых компаний, а в дальнейшем и экономическому спаду всей экономики;
- Устаревая инфраструктура экономики может оказать существенное негативное влияние на эффективность бизнеса Компании.
- Существующее законодательство в области закупок товаров и услуг, не позволяет повысить эффективность материально-технического обеспечения и логистики.
- Слабая конкурентная среда среди поставщиков и подрядчиков снижает качество работ и услуг, предоставляемых компании.
- Уровень развития казахстанской финансовой системы может ухудшить условия размещения свободных денежных средств (подробнее финансовые риски см. далее).

Региональные риски

Регионами деятельности Компании являются Магистауская, Атырауская, Актюбиснская, Кызылординская области.

Основные производственные филиалы общества 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.

Для снижения негативного влияния изменения ситуации в стране и основных регионах разрабатывается соответствующий комплекс мер, включающий нижеследующие действия:

- Действия, направленные на повышение степени географической диверсификации деятельности компании, с целью минимизации степени риска отдельно взятого региона;
- Действия, направленные на минимизацию социальной напряженности в регионах основной деятельности;

РЫНОЧНЫЕ РИСКИ

К рыночной категории относятся риски неблагоприятного воздействия изменения цен на нефть, валютных курсов, процентных ставок (подробнее о валютных рисках и рисках изменения процентной ставки см. в разделе финансовых рисков).

Компания осуществляет оптовые поставки нефти, как на внутреннем, так и на внешних рынках. Основным возможным ухудшением, как для внутренних, так и для внешних рын-

- Действия по повышению эффективности бизнеса, направленные на минимизацию рисков оказывающих существенное негативное влияние на возможности Компании по развитию бизнеса.

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 его социальные программы были максимально адресными и отвечали насущным нуждам общества. Однако, увеличение некоммерческих расходов, связанных с минимизацией возникновения риска забастовок и социальной напряженности, может оказать 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.

ков 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.

ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ

Казахстанская экономика чувствительна к колебаниям международных финансовых рынков и снижению темпов роста мировой экономики. Международный финансовый кризис привел к нестабильности на рынках капиталов, недостатку ликвидности в банковском секторе, а также к колебаниям курса тенге. Остается некоторая неопределенность в отношении возможности доступа к размещению капитала в высоконадежных банках и стоимости этого размещения для Компании, что в свою очередь может повлиять на ее финансовое положение, результаты деятельности и планы. Продолжение международного финансового кризиса может также негативно повлиять на платежеспособность потребителей продукции Компании, что может привести к снижению ее выручки и ликвидности.

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

Валютный риск - колебание валютных курсов, которое оказывает разнонаправленное воздействие на финансово-хозяйственную деятельность Компании.

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 рубль) относительно тенге. В настоящее время большая часть текущих затрат Компании оплачивается по ценам, установленным в тенге.

Повышение курса доллара сделает более рентабельным экспорт нефти.

В случае возникновения отрицательного влияния изменения процентных ставок и валютного курса Компания будет осуществлять следующие действия для снижения негативных последствий:

- расширение круга банков-партнеров, прежде всего, за счет институтов, наименее пострадавших от текущего мирового финансового кризиса;
- более масштабное использование 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.

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)	Средняя	Рост затрат на приобретаемое оборудование – увеличение амортизационных отчислений
Инфляционные риски	Средняя	Увеличение дебиторской задолженности, увеличение себестоимости производимых услуг
Кредитный риск	Средняя	Проблемная дебиторская задолженность, снижение прибыли

НАЛОГОВЫЕ РИСКИ

Налоговая система РК характеризуется малыми объемами правоприменительной практики в отношении недавно принятых нормативно-правовых актов. Она также характеризуется риском доначисления налогов, штрафов и пеней, основанных на 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 внешне-торговую деятельность, изменение правил таможенного контроля, волатильность ИТП, отсутствие прозрачной формулы расчета ИТП, 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.

ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Основные операционные риски Компании лежат в плоскости разведки и добычи и связаны с осуществлением непрерывной деятельности Компании.

Характерными чертами, присущими основным месторождениям компании являются:

- ухудшение сырьевой базы и качества запасов нефти;
- переход на позднюю стадию разработки значительной части месторождений;
- низкая эффективность многих производственно-технологических процессов и использования энергоресурсов;
- необходимость замены устаревшего оборудования на всех этапах производственного цикла;
- высокая капиталоемкость производства в сравнении с другими компаниями.

Ниже приведен список ключевых операционных рисков, на минимизацию которых Компания выделяет значительные ресурсы и уделяет им существенное внимание, как в своей ежедневной деятельности, так и в процессе планирования и оценки эффективности деятельности.

Разведка

При проведении геологоразведочных работ всегда существует риск некоммерческого обнаружения залежей углеводородов и/или бурения «сухой» скважины. 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 сейсмике и гравике, а также по анализу геологических рисков.

Добыча

Одной из важнейших задач Компании является поддержание оптимального уровня добычи на собственных месторождениях, большинство из которых находятся на поздней стадии эксплуатации. С этой целью Компания применяет современные методы и технологии воздействия на нефтяные пласты, призабойные зоны скважин.

Основные ключевые факторы снижения эффективности производственной деятельности Компании:

- Состояние основного фонда скважин.
- Техническая целостность оборудования
- Непрерывность электроснабжения.
- Погодные условия.
- Своевременность закупок и поставок оборудования.
- Качество поставленного оборудования.
- Своевременность и качество выполнения услуг подрядчиками.
- Безопасность производственного персонала.
- Экологическая безопасность.
- Эффективность планирования.
- Соблюдение требований государственных регуляторов.

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 обновления 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 широким спектром рисков для здоровья работников и окружающей среде. 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.

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.
- Ограниченность или отсутствие собственной экспертизы в области применения новых технологий, позволяющих увеличить эффективность разработки действующих месторождений или разработки нетрадиционных источников нефти и газа.

- Недостаточно технических и квалифицированных трудовых ресурсов для оценки и эффективного управления новыми активами.
- Непрозрачность процесса выбора актива для приобретения.

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

Снижение организационного потенциала

Одним из существенных факторов, влияющих на эффективную деятельность компании, является снижение ее организационного потенциала, а именно недостаток навыков и квалификации персонала для решения как текущих, так и новых задач. 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.

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 года, Закона Великобритании «О взяточничестве» (UK Bribery Act 2010) и выстраивает свои внутренние политики и процедуры в строгом соответствии с вышеназванными законами.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

За год, закончившийся 31 декабря 2011 года.

ОТЧЁТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

АКЦИОНЕРАМ И РУКОВОДСТВУ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности Акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее «Компания»), которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2011 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 консолидированной финансовой отчётности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки консолидированной 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 информа-

ции, представленных в консолидированной финансовой отчётности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения консолидированной финансовой отчётности 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 2011 года, а также их финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.

Пол Кон
Партнер по аудиту

Евгений Жемалетдинов
Аудитор / Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

13 февраля 2011 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

В тысячах тенге

	Прим.	На 31 декабря	
		2011	2010
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	6	338 860 081	297 508 553
Нематериальные активы	7	26 638 032	15 185 859
Инвестиции в совместные предприятия	9	116 526 247	96 737 910
Инвестиции в ассоциированные компании	10	133 228 381	139 952 442
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	9	18 138 239	19 153 089
Заем к получению от совместного предприятия		8 494 019	–
Прочие финансовые активы	8	188 802 605	221 825 818
Актив по отсроченному налогу	21	9 450 148	8 408 967
Прочие активы		19 591 820	13 858 297
Итого долгосрочных активов		859 729 572	812 630 935
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	11	22 651 421	18 779 936
Предоплата по подоходному налогу		9 970 659	5 945 507
Предоплата по налогам и НДС к возмещению		22 737 975	20 583 791
Расходы будущих периодов		12 055 210	27 815 083
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8	84 125 802	65 529 767
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	9	1 361 055	1 203 834
Прочие финансовые активы	8	321 889 708	377 800 956
Денежные средства и их эквиваленты	8	206 511 923	98 519 680
Итого текущих активов		681 303 753	616 178 554
Итого активов		1 541 033 325	1 428 809 489
КАПИТАЛ			
Уставный капитал	12	198 451 861	214 081 197
Прочие резервы		2 123 886	1 739 901
Нераспределённая прибыль		1 083 749 222	931 455 065
Прочие компоненты капитала		14 354 200	12 376 574
Итого капитала		1 298 679 169	1 159 652 737
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные обязательства			
Займы	14	33 033 898	62 286 045
Отсроченное налоговое обязательство	21	2 049 181	1 829 852
Резервы	15	37 845 571	35 625 247
Итого долгосрочных обязательств		72 928 650	99 741 144
Текущие обязательства			
Займы	14	54 931 227	60 194 818
Налог на добычу полезных ископаемых и рентный налог к уплате		50 908 398	46 054 359
Торговая и прочая кредиторская задолженность		48 680 153	47 304 799
Резервы	15	14 905 728	15 861 632
Итого текущих обязательств		169 425 506	169 415 608
Итого обязательств		242 354 156	269 156 752
Итого обязательств и капитала		1 541 033 325	1 428 809 489

Примечания на страницах 58-96 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

В тысячах тенге

	За год, закончившийся 31 декабря		
	Прим.	2011	2010
Доходы	16	721 194 169	609 242 398
Доля в результатах ассоциированных компаний и совместных предприятий	9, 10	84 276 312	56 641 838
Финансовый доход	20	28 843 487	38 039 785
Прочий доход	10	–	21 471 195
Итого выручка и прочие доходы		834 313 968	725 395 216
Производственные расходы	17	(117 465 026)	(110 747 524)
Расходы по реализации и административные расходы	18	(100 173 285)	(92 276 532)
Расходы на разведку		(5 985 224)	(2 072 263)
Износ, истощение и амортизация	6, 7	(45 494 136)	(35 486 128)
Налоги, кроме подоходного налога	19	(284 027 851)	(179 709 999)
Убыток от выбытия основных средств		(4 043 980)	(2 200 613)
Расходы на финансирование	20	(7 222 511)	(7 495 555)
Доходы / (расходы) от курсовой разницы		2 690 153	(3 459 449)
Прибыль до налогообложения		272 592 108	291 947 153
Расходы по подоходному налогу	21	(63 661 222)	(57 445 263)
Прибыль за год		208 930 886	234 501 890
Курсовая разница от пересчёта зарубежных операций		1 977 626	(560 821)
Прочий совокупный доход / (убыток) за год, за вычетом налогов		1 977 626	(560 821)
Итого совокупный доход за год, за вычетом налогов		210 908 512	233 941 069
ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ			
Базовая и разводнённая	13	2,95	3,23

Примечания на страницах 58-96 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В тысячах тенге

	За год, закончившийся 31 декабря		
	Прим.	2011	2010
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		272 592 108	291 947 153
Корректировки для прибавления / (вычета) неденежных статей			
Износ, истощение и амортизация	6, 7	45 494 136	35 486 128
Прочий доход	10	–	(21 471 195)
Доля в результатах ассоциированных компаний и совместных предприятий	9, 10	(84 276 312)	(56 641 838)
Убыток от выбытия основных средств		4 043 980	2 200 613
Обесценение основных средств и нематериальных активов	6, 7	2 438 923	16 194
Расходы по непродуктивным разведочным скважинам	7	2 586 223	1 103 615
Признание расходов по опционной программе		407 779	309 987
Изъятие долевых инструментов		(23 794)	(49 809)
Нереализованный доход от курсовой разницы от внеоперационной деятельности		(2 306 422)	(73 832)
Прочие неденежные доходы и расходы		5 869 493	916 338
Плюс расходы на финансирование	20	7 222 511	7 495 555
Минус финансовый доход, относящийся к инвестиционной деятельности	20	(28 843 487)	(38 039 785)
Корректировки оборотного капитала			
Изменение в прочих активах		(817 081)	630 450
Изменение в товарно-материальных запасах		(4 821 587)	(3 463 525)
Изменение предоплаты по налогам и НДС к возмещению		(2 104 701)	(11 312 224)
Изменение в расходах будущих периодов		15 839 095	(6 351 679)
Изменение в торговой и прочей дебиторской задолженности		(18 486 630)	(18 377 144)
Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности		(3 600 176)	10 918 152
Изменение в налоге на добычу полезных ископаемых и рентном налоге к уплате		4 854 039	9 877 060
Изменение в резервах		6 343 762	3 500 215
Подходный налог уплаченный		(74 201 433)	(92 926 111)
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности		148 210 426	115 694 318

Примечания на страницах 58-96 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ПРОДОЛЖЕНИЕ

В тысячах тенге

	За год, закончившийся 31 декабря		
	Прим.	2011	2010
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(92 759 829)	(86 679 884)
Поступления от продажи основных средств		753 447	139 497
Приобретение нематериальных активов		(12 217 536)	(1 572 033)
Приобретение доли в совместном предприятии	9	(23 906 835)	–
Займы, предоставленные совместному предприятию	9	(1 923 356)	–
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	9, 10	89 794 595	94 458 518
Приобретение инвестиций в долговом инструменте НК КМГ		–	(221 543 183)
Вознаграждение, полученное от инвестиций в долговой инструмент НК КМГ		13 005 528	7 691 113
Продажа финансовых активов, удерживаемых до погашения		56 836 304	146 680 715
Погашение займов связанной стороной		3 939 718	3 959 137
Приобретение дочернего предприятия, за вычетом полученных денежных средств	5	(8 799 170)	(8 614 935)
Вознаграждение полученное		9 602 749	33 988 614
Чистые денежные потоки, полученные от / (использованные в) инвестиционной деятельности		34 325 615	(31 492 441)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Выкуп собственных акций	12	(15 762 657)	(24 531 975)
Погашение займов		(35 219 073)	(14 614 702)
Дивиденды, уплаченные акционерам Компании		(19 287 040)	(48 235 969)
Вознаграждение уплаченное		(4 665 302)	(5 852 024)
Чистые денежные потоки использованные в финансовой деятельности		(74 934 072)	(93 234 670)
Чистое изменение денежных средств и их эквивалентов		107 601 969	(9 032 793)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	8	98 519 680	107 626 368
Положительная / (отрицательная) курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам		390 274	(73 895)
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	8	206 511 923	98 519 680

Примечания на страницах 58-96 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

В тысячах тенге

	Уставный капитал	Выкупленные собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Резерв по пересчёту валют	Итого капитала
На 1 января 2010 года	263 094 581	(24 547 667)	1 474 089	747 820 751	12 937 395	1 000 779 149
Прибыль за год	-	-	-	234 501 890	-	234 501 890
Прочий совокупный убыток	-	-	-	-	(560 821)	(560 821)
Итого совокупный доход	-	-	-	234 501 890	(560 821)	233 941 069
Признание выплат, основанных на акциях	-	-	309 987	-	-	309 987
Изъятие долевых инструментов	-	-	(49 809)	-	-	(49 809)
Исполнение опционов работников (Примечание 12)	-	66 258	5 634	-	-	71 892
Выкуп собственных акций (Примечание 12)	-	(24 531 975)	-	-	-	(24 531 975)
Дивиденды (Примечание 12)	-	-	-	(50 867 576)	-	(50 867 576)
На 31 декабря 2010 года	263 094 581	(49 013 384)	1 739 901	931 455 065	12 376 574	1 159 652 737
Прибыль за год	-	-	-	208 930 886	-	208 930 886
Прочий совокупный доход	-	-	-	-	1 977 626	1 977 626
Итого совокупный доход	-	-	-	208 930 886	1 977 626	210 908 512
Признание выплат, основанных на акциях	-	-	407 779	-	-	407 779
Изъятие долевых инструментов	-	-	(23 794)	-	-	(23 794)
Исполнение опционов работников (Примечание 12)	-	133 321	-	-	-	133 321
Выкуп собственных акций (Примечание 12)	-	(15 762 657)	-	-	-	(15 762 657)
Дивиденды (Примечание 12)	-	-	-	(56 636 729)	-	(56 636 729)
На 31 декабря 2011 года	263 094 581	(64 642 720)	2 123 886	1 083 749 222	14 354 200	1 298 679 169

Примечания на страницах 58-96 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В тысячах тенге, если не указано иное

1. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («Компания») было 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» («НК КМГ» или «Материнская компания»), которое представляет государственные интересы в нефтегазовой промышленности Казахстана, и которое владеет 61,3% акций Компании, находящихся в обращении по состоянию на 31 декабря 2011 года (в 2010 году: 60,5%). Материнская компания полностью принадлежит АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына»

(«ФНБ Самрук-Казына»), которое в свою очередь полностью принадлежит Правительству Республики Казахстан («Правительство»).

Компания осуществляет свою основную деятельность через производственные подразделения «УзеньМунайГаз» и «ЭмбаМунайГаз». Кроме этого, Компания владеет дочерними организациями, имеет доли в совместно-контролируемых предприятиях, ассоциированных компаниях в нефтегазовой отрасли и в прочих предприятиях, преимущественно не связанных с осуществлением основной деятельности, в которых Компания имеет контрольную и неконтрольные доли участия. Данная консолидированная финансовая отчётность отражает финансовое положение и результаты операций хозяйственной деятельности всех выше упомянутых инвестиций.

2. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

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

2.1 ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

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

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

Принятые стандарты бухгалтерского учёта и интерпретации

В течение года Компания приняла следующие новые и пересмотренные стандарты МСФО и Интерпретации Комитета по интерпретациям Международных стандартов финансовой

отчетности («КИМСФО») принятие пересмотренных стандартов и интерпретаций не оказали существенного влияния на финансовые результаты или положение Компании.

- МСБУ 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах» - поправка;
- Усовершенствования МСФО (май 2010 года).

Новые стандарты и интерпретации

Следующие МСФО, Интерпретации и усовершенствования МСФО еще не вступили в силу для года, закончившегося 31 декабря 2011 года:

- МСФО 9 «Финансовые инструменты: классификация и оценка»
- МСБУ 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия» - поправка
- МСФО 10 «Консолидированная финансовая отчетность»
- МСФО 11 «Соглашения о совместной деятельности»
- МСФО 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»
- МСФО 13 «Оценка справедливой стоимости»
- МСБУ 19 «Вознаграждения работникам» - поправка
- МСБУ 1 «Представление статей прочего совокупного дохода» - поправка

Руководство не ожидает, что указанные выше стандарты и интерпретации окажут существенное влияние на финансовое положение и результаты хозяйственной деятельности Компании.

2.2 ИЗМЕНЕНИЕ В ПРЕДСТАВЛЕНИИ КОНСОЛИДИРОВАННОГО ОТЧЁТА О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

Компания изменила презентацию доходов и расходов в консолидированном отчёте о совокупном доходе, добавив промежуточный результат доходов от основной и прочей деятельности, который включает в себя доходы, долю в результатах ассоциированных компаний и совместных предприятий, и финансовый доход. Презентация сравнительного периода также подверглась аналогичным изменениям на основании презентации текущего года.

2.3 КОНСОЛИДАЦИЯ

Дочерние организации

Дочерними организациями являются компании, по отношению к которым у Компании есть полномочия на управление финансовой и операционной политикой, как правило, подразумевающие владение более чем половиной акций, имеющих право голоса. Наличие и влияние потенциального права голоса, которое может использоваться в настоящее время или могут конвертироваться, принимается во внимание при оценке контроля Компании над другим предприятием. 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 участие в совместных предприятиях

Инвестиции Компании в ассоциированные компании и совместные предприятия учитываются по методу долевого участия. Ассоциированная компания – это организация, на которую Компания оказывает существенное влияние. Компания также имеет доли участия в совместных предприятиях, которые являются совместно-контролируемыми, и в которых участники вступили в договорные соглашения, устанавливающие совместный контроль над экономической деятельностью предприятий.

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

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 ассоциированной компанией, 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 текущей 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.

2.4 ПЕРЕСЧЁТ 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 отчет о совокупном доходе. 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 выкупе зарубежной компании накопленная сумма резерва по пересчету валют, относящаяся к конкретной зарубежной компании, признается в прибылях и убытках.

2.5 РАСХОДЫ ПО РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

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 электроэнергию, стоимость буровых станков и платежи подрядчикам. Если углеводороды не обнаружены, расходы на разведку списываются как расходы по сухой скважине. В случае, если будут найдены углеводороды, коммерческая разработка которых будет оценена как достаточно вероятная после проведения оценки, которая может включать в себя бурение других скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин), то накопленные затраты на разведку будут оставаться в числе активов.

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 объема углеводородов и которые списываются как сухие скважины на расходы периода.

2.6 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, указывающие на то, что текущая стоимость не может быть возмещена.

Объекты основных средств, включая добывающие скважины, по которым прекращается добыча коммерческих объемов углеводородов, и планируется ликвидация, перестают учитываться в качестве актива при выбытии, или тогда, когда не ожидается получение будущих экономических выгод от использо-

вания актива. Любой доход или убыток, возникающие от прекращения признания актива (рассчитываемые как разница между чистыми поступлениями от реализации и текущей стоимостью объекта) включаются в отчет о совокупном доходе того периода, в котором произошло такое событие.

2.7 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.

2.8 НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

Нематериальные активы учитываются по первоначальной 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. Стоимость компьютерного программного обеспечения амортизируется прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 3 до 7 лет.

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.

2.9 ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

Финансовые активы в рамках МСБУ 39 классифицируются в качестве финансовых активов, учитываемых по справедливой стоимости через прибыль или убытки, активов, удерживаемых до погашения, финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, займов и торговой и прочей дебиторской задолженности, исходя из их назначения.

При первоначальном признании финансовых активов, они оцениваются по справедливой стоимости. В случае если инвестиции не классифицируются как финансовые активы, учитываемые 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.

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 фиксированным 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 являются 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 активы, имеющиеся в наличии для продажи

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

Справедливая стоимость

Справедливая стоимость инвестиций, активно обращающихся на организованных финансовых рынках, определяется, исходя из рыночных котировок на конец рабочего дня отчетной даты. 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 существуют объективные данные, свидетельствующие 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 уменьшается за счет использования резерва. Сумма убытка признается в прибыли или убытке.

Если в последующий период 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, 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.

2.10 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой стоимости реализации по методу ФИФО. 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 объёма производства. Чистая стоимость реализации нефти основывается на предлагаемой цене реализации за вычетом расходов, связанных с реализацией. Материалы и запасы учитываются по стоимости, не превышающей ожидаемой суммы, возмещаемой в ходе обычной деятельности.

2.11 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.

2.12 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

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

2.13 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 прибыль или убыток в 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 долевого инструмента, и некоторые услуги, полученные компанией в качестве вознаграждения за долевого инструмента, 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 после 1 июля 2007 года, 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 долевого инструмента признаются одновременно с соответствующим увеличением в капитале в течение периода, в котором выполняются условия услуги определенного срока. Совокупные расходы по данным сделкам призна-

ются на каждую отчетную дату до погашения обязательства пропорционально истекшему периоду на основании наилучшей оценки Компании в отношении количества долевого инструмента, 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.

Разводнящий эффект неисполненных опционов отражается как дополнительное разведение акций при расчете показателя прибыли на акцию.

2.14 ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

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

2.15 РЕЗЕРВЫ

Резервы признаются, если Компания имеет текущее обязательство (юридическое или вытекающее из практики), возникшее в результате прошлого события, отток экономических выгод, который потребуется для погашения

этого обязательства является вероятным, и может быть получена надежная оценка суммы такого обязательства. Если Компания предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в отчете о совокупном доходе за вычетом возмещения. Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва, с течением времени, признается как расходы на финансирование.

2.16 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 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 отчётной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются.

2.17 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.

2.18 ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ РАБОТНИКАМ

Компания удерживает 10% от начисленной заработной платы работников как пенсионные отчисления в соответствующие пенсионные фонды. Максимальный размер пенсионных отчислений ограничен суммой в 119 993 тенге в месяц в 2011 году (в 2010 году: 112 140 тенге в месяц). В соответствии с действующим казахстанским законодательством работники сами несут ответственность за своё пенсионное обеспечение.

2.19 ПРИЗНАНИЕ ДОХОДА

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.

2.20 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 года, Компания начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогооблагаемого дохода (налогооблагаемый доход после вычета Корпоративного Подоходного Налога и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование свыше 25% вычетов, относящихся к каждому контракту.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2011 года, Компания исключила из консолидированного отчёта о движении денежных средств неденежную операцию, относящуюся к зачёту подоходного налога у источника выплаты, в счёт вознаграждений к получению по финансовым активам в сумме 1 497 343 тысячи тенге (в 2010 году: 4 066 490 тысяч тенге).

5 мая 2011 года Компания объявила о распределении дивидендов в размере 800 тенге на акцию, находящуюся в обращении по состоянию на 16 мая 2011 года (Примечание 12). 20 мая 2011 года в соответствии с условиями договора покупки долговых инструментов НК КМГ, Компания произвела зачёт объявленных дивидендов к уплате Материнской компании против части Долгового инструмента (Примечание 8) на сумму 34 469 604 тысячи тенге (основная сумма долга - 33 335 278 тысяч тенге и проценты - 1 134 326 тысяч 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, износу 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 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 и также может привести к прямому снижению балансовой стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по

сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

Возмещаемость нефтегазовых активов

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 суммы, которая определяется как наибольшее из значений справедливой стоимости минус расходы на реализацию и ценности от использования. Эти расчёты требуют использование оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть (учитывая текущие и исторические цены, тенденции в движении 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 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. Руководство определило свои генерирующие единицы как отдельные производственные подразделения, что является самым низким уровнем, для которого

денежные поступления в большей степени независимы от денежных поступлений других активов.

Обязательства по выбытию активов

По условиям отдельных 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 определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике. Компания рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на

ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку. Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации 1 Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах.

При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компании могут оказать влияние изменения в технологии ликвидации активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 13,84% и 13,93% резерва на 31 декабря 2011 и 2010 годов, соответственно, относится к затратам по окончательной ликвидации объектов инфраструктуры на месторождениях. 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 2011 года, составляли 5,0% и 7,9% соответственно (в 2010 году: 5,0% и 7,9%). Изменения в обязательствах по выбытию активов раскрыты в Примечании 15.

Экологическая реабилитация

Компания также делает оценки и применяет суждения при формировании 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 недисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими регулирующими органами. 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. Обязательство не было дисконтировано, так как на дату выпуска данной консолидированной финансовой отчетности объем и сроки плана по рекультивации не были официально согласованы с Правительством, за исключением части отраженной в годовом бюджете Компании. Так как сроки исполнения обязательств не установлены, Компания классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включённых в годовой бюджет на 2012 год. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут от-

личаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа состояния замазученности территории и изменений в технологиях очистки.

Дополнительные неопределенности, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 25. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 15.

Налогообложение

Отсроченный налог рассчитывается как в отношении корпоративного подоходного налога («КПН»), так и НСП. Отсроченные КПН и НСП рассчитываются на временные разницы в активах и обязательствах, привязанных к контрактам на недропользование, по ожидаемым ставкам. Базы отсроченных КПН и НСП рассчитываются по условиям налогового законодательства, принятого в упомянутом выше новом налоговом кодексе, и раскрыты в Примечании 21.

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ БИЗНЕСА

23 декабря 2011 года Компания приобрела 100%-ную долю в АО «Карповский Северный» («КС»). КС является нефтегазовой компанией, у которой есть лицензия на разведку газоконденсатного месторождения Карповский Северный, расположенного в Западно-казахстанской области. Доля в КС была приобретена за денежное вознаграждение в размере 8 485 846 тысяч тенге. Компания уплатила 8 076 432 тысячи тенге и признала кредиторскую задолженность на сумму 409 414 тысяч тенге. Лицензия на разведку, после

выполнения определённых условий в конце 2011 года, была продлена с декабря 2012 года до декабря 2014 года.

Активы и обязательства КС на основании распределения стоимости приобретения на справедливую стоимость идентифицируемых чистых активов на 23 декабря 2011 года и текущую стоимость, непосредственно перед приобретением и на 31 декабря 2011 года, представлены следующим образом:

	Балансовая стоимость на 23 декабря 2011 года	Справедливая стоимость на 23 декабря 2011 года	Активы и обязательства на 31 декабря 2011 года
Денежные средства	16	16	16
Текущие активы	373	5 508	5 508
Долгосрочные активы	3 207 065	10 100 570	10 027 617
	3 207 454	10 106 094	10 033 141
Текущие обязательства	240 520	240 520	240 520
Долгосрочные обязательства	-	1 379 728	1 369 712
	240 520	1 620 248	1 610 232
Чистые активы	2 966 934	8 485 846	8 422 909

Справедливая стоимость долгосрочных активов включает лицензии на разведку КС в размере 6 898 641 тысяча тенге и прочие активы по разведке и оценке в размере 3 150 617 тысяч тенге.

Результаты деятельности КС за период с момента приобретения до конца года были включены в консолидированную финансовую отчётность Компании и составляют убыток в размере 62 937 тысяч тенге.

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

	Нефтегазовые активы	Прочие активы	Незавершённое капитальное строительство	Итого
2010				
Остаточная стоимость по состоянию на 1 января 2010 года	214 514 288	30 709 575	10 770 045	255 993 908
Поступления	2 009 579	806 415	77 576 377	80 392 371
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	(542 101)	–	–	(542 101)
Выбытия	(2 394 841)	(242 585)	(1 849 502)	(4 486 928)
Перемещения из незавершённого капитального строительства	70 757 966	4 686 423	(75 444 389)	–
Внутренние перемещения	190 187	(191 374)	1 187	–
Отчисления по износу и истощению	(29 503 722)	(4 328 781)	–	(33 832 503)
Обесценение	(790)	(3 099)	(12 305)	(16 194)
Остаточная стоимость по состоянию на 31 декабря 2010 года	255 030 566	31 436 574	11 041 413	297 508 553
На 31 декабря 2010 года				
Первоначальная стоимость	428 871 355	51 045 927	11 041 413	490 958 695
Накопленный износ и истощение	(173 840 789)	(19 609 353)	–	(193 450 142)
Остаточная стоимость	255 030 566	31 436 574	11 041 413	297 508 553
2011				
Остаточная стоимость по состоянию на 1 января 2011 года	255 030 566	31 436 574	11 041 413	297 508 553
Поступления	1 672 317	1 491 771	84 159 219	87 323 307
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	373 922	–	–	373 922
Выбытия	(3 771 308)	(735 028)	(2 638 436)	(7 144 772)
Перемещения из активов по разведке и оценке	1 407 070	–	–	1 407 070
Перемещения из незавершённого капитального строительства	69 782 393	10 908 355	(80 690 748)	–
Внутренние перемещения	39 228	(194 746)	155 518	–
Отчисления по износу и истощению	(34 641 584)	(4 313 294)	–	(38 954 878)
Сторнирование обесценения / (обесценение)	46 709	(39 700)	(1 660 130)	(1 653 121)
Остаточная стоимость по состоянию на 31 декабря 2011 года	289 939 313	38 553 932	10 366 836	338 860 081
На 31 декабря 2011 года				
Первоначальная стоимость	490 309 318	60 630 294	10 366 836	561 306 448
Накопленный износ и истощение	(200 370 005)	(22 076 362)	–	(222 446 367)
Остаточная стоимость	289 939 313	38 553 932	10 366 836	338 860 081

7. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

	Активы по разведке и оценке	Прочие нематериальные активы	Итого
2010			
Остаточная стоимость по состоянию на 1 января 2010 года	1 745 395	2 276 745	4 022 140
Поступления	13 068 275	858 857	13 927 132
Выбытия	–	(6 173)	(6 173)
Списание непродуктивных скважин	(1 103 615)	–	(1 103 615)
Амортизационные отчисления	(954 694)	(698 931)	(1 653 625)
Остаточная стоимость по состоянию на 31 декабря 2010 года	12 755 361	2 430 498	15 185 859
На 31 декабря 2010 года			
Первоначальная стоимость	22 553 458	5 027 989	27 581 447
Накопленная амортизация	(9 798 097)	(2 597 491)	(12 395 588)
Остаточная стоимость	12 755 361	2 430 498	15 185 859
2011			
Остаточная стоимость по состоянию на 1 января 2011 года	12 755 361	2 430 498	15 185 859
Приобретение лицензий на разведку	15 794 141	–	15 794 141
Поступления	6 245 865	1 074 077	7 319 942
Списание непродуктивных разведочных скважин	(2 586 223)	–	(2 586 223)
Перемещения	(1 407 070)	–	(1 407 070)
Выбытия	(339 381)	(4 176)	(343 557)
Амортизационные отчисления	(5 667 278)	(871 980)	(6 539 258)
Обесценение	(761 106)	(24 696)	(785 802)
Остаточная стоимость по состоянию на 31 декабря 2011 года	24 034 309	2 603 723	26 638 032
На 31 декабря 2011 года			
Первоначальная стоимость	39 499 685	6 073 194	45 572 879
Накопленная амортизация	(15 465 376)	(3 469 471)	(18 934 847)
Остаточная стоимость	24 034 309	2 603 723	26 638 032

Приобретение лицензий на разведку включает приобретение лицензии КС на разведку (Примечание 5) и лицензий на разведку у Материнской компании (Примечание 22).

В 2011 году Компания признала расходы по непродуктивным скважинам, относящиеся к разведочным скважинам, пробуренным на блоках Р-9, Лиман и Тайсоган.

8. ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

Прочие финансовые активы

	2011	2010
Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ (Примечание 22)	187 810 467	220 710 987
Долгосрочные вклады, удерживаемые до погашения, выраженные в тенге	989 064	953 920
Прочее	3 074	160 911
Итого долгосрочных финансовых активов	188 802 605	221 825 818
Срочные вклады, выраженные в долларах США	169 806 482	264 841 437
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	109 541 770	54 916 073
Срочные вклады, выраженные в тенге	36 115 639	57 786 248
Срочные вклады, выраженные в фунтах стерлингов	6 206 774	–
Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ (Примечание 22)	218 773	256 928
Прочее	270	270
Итого краткосрочных финансовых активов	321 889 708	377 800 956
	510 692 313	599 626 774

В 2011 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в долларах США составляла 3,6% (в 2010 году: 6,6%). В 2011 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в тенге составляла 1,4% (в 2010 году: 4,7%).

На 31 декабря 2011 года краткосрочные вклады, выраженные в долларах США, включают ограниченные в использовании денежные средства в размере 31 147 066 тысяч тенге (в 2010 году: 27 639 860 тысяч тенге), которые размещены на заблокированном счете в качестве обеспечения по выплате вознаграждения и основного долга по долгосрочной задолженности КазМунайГаз ПКИ Финанс Б.В. («КМГ ПКИ Финанс»), 100% дочерней организации Компании (Примечание 14).

Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ

16 июля 2010 года Компания приобрела несубординированные, купонные индексированные, необеспеченные облигации, выпущенные НК КМГ («долговой инструмент») на Казахстанской Фондовой Бирже («КФБ»), на сумму 221 543 183 тысячи тенге (1 499 649 тысяч долларов США). Ставка по купонному вознаграждению долгового инструмента, проиндексированного к курсу доллар США / тенге на дату выпуска, выплачивается раз в полгода и равна 7%. Долговой инструмент подлежит погашению в июне 2013 года. На 31 декабря 2011 года непогашенная сумма по долговому инструменту и соответствующее начисленное вознаграждение составляют 187 810 467 тысяч тенге и 218 773 тысячи тенге соответственно (2010: 220 710 987 тысяч тенге и 256 928 тысяч тенге соответственно).

Долговой инструмент содержит следующие ключевые положения:

- До тех пор, пока не будут установлены фиксированные условия оплаты, НК КМГ в обязательном порядке использует дивиденды будущих периодов, полученные от Компании, для взаимозачета в счет непогашенного долгового инструмента.

- ii. Если в течение срока обращения долгового инструмента общая сумма приобретенных Компанией активов у НК КМГ превысит порог в 800 миллионов долларов США, Компания получит возможность финансировать приобретения путем продажи НК КМГ части долгового инструмента, на сумму превышающую порог, по номинальной стоимости с учетом накопленного купонного вознаграждения, проиндексированного к курсу доллар США / тенге на дату выпуска долгового инструмента.
- iii. Если по истечению срока обращения долгового инструмента НК КМГ не погасит остаток долга деньгами, Компания может выплатить акционерам Специальный Дивиденд в размере, достаточном для зачета против оставшейся суммы долгового инструмента.
- iv. В случае необходимости Компания примет меры по обеспечению достаточного уровня денежных средств, размещенных в банках, соответствующих политике управления денежными средствами Компании, в достаточном объеме для выплаты части Специального Дивиденда миноритарным акционерам. Были разработаны и введены в действие специальные процедуры, которые позволяют независимым директорам контролировать затраты, превышающие бюджетные суммы, в случае если уровень денежных средств, хранящихся в надежных банках, окажется недостаточным.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

	2011	2010
Торговая дебиторская задолженность	83 586 906	65 367 737
Прочее	923 150	439 253
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(384 254)	(277 223)
	84 125 802	65 529 767

На 31 декабря 2011 года торговая дебиторская задолженность Компании включала дебиторскую задолженность от продажи сырой нефти АО «КазМунайГаз - Переработка и Маркетинг» («КМГ ПИМ»), дочерней организации Материнской компании, в размере 81 686 493 тысячи тенге (31 декабря 2010 года: 63 517 201 тысяча тенге).

На 31 декабря 2011 года торговая и прочая дебиторская задолженность, выраженная в долларах США, представляла 93% от общей суммы дебиторской задолженности (в 2010 году: 93%). Оставшаяся дебиторская задолженность выражена в тенге. Торговая дебиторская задолженность в основном имеет срок погашения до 30 дней.

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

	2011	2010
Текущая часть	51 073 772	58 298 195
Просрочка от 0 до 30 дней	18 493 522	7 222 973
Просрочка от 30 до 60 дней	14 539 440	–
Просрочка от 120 и более дней	19 068	8 599
	84 125 802	65 529 767

Денежные средства и их эквиваленты

	2011	2010
Срочные вклады в банках, выраженные в долларах США	157 092 089	75 315 631
Срочные вклады в банках, выраженные в тенге	28 111 444	12 982 717
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в тенге	17 564 160	3 880 555
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в долларах США	2 915 914	5 067 220
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в фунтах стерлингов	439 101	878 823
Срочные вклады в банках, выраженные в евро	389 215	394 734
	206 511 923	98 519 680

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, предусматривающие начисление вознаграждения по соответствующим ставкам.

В 2011 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в тенге составляла 0,5% (в 2010 году: 1,9%). В 2011 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в долларах США составляла 0,3% (в 2010 году: 0,2%).

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

	2011	2010
Доля в ТОО «СП Казгермунай» («Казгермунай»)	98 823 130	96 737 910
Доля в СП Ural Group Limited BVI («UGL»)	17 703 117	–
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	19 499 294	20 356 923
	136 025 541	117 094 833

Казгермунай

На 31 декабря доля Компании в активах и обязательствах Казгермунай представлена следующим образом:

	2011	2010
Денежные средства	23 710 222	14 503 911
Текущие активы	15 055 337	9 998 641
Долгосрочные активы	114 125 049	125 855 630
	152 890 608	150 358 182
Текущие обязательства	26 538 741	21 808 244
Долгосрочные обязательства	27 528 737	31 812 028
	54 067 478	53 620 272
Чистые активы	98 823 130	96 737 910

Доля финансовых результатов Казгермунай, включённая в консолидированную финансовую отчётность Компании, представлена следующим образом:

	2011	2010
Доход	172 591 202	112 478 772
Расходы по операционной деятельности	(109 926 542)	(73 201 797)
Прибыль от операционной деятельности	62 664 660	39 276 975
Финансовые затраты, нетто	(510 790)	(169 169)
Прибыль до налогообложения	62 153 870	39 107 806
Расходы по подоходному налогу	(23 781 187)	(16 550 967)
Прибыль за год	38 372 683	22 556 839
Положительная / (отрицательная) курсовая разница, признанная в прочем совокупном доходе	339 537	(460 988)

Прибыль за 2011 год представлена за вычетом влияния амортизации справедливой стоимости лицензий в сумме 8 695 076 тысяч тенге (в 2010 году: 10 175 494 тысячи тенге) и соответствующей экономии по отсроченному налогу в размере 965 351 тысяча тенге (в 2010 году: расходы по отсроченному налогу в размере 1 129 711 тысяч тенге).

В течение 2011 года Компания получила дивиденды от Казгермунай в сумме 36 627 000 тысяч тенге (в 2010 году: 47 782 250 тысяч тенге).

Инвестиции в Ural Group Limited BVI («UGL»)

15 апреля 2011 года Компания приобрела у Exploration Venture Limited («EVL») 50%-ную долю простых акций UGL. UGL является собственником 100%-ной доли участия в ТОО «Ural Oil and Gas» («UOG»), обладающего правом на проведение разведки углеводородов на Федоровском блоке в Западно-казахстанской области. В мае 2010 года лицензия на разведку была продлена до конца мая 2014 года.

50%-ная доля в UGL была приобретена за денежные средства в размере 164 497 тысяч долларов США (23 906 835 тысяч тенге) в совокупности с подоходным налогом у источника выплаты, включая 61 383 тысячи долларов США (8 923 237 тысяч тенге) за акции и 103 114 тысяч долларов США (14 983 598 тысяч

тенге) за займ акционеров. Сумма в размере 46 687 тысяч долларов США (6 784 037 тысяч тенге), включенная в стоимость приобретения, была отнесена к займам к получению от совместного предприятия, первоначально признанная по справедливой стоимости и в дальнейшем оцениваемая по методу эффективной процентной ставки. Разница между стоимостью приобретения займов акционеров и их справедливой стоимостью была отнесена на стоимость инвестиций в UGL. Инвестиции в UGL признаются как инвестиции в совместное предприятие в консолидированной финансовой отчетности Компании.

Операционная деятельность UGL зависит от постоянного финансирования в форме займов акционеров для исполнения текущих обязательств и продолжения своей деятельности. В результате, Компания профинансировала UGL в форме дополнительных займов на сумму 13 110 тысяч долларов США (1 923 356 тысяч тенге) с даты приобретения до 31 декабря 2011 года. Справедливая стоимость первоначальных и дополнительных займов акционеров, выданных на беспроцентной основе, определяется путем дисконтирования будущих денежных потоков по займам с использованием 15%-ой ставкой дисконтирования.

Учет приобретения 50%-ной доли в UGL в консолидированной финансовой отчетности основан на предварительной оценке справедливой стоимости.

Доля Компании в активах и обязательствах UGL на 31 декабря 2011 года и на дату приобретения на предварительной основе представлена далее:

	Предварительная справедливая стоимость, признанная при приобретении (на 15 апреля 2011 года)	31 декабря 2011 года
Денежные средства	231 727	30 535
Текущие активы	103 896	9 269
Долгосрочные активы	28 535 909	31 240 296
	28 871 532	31 280 100
Текущие обязательства	284 658	219 756
Долгосрочные обязательства	11 464 076	13 357 227
	11 748 734	13 576 983
Чистые активы	17 122 798	17 703 117

Справедливая стоимость долгосрочных активов включает в себя лицензии на разведку UOG в размере 17 459 900 тысяч тенге.

Доля Компании в результатах деятельности UGL за период с момента приобретения до 31 декабря 2011 года, были включены в консолидированную финансовую отчетность Компании за год, закончившийся 31 декабря 2011 года.

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

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

CCEL обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время Компания приняла на себя обязательство выплачивать CITIC любые дивиденды полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 627,3 миллиона

долларов США (93 084 216 тысяч тенге) на 31 декабря 2011 года (в 2010 году: 753,2 миллионов долларов США или 111 019 849 тысяч тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли Компании в первоначальной цене приобретения, профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. Компания не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от CCEL. Соответственно, Компания признает в своем отчете о финансовом положении только право на получение дивидендов от CCEL в размере гарантированной выплаты на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Балансовая стоимость этой дебиторской задолженности составила 129,2 миллионов долларов США (19 170 280 тысяч тенге) на 31 декабря 2011 года (в 2010 году: 135,9 миллионов долларов США или 20.027.909 тысяч тенге).

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

17 ноября 2008 года гарантированный платеж был увеличен с 26,2 миллионов долларов США до 26,9 миллионов долларов США, уплачиваемого двумя равными платежами не позднее 12 июня и 12 декабря. После заключения данного соглашения эффективная

ставка вознаграждения по дебиторской задолженности от CCEL составляет 15% в год.

Доля Компании в активах и обязательствах совместно-контролируемого предприятия представлена следующим образом:

	2011	2010
Текущие активы	25 967 227	25 459 836
Долгосрочные активы	112 996 459	119 535 632
	138 963 686	144 995 468
Текущие обязательства	42 148 678	23 498 775
Долгосрочные обязательства	96 815 008	121 496 693
	138 963 686	144 995 468
Чистые активы	-	-

Чистые активы равны нулю, так как CCEL обязан распределять весь доход своим участникам и, соответственно, классифицирует весь распределяемый доход в качестве обязательства.

10. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

	2011	2010
Доля в «Петроказakhstan Инк.» («ПКИ»)	133 228 381	139 164 657
Прочее	-	787 785
	133 228 381	139 952 442

Доля Компании в активах и обязательствах ПКИ на 31 декабря представлена следующим образом:

	2011	2010
Денежные средства	25 248 494	12 908 371
Текущие активы	30 394 521	33 467 489
Долгосрочные активы	162 454 801	199 098 292
	218 097 816	245 474 152
Текущие обязательства	54 288 057	69 317 233
Долгосрочные обязательства	30 581 378	36 992 262
	84 869 435	106 309 495
Чистые активы	133 228 381	139 164 657

Доля финансовых результатов ассоциированной компании, включённая в консолидированную финансовую отчётность Компании, представлена следующим образом:

	2011	2010
Доход	240 222 175	166 399 322
Расходы по операционной деятельности	(160 467 888)	(122 656 203)
Прибыль от операционной деятельности	79 754 287	43 743 119
Доход от повторного приобретения «Тургай Петролеум» («ТП»)	–	13 242 336
Расходы на финансирование, нетто	(867 739)	(988 517)
Прибыль до налогообложения	78 886 548	55 996 938
Расходы по подоходному налогу	(33 211 259)	(21 813 358)
Прибыль за год	45 675 289	34 183 580
Положительная / (отрицательная) курсовая разница, признанная в прочем совокупном доходе	1 556 030	(776 305)

Прибыль за 2011 года приводится за вычетом влияния амортизации справедливой стоимости лицензий в сумме 11 619 596 тысяч тенге (с даты приобретения до 31 декабря 2010 года: 13 638 372 тысячи тенге).

В течение 2011 года Компания получила дивиденды от ПКИ в сумме 53 167 595 тысяч тенге (в 2010 году: 46 676 268 тысяч тенге).

В течение 2006 года ПКИ и «Лукойл Оверсиз Кумколь Б.В.» («Лукойл») предъявили арбитражные иски против друг друга в Стокгольмской Торговой Палате («Трибунал»). 28 октября 2009 года Трибунал вынес решение, согласно которому Лукойл был уполномочен получить 50% ТП от ПКИ и получить компенсацию в порядке возмещения убытков и начисленное вознаграждение по этим убыткам. Начиная с 28 октября 2009 года ПКИ прекратил консолидацию результатов деятельности ТП в своей консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2009 года.

16 августа 2010 года ПКИ и Лукойл заключили Мировое соглашение («Соглашение») в отношении спора по ТП. В соответствии с соглашением структура долевого участия ТП остается неизменной: ПКИ и Лукойл будут продолжать совместно владеть ТП в равных долях. Кроме того, ПКИ выплатил сумму в размере 438,4 миллиона долларов США в качестве компенсации за убытки.

В результате Соглашения, ПКИ произвел учет повторного приобретения 50% доли в ТП в своей консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, на основании оценки справедливой стоимости идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств ТП на дату приобретения. Компания соответственно отразила эту информацию в консолидированной финансовой отчетности на 31 декабря 2010 года. Конечная доля прибыли в сумме 90 миллионов долларов США (13 242 336 тысяч тенге) была признана Компанией в 2010 году.

В отношении компенсации для компании Лукойл, 28 июля 2010 года «CNPC Exploration and Development Company Limited» («CNPC E&D») и Компания заключили отдельное Соглашение о принципах («СОП»). Согласно СОП, доля Компании в компенсации для Лукойл выплачивалась ПКИ после того, как заём был гарантирован в этих целях. В то же самое время CNPC E&D осуществил взнос в уставный капитал ПКИ в сумме 441,6 миллионов долларов США, который равен основной сумме займа, полученного ПКИ, включая затраты на финансирование. Для компании не возникает никакого ущерба или каких-либо обязательств с выплатой этой компенсации или любого связанного с ней обязательства, сохранив свою 33%-ую долю в ПКИ. Таким образом, в 2010 году Компания признала конечный доход в размере 145,7 миллионов долларов США (21 471 195 тысяч тенге) как прочий доход.

11. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	2011	2010
Материалы	8 834 069	8 881 241
Сырая нефть	13 817 352	9 898 695
	22 651 421	18 779 936

На 31 декабря 2011 года 414 180 тонн сырой нефти Компании находилось в резервуарах и транзите (в 2010 году: 347 685 тонн).

12. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

	Выпущенные акции	
	Количество акций	Тыс. тенге
На 1 января 2010 года	72 559 851	238 546 914
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	5 927	66 258
Увеличение собственных выкупленных акций в результате выкупа	(1 346 213)	(24 531 975)
На 31 декабря 2010 года	71 219 565	214 081 197
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	12 302	133 321
Увеличение собственных выкупленных акций в результате выкупа	(938 479)	(15 762 657)
На 31 декабря 2011 года	70 293 388	198 451 861

12.1 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

Объявленные к выпуску акции

Общее количество объявленных к выпуску акций составляет 74 357 042 (в 2010 году: 74 357 042). По состоянию на 31 декабря 2011 года 43 087 006 объявленных к выпуску акций (в 2010 году: 43 087 006) принадлежат Материнской компании. 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 учёта Республики Казахстан, или если выплата дивидендов приведёт к отрицательному капиталу в нормативной финансовой отчетности. Суммарные дивиденды на акцию, признанные как выплаты акционерам за период, составили 800 тенге за акцию (в 2010 году: 704 тенге за акцию),

как по обыкновенным, так и по привилегированным акциям на дату фиксации реестра 16 мая 2011 года.

12.2 ОПЦИОННАЯ ПРОГРАММА ДЛЯ СОТРУДНИКОВ

Расход, признанный по опционной программе для сотрудников Компании, связанный с услугами, предоставленными работниками в течение года, составляет 407 779 тысяч тенге (в 2010 году: 309 987 тысяч 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 3 лет, и может быть исполнен в течении пяти лет с даты предоставления права.

В соответствии планом 2 опционной программы («ЕОР 2»), опционы на акции предоставляются 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 состоя-

нию на 1 июля 2007 года или после этой даты, наделяют правом на третью годовщину даты предоставления и подлежат исполнению в срок до пятой годовщины с даты предоставления права.

Изменения в течение года

Следующая таблица показывает количество ГДР и средневзвешенные цены исполнения в долларах США на ГДР («WAEP») и изменения в опционах на акции в течение года:

	2011		2010	
	Количество	WAEP	Количество	WAEP
В обращении на 1 января	2 246 195	18,15	1 384 542	17,41
Выдано в течение года	7 845	21,50	1 028 436	19,27
Исполнено в течение года	(73 810)	14,19	(35 561)	15,71
Истечение срока действия в течение года	(61 246)	19,44	(131 222)	19,11
В обращении на 31 декабря	2 118 984	18,26	2 246 195	18,15
Может быть исполнено на 31 декабря	1 051 017	17,11	543 641	21,83

Оставшийся контрактный средневзвешенный срок, по опционам на акции, на 31 декабря 2011 года составляет 5,35 лет (в 2010 году: 6,24 года). Диапазон цены исполнения по опционам в обращении на 31 декабря 2011 года составлял 13,00 – 26,47 долларов США за ГДР (в 2010 году: 13,00 – 26,47 долларов США). ЕОР 1 и ЕОР 2 являются планами на основе долевых инструментов по справедливой стоимости, которая оценивается на дату предоставления.

12.3 ТРЕБОВАНИЯ КАЗАХСТАНСКОЙ ФОНДОВОЙ БИРЖИ

11 октября 2010 года Казахстанская Фондовая Биржа («КФБ») утвердила новые листинговые требования, согласно которым Компания должна раскрывать общую сумму капитала за минусом прочих нематериальных активов (Примечание 7), деленную на общее количество акций в обращении на конец года. На 31 декабря 2011 года данный показатель на одну акцию составляет 18 437 тенге (на 31 декабря 2010 года: 16 249 тенге).

13. ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

	2011	2010
Средневзвешенное количество всех акций в обращении	70 803 127	72 561 873
Прибыль за год	208 930 886	234 501 890
Базовая и разводненная прибыль на акцию	2,95	3,23

Приведённое выше раскрытие включает как обыкновенные, так и привилегированные акции, так как владельцы привилегированных акций имеют равные права участия в распре-

делении дохода на акцию, как и владельцы обыкновенных акций, что ведет к идентичному доходу на акцию для обоих классов акций.

14. ЗАЙМЫ

	2011	2010
Займы с фиксированной процентной ставкой	8 172 056	8 146 065
Средневзвешенная эффективная процентная ставка	7,19%	7,42%
Займы с плавающей процентной ставкой	79 793 069	114 334 798
Средневзвешенные эффективные процентные ставки	3,88%	4,74%
Итого займов	87 965 125	122 480 863
Долгосрочная часть	33 033 898	62 286 045
Текущая часть	54 931 227	60 194 818

Займы Компании выражены в долларах США. Займы с фиксированной ставкой (в 2011 году: 6 574 952 тысячи тенге, в 2010 году: 6 795 238 тысяч тенге) в основном относятся к обязательству по возмещению исторических затрат, понесённых Правительством до того, как Компания приобрела лицензии, срок выплаты которых истекает в 2023 году. Компания дисконтировала данное обязательство по ставке 7,93% и учитывает эти займы по амортизированной стоимости.

Займы Компании с плавающей ставкой вознаграждения относятся к нотам КМГ ПКИ Финанс, которые были выпущены в 2006 году, в связи с приобретением 33%-ой доли участия в ПКИ (Примечание 10). 5 июля 2006 года КМГ ПКИ Финанс выпустило ноты с плавающей ставкой вознаграждения на сумму 1 374 500 тысяч долларов США. На 31 декабря 2011 года непогашенная сумма по нотам и начисленное вознаграждение составляют 527 902 тысячи долларов США и 9 787 тысяч долларов США, соответственно (78 340 630 тысяч тенге и 1 452 439 тысяч тенге соответственно) (в 2010 году: 760 034 тысячи долларов США и 15 643 тысячи долларов США соответственно или 112 029 012 тысяч тенге и 2 305 786 тысяч тенге, соответственно). В отношении Компании или её активов регрессное требование отсутствует, за исключением:

- i. акций, заложенных по всем правам, льготам и правовому титулу КМГ ПКИ Финанс в 33%-ой доле участия в ПКИ;
- ii. 80% от любых дивидендов или выплат осуществлённых ПКИ ограничены с целью дальнейшего погашения суммы основного долга и начисленного вознаграждения по нотам.

Вознаграждение по нотам начисляется по ставке двенадцатимесячный Либор плюс маржа в размере 2,9073%. Ноты погашаются по 1/7 от суммы основного долга и начисленного вознаграждения в первый понедельник июля каждого года в размере, не превышающим денежные средства, находящиеся в ограничении. Так как этот заём является безоборотным, любые непогашенные годовые суммы основного долга и вознаграждения по нотам будут считаться подлежащими уплате на следующую дату платежа и вознаграждение будет начисляться по ставке, применимой для соответствующего периода начисления. Если КМГ ПКИ Финанс не сможет погасить общую сумму отсроченной суммы основного долга и вознаграждения, непогашенных на дату истечения первоначального периода в июле 2013 года, КМГ ПКИ Финанс может просить погашения имеющейся суммы задолженности на каждый восьмой, девятый и десятый годы после даты выпуска. Будет ли КМГ ПКИ Финанс разрешено погасить непогашенную сумму на восьмой, девятый и десятый годы после даты выпуска будет оставлено на усмотрение доверительного собственника. На 31 декабря 2011 года отсроченная сумма основного долга составляла 145 497 тысяч долларов США (21 591 795 тысяч тенге) (в 2010 году: 183 558 тысяч долларов США или 27 056 450 тысяч тенге).

15. РЕЗЕРВЫ

	Экологическое обязательство	Налоги	Обязательство по выбытию активов	Прочее	Итого
На 1 января 2010 года	22 008 857	21 010 732	14 729 028	4 667 905	62 416 522
Дополнительные резервы	–	2 795 918	223 432	998 919	4 018 269
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(4 835 885)	–	–	(4 835 885)
Амортизация дисконта	–	–	1 168 011	–	1 168 011
Изменения в оценках	–	–	(542 100)	–	(542 100)
Использовано в течение года	(2 207 597)	(7 285 707)	(956 735)	(287 899)	(10 737 938)
На 31 декабря 2010 года	19 801 260	11 685 058	14 621 636	5 378 925	51 486 879
Текущая часть	3 170 070	11 685 058	695 421	311 083	15 861 632
Долгосрочная часть	16 631 190	–	13 926 215	5 067 842	35 625 247
Дополнительные резервы	–	6 283 236	304 901	1 277 383	7 865 520
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(3 839 064)	(8 953)	–	(3 848 017)
Амортизация дисконта	–	–	1 157 826	–	1 157 826
Изменения в оценках	–	–	373 922	–	373 922
Использовано в течение года	(1 273 169)	(2 002 264)	(602 200)	(407 198)	(4 284 831)
На 31 декабря 2011 года	18 528 091	12 126 966	15 847 132	6 249 110	52 751 299
Текущая часть	1 431 792	12 126 966	748 183	598 787	14 905 728
Долгосрочная часть	17 096 299	–	15 098 949	5 650 323	37 845 571

16. ДОХОДЫ

	2011	2010
Экспорт:		
Сырая нефть	655 594 910	556 566 299
Внутренний рынок (Примечание 25):		
Сырая нефть	49 555 367	34 603 268
Продукты переработки газа	7 339 174	6 452 132
Продукты переработки	3 326 949	6 104 431
Прочие продажи и услуги	5 377 769	5 516 268
	721 194 169	609 242 398

17. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ

	2011	2010
Вознаграждения работникам	59 769 131	54 129 594
Услуги по ремонту и обслуживанию	29 972 825	28 119 436
Материалы и запасы	13 571 313	11 829 948
Электроэнергия	10 546 572	10 962 880
Транспортные расходы	2 894 028	1 625 868
Расходы по переработке	1 040 996	1 250 805
Изменение остатков нефти	(3 918 657)	(1 538 597)
Прочее	3 588 818	4 367 590
	117 465 026	110 747 524

18. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

	2011	2010
Транспортные расходы	49 577 574	56 168 909
Вознаграждения работникам	13 768 236	12 112 201
Штрафы и пени	12 737 805	2 805 102
Управленческий гонорар и комиссии по продажам	8 751 610	8 281 574
Социальные проекты	6 434 359	4 137 051
Консультационные и аудиторские услуги	1 668 823	3 030 945
Услуги по ремонту и обслуживанию	840 290	738 136
Прочее	6 394 588	5 002 614
	100 173 285	92 276 532

Штрафы и пени включают 6 608 072 тысячи тенге (штраф в размере 5 356 704 тысячи тенге и пеня в размере 1 251 368 тысяч тенге), отнесенные на расходы в 2011 году на основании решения Верховного Суда, вынесенного

в пользу налогового органа, по обжалованию результатов комплексной налоговой проверки за 2004-2005 годы и 2 314 714 тысяч тенге пени за неоплаченные экспортные таможенные пошлины.

19. НАЛОГИ, КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

	2011	2010
Рентный налог	149 771 267	97 484 646
Налог на добычу полезных ископаемых	78 680 221	70 932 591
Экспортная таможенная пошлина	46 979 482	6 477 735
Налог на имущество	3 453 888	2 990 971
Прочие налоги	5 142 993	1 824 056
	284 027 851	179 709 999

20. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ / РАСХОДЫ

20.1 ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД

	2011	2010
Процентный доход по долговым инструментам НК КМГ (Примечания 22)	14 063 817	7 061 243
Процентный доход по вкладам в банках	10 575 242	27 613 518
Процентный доход по дебиторской задолженности от совместно-контролируемого предприятия	3 718 804	3 101 386
Процентный доход по финансовым активам, удерживаемым до погашения	475 240	239 628
Прочее	10 384	24 010
	28 843 487	38 039 785

20.2 РАСХОДЫ НА ФИНАНСИРОВАНИЕ

	2011	2010
Расходы по вознаграждению	5 863 238	6 192 140
Амортизация дисконта на обязательство по выбытию активов	1 157 826	1 168 012
Обесценение финансовых активов, удерживаемых до погашения	-	16 449
Прочее	201 447	118 954
	7 222 511	7 495 555

21. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

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

	2011	2010
Корпоративный подоходный налог	50 059 294	45 298 691
Налог на сверхприбыль	15 744 892	10 276 747
Текущий подоходный налог	65 804 186	55 575 438
Корпоративный подоходный налог	(1 938 124)	1 683 946
Налог на сверхприбыль	(204 840)	185 879
Отсроченный подоходный налог	(2 142 964)	1 869 825
Расходы по подоходному налогу	63 661 222	57 445 263

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

	2011	2010
Прибыль до налогообложения	272 592 108	291 947 153
Подоходный налог	63 661 222	57 445 263
Эффективная ставка налога	23%	20%
Ставка подоходного налога, установленная законодательством	20	20
Увеличение / (уменьшение) в результате:		
Налогов на сверхприбыль	5	4
Корпоративного подоходного налога за предыдущие годы	2	-
Доли в результатах ассоциированных компаний и совместных предприятий	(6)	(4)
Дохода, не облагаемого налогом	(1)	(2)
Изменения в резерве	1	-
Расходов, не относимых на вычеты	2	2
Эффективная ставка налога	23	20

В 2011 году Компания пересдала налоговые декларации по корпоративному подоходному налогу за 2006-2010 годы, в связи с пересмотром налоговых вычетов по некоторым затратам, возникших в результате налоговой проверки за 2004-2005 годы и изменения в

расчете налога на добычу полезных ископаемых.

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

	Основные средства и нематериальные активы	Резервы	Налоги	Прочее	Итого
На 1 января 2010 года	4 128 870	(1 122 271)	(8 831 736)	(4 440 400)	(10 265 537)
Отсроченные налоги, полученные при объединении бизнеса	1 816 597	-	-	-	1 816 597
Признано в составе прибылей и убытков	4 878 318	(346 980)	(2 914 487)	252 974	1 869 825
На 31 декабря 2010 года	10 823 785	(1 469 251)	(11 746 223)	(4 187 426)	(6 579 115)
Отсроченные налоги, полученные при объединении бизнеса	1 321 112	-	-	-	1 321 112
Признано в составе прибылей и убытков	(843 719)	(175 314)	(929 596)	(194 335)	(2 142 964)
На 31 декабря 2011 года	11 301 178	(1 644 565)	(12 675 819)	(4 381 761)	(7 400 967)

22. 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». «Народный Банк Казахстана» является связанной стороной, так как банк контролируется председателем Правления ФНБ «Самрук-Казына». «БТА Банк» является связанной стороной, так как контролируется

ФНБ «Самрук-Казына», и «Казкоммерцбанк» является связанной стороной, так как ФНБ «Самрук-Казына» владеет 21,2% простых акций банка.

Продажи и приобретения со связанными сторонами за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 годов и сальдо по сделкам со связанными сторонами на 31 декабря 2011 и 2010 годов, представлены следующим образом:

	2011	2010
Продажи товаров и услуг (Примечание 16)		
Организации под общим контролем	711 887 986	594 059 556
Совместные предприятия	415 265	328 627
Ассоциированные компании	47 853	34 332
Прочие организации под контролем государства	7 171	986 698
Аффилированные компании Народного Банка Казахстана	–	23 955
Приобретения товаров и услуг (Примечания 17 и 18)		
Организации под общим контролем	22 852 393	25 597 155
Прочие организации под контролем государства	11 916 272	12 434 270
Материнская компания	8 319 757	7 775 474
Аффилированные компании Народного Банка Казахстана	1 189 552	1 190 601
Ассоциированные компании	981 775	995 559
Приобретение лицензий на разведку от Материнской компании (Примечание 7)	5 744 884	–
Проценты, начисленные по финансовым активам		
Проценты, начисленные по Долговому инструменту	14 063 817	7 061 243
Эффективная процентная ставка по инвестициям в Долговые инструменты НК КМГ – индексированная к долларам США/тенге	6,97%	6,87%
Народный Банк Казахстана	4 598 288	12 854 310
Средняя ставка вознаграждения по вкладам	2,69%	7,31%
Казкоммерцбанк	1 415 048	9 489 680
Средняя ставка вознаграждения по вкладам	6,65%	8,54%
БТА Банк	–	112 906
Средняя ставка вознаграждения по вкладам	–	12,00%
Заработная плата и прочие краткосрочные выплаты		
Члены Совета Директоров	132 710	115 197
Члены Правления	295 328	325 066
Выплаты на основе долевых инструментов		
Члены Совета Директоров	575	5 248
Члены Правления	36 492	33 917

	31 декабря 2011 года	31 декабря 2010 года
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 8)		
Народный Банк Казахстана	37 008 965	13 141 643
Казкоммерцбанк	924 619	997 391
БТА Банк	14 822	10 381
Финансовые активы (Примечание 8)		
Народный Банк Казахстана	37 115 401	99 583 042
Казкоммерцбанк	–	37 873 202
Инвестиции в Долговые инструменты НК КМГ – индексированный к долларам США/тенге	188 029 239	220 967 915
Торговая и прочая дебиторская задолженность (Примечания 8 и 9)		
Организации под общим контролем	85 156 438	66 981 677
Совместные предприятия	28 107 335	20 432 051
Прочие организации под контролем государства	754 730	606 068
Аффилированные компании Народного Банка Казахстана	37 982	98 300
Ассоциированные компании	–	7 540
Торговая кредиторская задолженность		
Материнская компания	776 511	2 591 825
Ассоциированные компании	722 508	631 987
Организации под общим контролем	455 959	543 559
Прочие организации под контролем государства	244 000	282 844
Аффилированные компании Народного Банка Казахстана	–	48 609

Продажи и дебиторская задолженность

Продажи связанным сторонам представляют собой в основном экспортные и внутренние продажи сырой нефти и нефтепродуктов предприятиям группы НК КМГ. Экспортные продажи связанным сторонам составили 5 758 008 тонн сырой нефти в 2011 году (в 2010 году: 6 860 318 тонн). Цены реализации сырой нефти определяются со ссылкой на котировки «Platt's», скорректированные на стоимость фрахта, страхования и скидок на разницу в качестве. Средняя цена за тонну по таким продажам на экспорт составляла приблизительно 117 830 тенге в 2011 году (в 2010 году: 83 890 тенге). Кроме того, Компания поставляет нефтегазовые продукты на внутренний рынок в соответствии с постановлением Правительства Казахстана, являющимся конечным контролирующим акционером Материнской компании. Такие поставки на внутренний рынок составили 1 812 156 тонн от добытой сырой нефти в 2011 году (в 2010 году: 1 604 458 тонн). Цены реализации на внутреннем рынке определяются соглашением с Материнской компанией. В 2011 году

за поставленную на внутренний рынок нефть Компания получала в среднем 27 310 тенге за тонну сырой нефти (в 2010 году: 21 531 тенге за тонну). 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 8 319 757 тысяч тенге в 2011 году (в 2010 году: 7 775 474 тысячи тенге). Агентское вознаграждение за продажи сырой нефти в 2011 году составило 431 853 тысячи тенге (в 2010 году: 506 100 тысячи тенге). Услуги по транспортировке 5 475 921 тонны сырой нефти в 2011 году (в 2010 году: 6 128 082 тонн) были куплены у компаний группы НК КМГ за 17 161 157 тысяч тенге в 2011 году (в 2010 году: 20 656 793 тысячи тенге). Остальные услуги, приобретенные у компаний группы НК КМГ, включают, в основном, платежи за демерредж, комиссионные по реализации и оплату электричества.

Выплаты на основе долевых инструментов членам Правления

Выплаты на основе долевых инструментов членам Правления представляют собой амортизацию выплат на основе долевых инструментов в течение срока наделения пра-

вами. Дополнительно в течение 2011 года Компания предоставила 7 845 опционов (в 2010 году: 122 434 опциона) по средней цене исполнения в размере 21,5 долларов США или 3 158 тенге (в 2010 году: 19,84 долларов США или 2 929 тенге).

23. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Компания имеет различные финансовые обязательства, такие как кредиты, займы, торговая и прочая кредиторская задолженность. Компания имеет различные финансовые активы, такие как 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 процентных ставок

Подверженность Компании риску изменения рыночной процентной ставки относится к плавающей ставке нот КМГ ПКИ Финанс (Примечание 14). В случае увеличения процент-

ных ставок, любые дополнительные расходы, понесенные по нотам КМГ ПКИ Финанс, вероятно будут значительно меньше, чем дополнительные процентные доходы, полученные Компанией по депозитам с более высокими фиксированными процентными ставками.

Валютный риск

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

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

	Увеличение/ уменьшение курса тенге к курсу доллара США	Влияние на прибыль до налогообложения
2011		
Доллар США	+ 10,00%	53 299 055
Доллар США	- 10,00%	(53 299 055)
2010		
Доллар США	+ 10,00%	75 147 053
Доллар США	- 15,00%	(112 720 579)

Кредитный риск

Компания подвержена кредитному риску в связи с ее дебиторской задолженностью. Большую часть продаж Компания осуществляет аффилированному предприятию Материнской Компании, и Компания имеет в отношении него существенную концентрацию риска по дебиторской задолженности (Примечания 8, 22). 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 об-

лигации Национального Банка. Кроме того, Компания приобрела долговой инструмент, выпущенный Материнской компанией (Примечание 8).

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, возникший от дефолта финансовых учреждений равен балансовой стоимости этих финансовых активов.

В следующей таблице показаны сальдо финансовых активов в банках и долгового инструмента НК КМГ на отчетную дату с использованием кредитных рейтингов «Standard and Poor's», если не указано иное.

Банки	Рейтинг ¹				
	Местонахождение	2011	2010	2011	2010
Инвестиции в Долговые инструменты НК КМГ	Казахстан	BBB- (стабильный)	BBB- (стабильный)	188 029 240	220 967 915
Национальный Банк Республики Казахстан	Казахстан	BBB+ (стабильный)	BBB (стабильный)	109 541 770	54 916 073
HSBC Plc	Великобритания	AA- (стабильный)	AA (стабильный)	80 799 317	35 552 010
Народный Банк	Казахстан	BB (стабильный)	B+ (стабильный)	74 124 366	112 724 686
АТФ Банк (Moody's)	Казахстан	Ba3 (отрицательный)	Ba2 (стабильный)	62 416 610	86 746 032
Citi Bank N.A.	Великобритания	A (отрицательный)	Недоступно	50 657 722	57 663 965
BNP Paribas	Франция	AA- (отрицательный)	AA (отрицательный)	42 420 791	-
HSBC Ltd.	Гонконг	AA- (стабильный)	AA (стабильный)	31 147 066	27 639 860
Citi Bank Kazakhstan	Казахстан	Недоступно	Недоступно	19 534 060	17 841 845
Deutsche Bank	Германия	A+ (отрицательный)	A+ (стабильный)	19 523 873	8 816 125
RBS Казахстан	Казахстан	A (стабильный)	A (стабильный)	18 027 752	21 412 244
HSBC Казахстан	Казахстан	BBB (стабильный)	Не доступно	7 324 413	7 192 545
Royal Bank of Scotland NV	Нидерланды	A (стабильный)	A+ (стабильный)	6 206 774	-
Credit Suisse	Британские Виргинские острова	A+ (отрицательный)	A+ (стабильный)	5 749 515	4 971 970
Казкоммерцбанк	Казахстан	B+ (стабильный)	B (отрицательный)	924 619	38 870 593
ING Bank	Нидерланды	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	484 100	668 737
Банк Центр Кредит (Moody's)	Казахстан	B1 (отрицательный)	Ba3 (отрицательный)	18 856	1 840 538
Прочие				273 392	160 405
				717 204 236	697 985 543

¹ Источник: Интерфакс – Казахстан, Factiva, официальные сайты банков по состоянию на 31 декабря соответствующего года.

Риск ликвидности

Компания контролирует риск ликвидности, используя инструмент планирования текущей 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 2011 года на основании договорных недисконтированных платежей:

	По востребованию	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1 год-5 лет	Более 5 лет	Итого
Год, закончившийся 31 декабря 2011 года						
Займы	-	587 955	54 343 272	33 706 403	3 111 950	91 749 580
Торговая и прочая кредиторская задолженность	48 680 153	-	-	-	-	48 680 153
	48 680 153	587 955	54 343 272	33 706 403	3 111 950	140 429 733
Год, закончившийся 31 декабря 2010 года						
Займы	-	253 358	60 419 794	63 362 092	3 348 200	127 383 444
Торговая и прочая кредиторская задолженность	47 304 799	-	-	-	-	47 304 799
	47 304 799	253 358	60 419 794	63 362 092	3 348 200	174 688 243

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 адекватного уровня капитала для ведения деятельности Компании и максимизации прибыли акционеров.

На 31 декабря 2011 года у Компании было устойчивое финансовое положение и структура капитала. В дальнейшем, Компания намерена поддерживать структуру капитала, что дает ей гибкость и позволяет использовать возможности роста по мере их возникновения.

Компания управляет структурой капитала и изменяет ее в соответствии с изменениями экономических условий. С целью сохранения и изменения структуры капитала Компания может регулировать размер выплат дивидендов, возвращать капитал акционерам и выпускать новые акции. За годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 годов, не было внесено изменений в цели, политику и процедуры управления капиталом.

24. ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Ниже представлено сравнение балансовой и справедливой стоимости всех финансовых инструментов Компании по категориям:

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	2011	2010	2011	2010
Текущие финансовые активы				
Денежные средства и их эквиваленты	206 511 923	98 519 680	206 511 923	98 519 680
Срочные вклады в долларах США	169 806 482	264 841 437	169 806 482	264 841 437
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	109 541 770	54 916 073	109 541 770	54 916 073
Срочные вклады в тенге	36 115 639	57 786 248	36 115 639	57 786 248
Вклады, удерживаемые до погашения, в британских фунтах стерлингов	6 206 774	–	6 206 774	–
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	1 361 055	1 203 834	1 361 055	1 203 834
Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ	218 773	256 928	218 773	256 928
Прочие финансовые активы	270	270	270	270
Долгосрочные финансовые активы				
Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ	187 810 467	220 710 987	187 810 467	220 710 987
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	18 138 239	19 153 089	18 138 239	19 153 089
Срочные вклады в тенге	989 064	953 920	989 064	953 920
Прочие финансовые активы	3 074	160 911	3 074	160 911
Финансовые обязательства				
Займы с плавающей процентной ставкой	79 793 069	114 334 798	79 793 069	114 334 798
Займы с фиксированной процентной ставкой	8 172 056	8 146 065	8 172 056	8 146 065

Справедливая стоимость заёмных средств была рассчитана посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по существующим процентным ставкам. Займы Компании основаны на рыночных ставках вознаграждения, специфичных для таких ин-

струментов и, соответственно, они отражены по справедливой стоимости. Справедливая стоимость финансовых активов была рассчитана с использованием рыночных процентных ставок.

25. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Политические и экономические условия

В Казахстане продолжают развиваться 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. 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 1 951 356 тонн нефти (в 2010 году: 1 811 481 тонну) на внутренний рынок, а совместное предприятие Казгермунай поставило 221 915 тонн сырой нефти (в 2010 году: 784 000 тонн) на внутренний рынок.

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 2011 года.

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

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 15, руководство считает, что не существует вероятных экологических обязательств, которые могут существенно и негативно повлиять на финансовое положение Компании, отчет о совокупном доходе или отчет о движении денежных средств.

Лицензии на нефтяные месторождения

Компания является объектом периодических проверок со стороны государственных органов касательно выполнения требований лицензий и соответствующих контрактов на недропользование. Руководство сотрудничает с государственными органами по согласованию исправительных мер, необходимых для разрешения вопросов, выявленных в ходе

таких проверок. Невыполнение положений, содержащихся в лицензии, может привести к штрафам, пени, ограничению, приостановлению или отзыву лицензии. Руководство Компании считает, что любые вопросы, касающиеся несоблюдения условий контрактов или лицензий, будут разрешены посредством переговоров или исправительных мер и не окажут существенного влияния на финансовое положение Компании, отчет о совокупном доходе или отчет о движении денежных средств.

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

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

Месторождение	Контракт	Дата истечения срока действия
Узень (8 месторождений)	№ 40	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
2012	107 332 411	4 683 719
2013	4 756 876	4 160 322
2014	4 534 276	4 145 712
2015	43 036	3 163 375
2016-2024	–	15 720 654
	116 666 599	31 873 782

Обязательства по поставке сырой нефти

У Компании есть обязательства по поставке нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок в соответствии с директивами Правительства (Примечание 22).

Обязательства Казгермунай

По состоянию на 31 декабря 2011 года доля Компании в договорных обязательствах Казгермунай представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2012	3 445 564	2 991 304

Обязательства UGL

В соответствии с лицензией UGL на разведку, участники договора купли-продажи акций согласовали обязательства по капитальным

расходам с тем, чтобы выполнить минимальную рабочую программу. На 31 декабря 2011 года доля Компании в обязательствах по капитальным расходам UGL представлены следующим образом:

Год	Капитальные расходы
2012	4 152 842
2013	289 380
	4 442 222

26. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ

Приобретение простых акций на КФБ и Глобальных депозитарных расписок («ГДР») на Лондонской бирже

В рамках программы обратного выкупа собственных акций и ГДР, между 1 января 2012 года и 13 февраля 2012, Компания приобрела 789 795 ГДР и 697 простых акций на общую стоимость 1 809 744 тысячи тенге. По состоянию на 13 февраля 2012 года Компания в рамках данной программы обратного выкупа собственных акций и ГДР приобрела 2 035 302 и 4 528 ГДР и простых акций соответственно, на общую стоимость 4 749 647 тысяч тенге.

Данная консолидированная финансовая отчётность подписана от имени Компании следующими лицами, состоящими в должностях, указанных по состоянию на 13 февраля 2012 года:

Генеральный директор
Айдарбаев А.С.

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

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ

ГОДОВОЕ ОБЩЕЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ

Годовое общее собрание акционеров состоится в 10:30 29 мая 2012 года, по адресу: Республика Казахстан, г. Астана, ул. Кунаева 7, Риксос Президент Отель Астана, зал «Орда».

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 «Фондовый Центр»
79 «А», ул. Желтоксан,
г. Алматы, 050091, Республика Казахстан
Тел.: +7 (727) 250-89-61, 250-89-60
Факс: +7 (727) 250-16-96

Держатели

Глобальных Депозитарных Расписок (ГДР):

The Bank of New York Mellon
Shareholder Services, PO Box 358516,
Pittsburgh PA 15252-8516,
United States of America
Тел.: +1 888 269 23 77
(бесплатный звонок для США)
Тел.: +1 201 680 68 25 (вне США)
E-mail: shrrelations@bnymellon.com
www.adrbnymellon.com

ВЕБ-САЙТ

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

КОНТАКТНЫЕ ДАННЫЕ

**Зарегистрированный офис Компании
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»**
ул. Кабанбая Батыра, 17,
г. Астана, 010000, Республика Казахстан
Тел.: +7 (7172) 97-74-27
Факс: +7 (7172) 97-74-26

**Связь с общественностью
(для запросов СМИ)**
Тел.: +7 (7172) 97-79-27
Факс: +7 (7172) 97-79-24
E-mail: pr@kmgep.kz

**Корпоративный секретарь
(запросы акционеров)**
Тел.: +7 (7172) 97-54-13
Факс: +7 (7172) 97-76-33
E-mail: a.kasenov@kmgep.kz

**Связь с инвесторами
(запросы институциональных инвесторов)**
Тел.: +7 (7172) 97-54-33
Факс: +7 (7172) 97-54-45
E-mail: ir@kmgep.kz

**Аудиторы
ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан»**
ул. Фурманова, 240/G,
г. Алматы, 050059, Республика Казахстан
Тел.: +7 (727) 258-59-60
Факс: +7 (727) 258-59-61

**Регистратор
АО «Фондовый Центр»**
ул. Желтоксан, 79 «А»,
г. Алматы, 050091, Республика Казахстан
Тел.: +7 (727) 250-89-61, 250-89-60
Факс: +7 (727) 250-16-96

**Банк – депозитарий
(для держателей ГДР)**
The Bank of New York Mellon
Shareholder Services, PO Box 358516,
Pittsburgh PA 15252-8516
United States of America
Тел.: +1 888 269 23 77
Тел.: +1 201 680 68 25 (вне США)
E-mail: shrrelations@bnymellon.com
www.adrbnymellon.com

