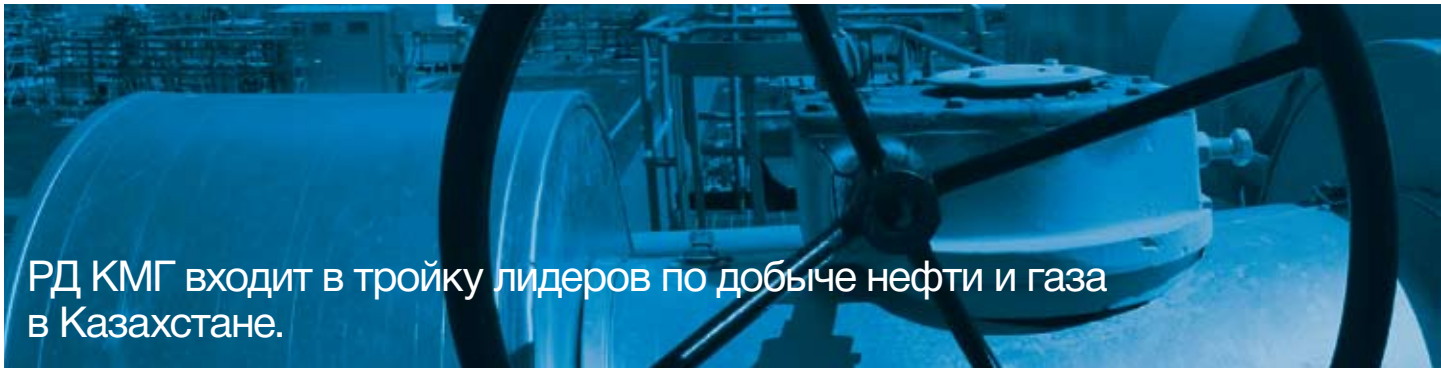
Годовой отчет 2009

Разведка Добыча КазМунайГаз

ҚазМұнайГаз
БАРЛАУ ӨНДІРУ АКЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ

ҚазМұнайГаз
БАРЛАУ ӨНДІРУ АКЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ



РД КМГ входит в тройку лидеров по добыче нефти и газа в Казахстане.

АО “Разведка Добыча “КазМунайГаз” (РД КМГ, Компания) была образована в марте 2004 года путем слияния АО “Озенмунайгаз” (ОМГ) и АО “Эмбамунайгаз” (ЭМГ).

Месторождения ОМГ и ЭМГ содержат более 234 млн. тонн (1,7 млрд. баррелей) запасов нефти по категории 2P. Сегодня в собственном активе РД КМГ, без учета приобретений, сделанных в 2007-2009 гг., имеется 41 месторождение. Общий объем доказанных и вероятных запасов Компании на конец 2009 года, с учетом долей в ТОО СП “Казгермунай”, “CCEL” и “ПетроКазахстан Инк.”, составляет около 2,2 млрд. баррелей.

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

РД КМГ имеет многолетний опыт добычи нефти и обладает обширными знаниями в области геологического строения месторождений в Казахстане.

Содержание

1 Финансовые и операционные показатели
2 Обращение председателя Совета директоров
4 Обращение генерального директора
6 Совет директоров
8 События 2009 года
14 Операционная деятельность
18 Развитие компании
24 Социальная ответственность
32 Охрана труда и окружающей среды
34 Информация по корпоративному управлению
46 Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности
58 Факторы риска
61 Отчёт независимых аудиторов
62 Консолидированная финансовая отчётность
94 Структура собственности
95 Информация для акционеров
96 Справочная информация
97 Для заметок

Финансовые и операционные показатели

Запасы категории 2P[1]
млн. тонн

08		293
09	3%	301

Добыча нефти[2]
млн. тонн в год

08		12,0
09	-4%	11,5

Объем реализации[2]
млн. тонн в год

08		11,5
09	-1%	11,4

Экспорт[2]
млн. тонн в год

08		9,1
09	-2%	9,0

Выручка[3]
млрд. тенге

08		605
09	-20%	485

Чистая прибыль[1]
млрд. тенге

08		241
09	-13%	210

Кап. вложения[3]
млрд. тенге

08		41,9
09	3%	43,3

Чистые денежные средства[4]
млрд. тенге

08		534
09	-6%	505

Дивиденд на акцию
тенге

08		656
09	7%	704[5]

Дивиденд на ГДР[6]
US$

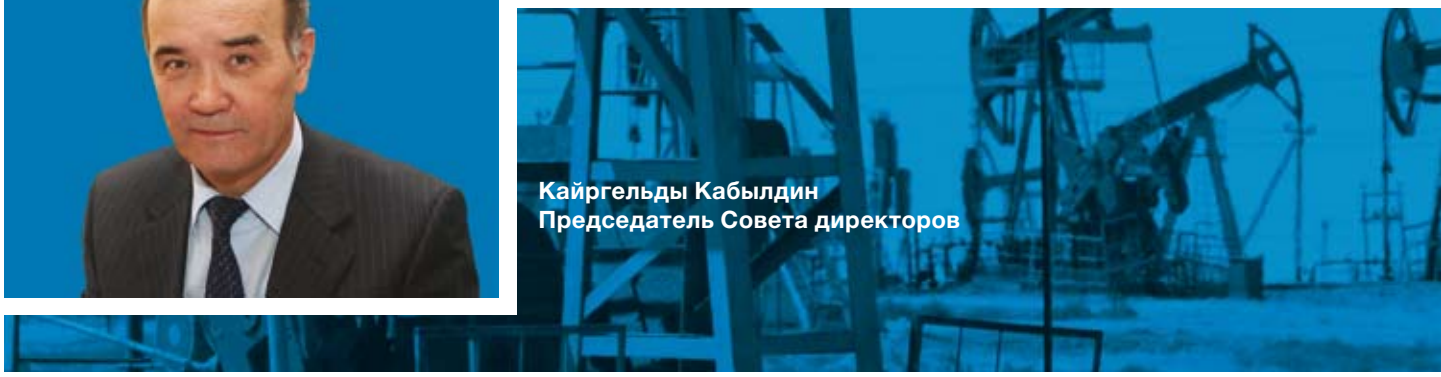
08		0,73
09	7%	0,78

Средние курсы
KZT/USD

08		120,29
09	23%	147,50

1 Включая доли в КГМ, CCEL и ПКИ.
2 Включая доли в КГМ, CCEL.
3 Не включая доли в КГМ, CCEL и ПКИ.
4 Денежные средства, их эквиваленты и прочие финансовые активы за вычетом займов (с учетом денежных средств и долга без права регресса КазМунайГаз ПКИ Финанс Б.В.).
5 Рекомендация Совета директоров от 31.03.2010, подлежит утверждению общим собранием акционеров 25.05.2010 г.
6 Переведено по курсу 150,13 для 2008 г. (обменный курс на 28.05.2009, дату годового общего собрания акционеров, утвердившего дивиденд за 2008 г.) и 150,0 тенге/доллар США для 2009 г. (середина текущего индикативного диапазона, установленного Национальным Банком РК).

Обращение председателя Совета директоров



Кайргельды Кабылдин
Председатель Совета директоров

Я рад отметить, что в 2009 году РД КМГ снова добилась хороших результатов. Несмотря на ухудшение условий на финансовых рынках на фоне глобального экономического спада, в 2009 году РД КМГ получила прибыль в размере 209,7 млрд. тенге (1 422 млн. долларов США), а доход на простую акцию составил 2 871 тенге (3,2 доллара США на одну ГДР).

В июне 2009 года новым генеральным директором РД КМГ был назначен Кенжебек Ибрашев - он будет руководить Компанией на следующем этапе ее роста. Г-н Ибрашев работает в Совете директоров Компании уже в течение нескольких лет и обладает необходимым опытом, а также глубокими знаниями специфики нефтегазового бизнеса Казахстана. Я также хотел бы выразить признательность его предшественнику - Аскару Балжанову за его значительный вклад в развитие РД КМГ.

В соответствии с нашей стратегией в конце 2009 года мы успешно завершили приобретение 33% акций “ПетроКазахстан Инк.”. Эта сделка способствует расширению нашей ресурсной базы и является продолжением реализации стратегии роста. Мы ожидаем, что в 2010 году это приобретение добавит около 17% к консолидированному объему добычи Компании.

Мы рады отметить, что ранее сделанные приобретения - 50% доли в “Казгермунай” и CCEL - также сыграли положительную роль в 2009 году. Мы собираемся продолжить наши усилия по консолидации активов на суше Казахстана и обеспечению участия РД КМГ в международных нефтегазовых проектах в соответствии с общей стратегией группы компаний “КазМунайГаз”. Участие в разработке оффшорных месторождений в Казахстане и за рубежом является еще одним стратегическим направлением развития РД КМГ.

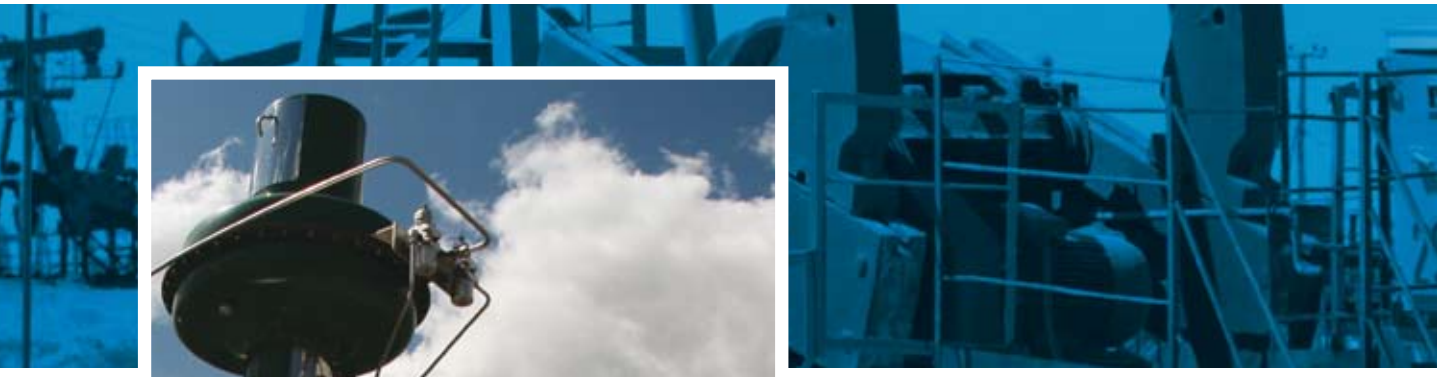
Даже при относительно низких ценах на нефть мы способны финансировать все наши проекты, в том числе, вкладывать значительные средства в геологоразведку, благодаря аккумулированным ранее денежным ресурсам и постоянному притоку наличных средств. В 2010 году Компания планирует освоить около 95 млрд. тенге (633 млн. долларов США) на капитальные затраты, в том числе, для финансирования эксплуатационного и разведочного бурения, а также на осуществление программы, направленной на утилизацию попутного газа.

РД КМГ, как и ранее, нацелена на поддержку уровня добычи на основных месторождениях Узень и Эмба с целью сохранения производительности ключевых активов, в основном, с помощью эффективных современных методов увеличения нефтеотдачи.

Благодаря существенному запасу наличности и ясной стратегии у нас есть реальные возможности для выхода из периода экономических потрясений и неопределенности с минимальными потерями. В реализации стратегии развития, мы сохраняем сбалансированный подход и обеспечиваем приток инвестиций в наши проекты исходя строго из их экономической отдачи и целесообразности на данный момент.

Постоянный интерес к РД КМГ со стороны международного инвестиционного сообщества, показывает, что эффективность Компании признается широким кругом инвесторов. Хорошим подтверждением этому является быстрое восстановление стоимости наших акций в 2009 году после спада, вызванного кризисом на мировых фондовых рынках, и приобретение 11% акций Компании Китайской инвестиционной корпорацией в сентябре 2009 года.

Время от времени нефтяные компании испытывают определенные трудности, связанные с глобальными экономическими процессами, волатильностью цен на нефть, суровыми погодными условиями, трудовыми спорами и вопросами, связанными с государственным регулированием нефтяного и газового сектора в целом. Тем не менее, с каждым годом, мы становимся все сильнее и все увереннее идем к укреплению Компании на благо наших акционеров и Казахстана в целом.

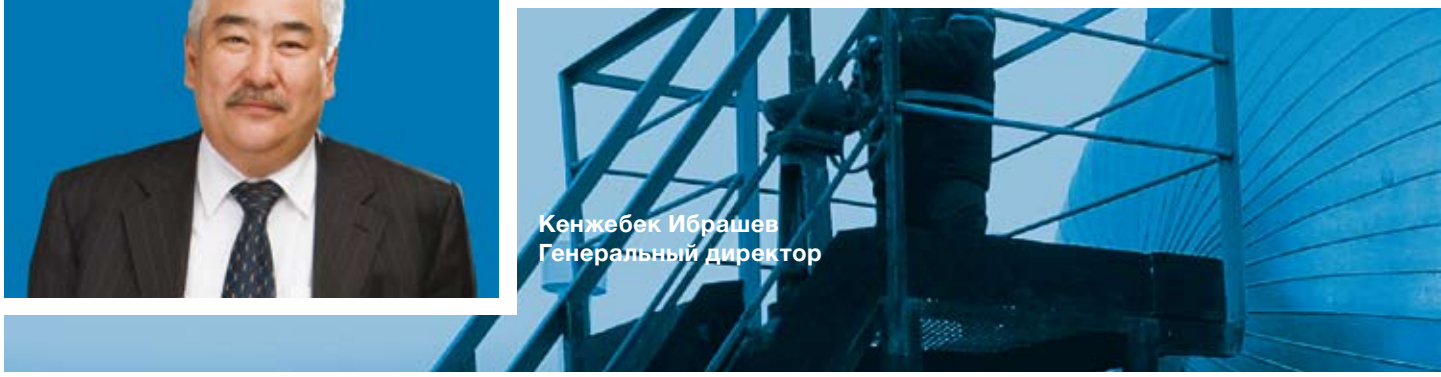


В современном мире имя Компании создают не только производственные показатели, цифры и объемы, но и высокий уровень стандартов корпоративной ответственности. Для нас корпоративное управление и решение социальных вопросов не менее важны, чем выполнение производственных и финансовых задач. Эта позиция основана на четком понимании того, что корпоративная и социальная ответственность необходима для поддержания долгосрочной акционерной стоимости Компании. Отклонения от выполнения обязательств перед работниками и местным населением, несоблюдение норм по охране окружающей среды мы считаем недопустимыми. Мы осознаем, что наши сотрудники являются нашим самым ценным ресурсом. Мы гордимся работой наших высококвалифицированных специалистов и рабочих, и стремимся создать для них достойные условия труда. Компания всегда готова к конструктивному диалогу со своими работниками, со всей серьезностью относится к их проблемам и прилагает все усилия для их решения.

Я хотел бы отметить эффективную работу Совета директоров и независимых директоров РД КМГ и выразить благодарность независимому директору Кристоферу Маккензи, сложившему свои полномочия в 2010 году, за его весомый вклад в общее дело в качестве независимого директора и председателя Комитета по вознаграждениям. Я также хотел бы поблагодарить всех сотрудников РД КМГ за их ежедневный труд, нацеленный на наш совместный успех.

Кайргельды Кабылдин
Председатель Совета директоров

Обращение генерального директора



Кенжебек Ибрашев
Генеральный директор

Я вступил в должность Генерального директора АО “Разведка Добыча “КазМунайГаз” в середине 2009 года, сменив на этом посту Аскара Балжанова, который успешно вывел Компанию на IPO в 2006 году и помог создать прочную основу для будущего роста РД КМГ. Деятельность Компании мне хорошо знакома, так как до назначения я работал вице-президентом по разведке и добыче в Национальной компании “КазМунайГаз” (НК КМГ) и внимательно следил за развитием РД КМГ. С 2007 года я являюсь членом Совета директоров РД КМГ и имею четкое представление о потенциале Компании, о ее будущих проектах и перспективах.

С момента основания, Компания добилась значительных успехов и прочно утвердилась в качестве важного игрока на международном нефтяном рынке. Несмотря на глобальный экономический кризис, Компания по-прежнему обладает всеми необходимыми ресурсами для преодоления связанных с ним проблем, а также сложностей, обусловленных колебаниями цен на нефть и другими внешними и внутренними факторами.

Как вы знаете, 1 января 2009 года вступил в силу новый Налоговый Кодекс Республики Казахстан. Степень его влияния на финансы Компании в значительной мере зависит от конъюнктуры рынка. Однако новая налоговая система достаточно прозрачна и позволяет Компании быть прибыльной при различных ценах на нефть, обеспечивая при этом справедливый уровень налоговых поступлений в государственный бюджет.

В настоящее время на балансе РД КМГ находится значительная сумма - около 4 млрд. долларов США. Наша стратегия предусматривает использование этих средств в основном на долгосрочные проекты, такие как приобретение новых активов, поддержка производства на существующих месторождениях, получение лицензий на разведку и проведение геологоразведочных работ. Мы также будем продолжать использовать преимущества наших тесных взаимоотношений с НК КМГ в соответствии с принятыми ранее соглашениями.

Согласно стратегии развития, в декабре 2009 года Компания добавила в список завершенных приобретений 33% акций в “ПетроКазахстан Инк.”. “ПетроКазахстан” занимается разведкой, разработкой, добычей и продажей углеводородов. Добыча в 2009 году составила 6 294 тыс. тонн (134 тыс. баррелей нефти в день). Это достаточно эффективный актив и мы ожидаем от него хороших результатов в 2010 году.

В рамках процесса консолидации добывающих активов на суше в Казахстане, Компания продолжает работу по приобретению 50% акций “Казахойл Актобе”, 51% в “Казахтуркмунай”, а также 50% доли в компании Мангистаумунайгаз. При этом мы готовы рассматривать возможности приобретения и других привлекательных активов, как в Казахстане, так и за рубежом, для дальнейшего расширения нашей ресурсной базы и повышения стоимости Компании в интересах наших акционеров и нашей страны.

РД КМГ входит в тройку лидеров по производству нефти в Казахстане. В 2009 году мы добыли 11 497 тыс. тонн нефти (232 тыс. баррелей в день), включая долю Компании в СП ТОО “Казгермунай” и CCEL (“Каражанбасмунай”). Это на 3,8% меньше чем в 2008 году, но стоит отметить, что, несмотря на суровые погодные условия и временные перебои в электроснабжении, снижение объемов производства было незначительным по сравнению с запланированным уровнем. Мы стремимся поддерживать оптимальный уровень добычи на существующих активах и продолжаем использовать усовершенствованные и экономически эффективные методы извлечения нефти. В 2010 году мы планируем увеличить капитальные затраты на наших основных активах и расширить свою ресурсную базу в целях поддержки уровня добычи на ключевых месторождениях и общего роста производства. Увеличение объема капитальных затрат представляет собой важный шаг по нормализации деятельности Компании после завершения мирового экономического кризиса. Наши финансовые ресурсы позволяют нам инвестировать в будущее Компании, особенно в разведку, где бюджет увеличен в три раза, и в утилизацию попутного газа.

Один из приоритетов РД КМГ - это приверженность высоким стандартам корпоративного управления, эффективности процедур и отчетности. Ежегодно Компания демонстрирует улучшения в этих сферах. В июле 2009 года международное рейтинговое агентство Standard & Poor’s (S&P) подтвердило РД КМГ корпоративный кредитный рейтинг “BB+” и присвоило Компании рейтинг корпоративного управления

“ГАММА-6”. Этот рейтинг основан на обновленной методологии рейтинга корпоративного управления (РКУ) и является более полной оценкой структуры управления и деловой практики. Агентство оценило сильные стороны корпоративного управления РД КМГ, включая формализованные и прозрачные взаимоотношения с материнской компанией, компетентную систему аудита, эффективное общение с акционерами и деятельность независимых директоров. Еще одним примером растущей международной репутации Компании стало приобретение 11% акций РД КМГ Китайской инвестиционной корпорацией в конце сентября 2009 года.

Внимание к людям и социально-бытовым условиям работников нефтяной промышленности является ключевым аспектом деятельности РД КМГ. Во всех регионах, где мы работаем, мы прилагаем все усилия для улучшения качества жизни местного населения и всех тех, кто вносит вклад в успех Компании. Наши достижения – это результат напряженной работы и высокого профессионализма всех наших сотрудников, и мы стремимся к внедрению социально-ответственных управленческих процессов во всех структурных подразделениях Компании.

Я хотел бы выразить благодарность всем коллегам и партнерам, чей опыт и профессионализм способствует продвижению РД КМГ к достижению своих целей и помогает нам найти своевременные и правильные решения для всех, даже самых сложных задач.

Считаю необходимым выразить особую благодарность Национальной компании “КазМунайГаз” за всеобъемлющую поддержку, а также Совету директоров и независимым директорам, чье руководство и нацеленность на эффективность продолжает повышать долгосрочную акционерную стоимость Компании, обеспечивая ей дальнейшие успехи на годы вперед.

Кенжебек Ибрашев,
Генеральный директор

Совет директоров

Ключевым органом управления Компании является Совет директоров (СД), а исполнительным органом - Правление Компании. Генеральный директор, возглавляющий Правление, является также членом Совета директоров Компании и единственным представителем исполнительного органа Компании в СД.

Кайргельды Кабылдин
Был назначен президентом НК КМГ в августе 2008 года. 24 сентября того же года был избран в Совет директоров РД КМГ и назначен председателем Совета директоров Компании 8 октября 2008 года. Окончил Казахский политехнический институт и имеет более чем 30-летний опыт работы в нефтегазовой отрасли. До назначения в НК КМГ являлся заместителем председателя правления Казахстанского холдинга по управлению госактивами "Самрук". Ранее занимал руководящие позиции в компаниях НК КМГ, ЗАО "НК "Транспорт нефти и газа", ЗАО "КазТрансОйл".

Кенжебек Ибрашев
Генеральный директор РД КМГ с 1 июня 2009 года. Ранее был вице-президентом по разведке и добыче НК КМГ. С 2007 года является членом Совета директоров РД КМГ. Окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. Губкина. Приобрел большой опыт работы в нефтегазовой отрасли, в том числе на руководящих должностях. Начиная с 2003 года, работал директором по развитию бизнеса в Республике Казахстан в Agip Kazakhstan North Caspian Operating NV. Был первым заместителем генерального директора, а затем и генеральным директором АО "Морская нефтяная компания "КазМунайТениз".

Аскар Балжанов
Управляющий директор по разведке и добыче НК КМГ. С 2006 по 2009 год был генеральным директором РД КМГ. Ранее возглавлял АО "Морская нефтяная компания "КазМунайТениз", дочернюю компанию НК КМГ, специализирующуюся на морских нефтегазовых проектах. После окончания Московского института нефтехимической и газовой промышленности приобрел значительный опыт в нефтегазовой сфере, работая на разных должностях в нефтедобывающих предприятиях, в том числе в "Эмбанефть РА", "КазахстанНефтеГаз SE", "КазахстанМунайГаз SE", "КазРос Газ" и НК КМГ.

Толеген Божжанов
Является управляющим директором корпоративного центра НК КМГ. 24 сентября 2008 года был избран членом Совета директоров РД КМГ. Окончил КазГУ им. Аль-Фараби, Казахскую государственную строительную академию и имеет степень бакалавра университета Warwick. Ранее занимал руководящие позиции в таких компаниях, как ОАО "Казкоммерц Секьюритиз", ТОО "Кар-Тел", НК КМГ. До последнего назначения являлся генеральным директором АО "Торговый Дом "КазМунайГаз".

В связи с первичным размещением акций на фондовом рынке в Совет директоров Компании были избраны три независимых директора - Кристофер Маккензи, Пол Мандука и Эдвард Уолш. Остальные четверо членов Совета директоров, включая его председателя Кайргельды Кабылдина, являются представителями АО “Национальная компания “КазМунайГаз”.

Ержан Жангаулов
Является генеральным менеджером по правовому обеспечению НК КМГ. Избран в Совет директоров РД КМГ 12 июня 2006 года. Ранее возглавлял юридическую службу и отдел кадров в Администрации Президента Республики Казахстан, являлся советником вице-президента НК КМГ. По образованию - юрист, окончил Карагандинский государственный институт.

Кристофер Маккензи
Работал в таких компаниях, как JP Morgan, GE Capital и Brunswick Capital в Великобритании, США, Японии и России, где приобрел большой опыт в сфере слияний и поглощений и инвестиционно-банковской деятельности. Является председателем Совета директоров в крупной сервисной нефтяной компании Borets International Ltd. Состоит в составе советов директоров компаний из Великобритании и Саудовской Аравии. Имеет степень магистра Оксфордского университета и MBA университета INSEAD. Избран на должность независимого директора 28 августа 2006 года. Является председателем Комитета по вознаграждениям и членом Комитетов по аудиту и по назначениям.

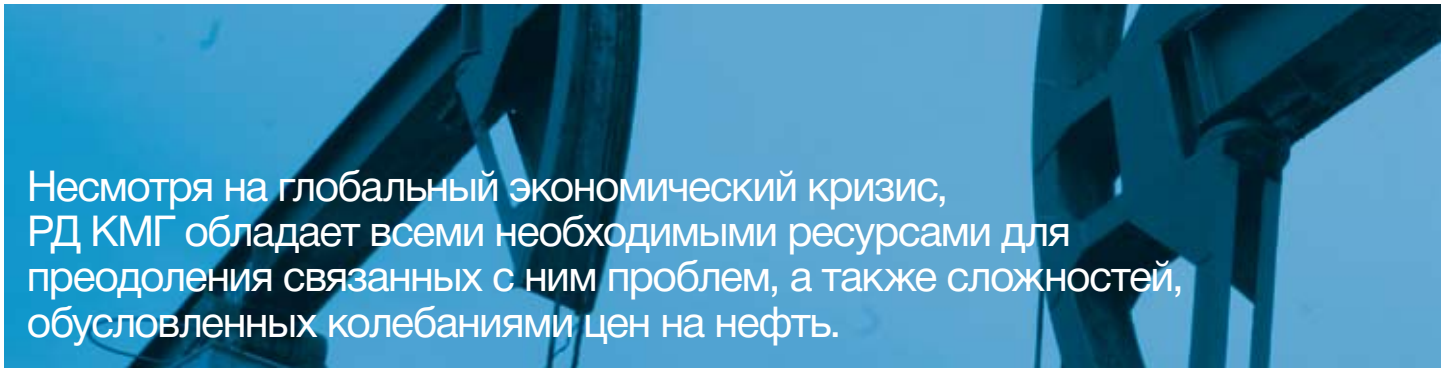
Пол Мандука
Обладает солидным опытом в области управления активами. Г-н Мандука работал генеральным директором в таких компаниях, как Threadneedle Asset Management, Rothschild Asset Management, Deutsche Asset Management в Великобритании и Европе. Последние 10 лет был независимым директором в Совете директоров в различных компаниях и возглавлял комитеты по аудиту, вознаграждениям и назначениям. Имеет степень магистра Оксфордского университета. Избран в качестве независимого директора 28 августа 2006 года. Является председателем Комитета по аудиту, член Комитета по вознаграждениям.

Эдвард Уолш
Имеет более чем тридцатипятилетний опыт работы в нефтегазовой отрасли. Работал на различных должностях в “Бритиш Петролеум” и “Бритиш Газ” и отвечал за деятельность этих компаний по разведке и добыче в Нигерии, Абу-Даби, Центральной и Юго-Восточной Азии. Является доктором наук по химии твердых веществ Дублинского университета. Избран в качестве независимого директора 28 августа 2006 года. Возглавляет Комитет по стратегическому планированию, является членом Комитетов по аудиту, вознаграждениям и назначениям.

События 2009 года

110-летие казахстанской нефти
Покупка 33% акций “ПетроКазахстан Инк.”

События 2009 года



Несмотря на глобальный экономический кризис, РД КМГ обладает всеми необходимыми ресурсами для преодоления связанных с ним проблем, а также сложностей, обусловленных колебаниями цен на нефть.

1 квартал

- Вступил в силу новый Налоговый кодекс Республики Казахстан. Налогообложение всех недропользователей переведено на единую прозрачную систему. Новое налоговое законодательство в целом соответствует экономическим реалиям и способствует развитию Компании.
- Национальный банк РК провел одномоментную девальвацию национальной валюты тенге на 23% по отношению к доллару США. В силу того, что большая часть денежных средств, их эквивалентов и прочих финансовых активов Компании была деноминирована в долларах США, по результатам девальвации был получен значительный доход от курсовой разницы.
- С учетом долей в компаниях "Казгермунай" и CCEL за первый квартал 2009 года РД КМГ добыто 2 743 тыс. тонн нефти (224 тыс. баррелей в день), что на 150 тыс. тонн или на 5% меньше, чем за аналогичный период в 2008 года. Снижение добычи на месторождениях Узеня и Эмбы вызвано сложными погодными условиями в западной части Казахстана.
- Чистая прибыль за первый квартал 2009 года согласно неаудированной промежуточной финансовой отчетности составила 108 млрд. тенге (778 млн. долларов США), включая существенный доход от курсовой разницы. Прибыль на одну акцию – 1 464 тенге (1,8 доллара США на одну ГДР). Операционная прибыль составила 20 млрд. тенге (144 млн. долларов США), снизившись на 79% по сравнению с первым кварталом 2008 года ввиду снижения цен на нефть.

2 квартал

- По решению акционеров, размер дивиденда за 2008 год в расчете на одну акцию (как простую, так и привилегированную) составил 656 тенге (включая налоги, удерживаемые в соответствии с законодательством РК). Общая сумма дивиденда за 2008 год составила около 48 млрд. тенге (319 млн. долларов США). Дивиденды выплаченные в течение 2009 года составили около 46 мрлд. тенге (313 млн. долларов США).
- Генеральным директором Компании назначен Кенжебек Ибрашев. Прежний глава Компании Аскар Балжанов перешел на работу в НК КМГ на должность вице-президента, курирующего разведку и добычу.
- С учетом долей в компаниях ТОО "СП "Казгермунай" и CCEL за первое полугодие 2009 года РД КМГ добыто 5 673 тыс. тонн нефти (230 тыс. баррелей в сутки), что на 225 тыс. тонн или на 4% меньше, чем за аналогичный период 2008 года.
- Чистая прибыль за первое полугодие 2009 года согласно неаудированной промежуточной финансовой отчетности составила 128,8 млрд. тенге (890 млн. долларов США) и прибыль на одну акцию - 1 752 тенге (2,0 доллара США на одну ГДР), включая существенный доход от курсовой разницы в размере 97,9 млрд. тенге (677 млн. долларов США). Операционная прибыль ввиду снижения цен на нефть составила 57 млрд. тенге (394 млн. долларов США), снизившись на 74% по сравнению с первым полугодием 2008 года.

3 квартал

- Совет директоров РД КМГ одобрил изменения в составе Правления. В связи с кадровыми изменениями в руководящем составе производственных филиалов, утверждены новые члены Правления РД КМГ - директор ПФ "Озенмунайгаз" Довулбай Абилханов и директор ПФ "Эмбамунайгаз" Истурган Баймуханов. Кроме того, принято решение о досрочном прекращении полномочий члена Правления Каирбека Елеусинова.
- Международное рейтинговое агентство Fitch подтвердило долгосрочные рейтинги РД КМГ в иностранной и национальной валюте на уровне "BBB-". По оценке агентства, рейтинги "Разведка Добыча "КазМунайГаз" отражают сильные финансовые позиции Компании.
- В честь 110-летия казахстанской нефти в Атырауской и Мангистауской областях состоялись торжественные мероприятия, во время которых жителям регионов были презентованы новые социальные объекты, построенные на средства РД КМГ.
- Государственный инвестиционный фонд Китайской Народной Республики China Investment Corporation (CIC) объявил о приобретении около 11% акций Компании в форме глобальных депозитарных расписок Компании на сумму 939 млн. долларов США. Рынок отреагировал на это приобретение повышением стоимости акций РД КМГ на 11%.
- С учетом долей в компаниях "Казгермунай" и CCEL за 9 месяцев 2009 года РД КМГ добыто 8 644 тыс. тонн нефти (233 тыс. баррелей в сутки), что на 266 тыс. тонн или на 3% меньше, чем за аналогичный период в 2008 году.

- Чистая прибыль за 9 месяцев 2009 года согласно неаудированной промежуточной финансовой отчетности составила 180,6 млрд. тенге (1 231 млн. долларов США) и прибыль на одну акцию – 2 467 тенге (2,8 доллара США на одну ГДР), включая доход от курсовой разницы в размере 99,9 млрд. тенге (681 млн. долларов США). Операционная прибыль составила 107 млрд. тенге (730 млн. долларов США), снизившись на 67% по сравнению с аналогичным периодом 2008 года, в основном из-за снижения цен на нефть.

4 квартал

- Завершена программа обратного выкупа простых акций, начавшаяся 24 ноября 2008 года. С начала реализации программы Компания выкупила 8 699 697 ГДР и 110 632 простых акций на Лондонской фондовой бирже (LSE) и на Казахстанской фондовой бирже (KASE) на общую сумму 22 млрд. тенге (148 млн. долларов США).
- В городе Жанаозен 15-17 ноября прошла акция протеста, в которой участвовали около 30 работников ПФ "Озенмунайгаз" (ОМГ). Их основные требования – это дополнительное увеличение заработной платы, выделение ОМГ в отдельное юридическое лицо либо перенос центрального аппарата РД КМГ из Астаны в Жанаозен, а также вопросы трудоустройства. В ходе переговоров руководство РД КМГ и участники акции протеста, пришли к конструктивному соглашению, после чего акция была прекращена.
- Совет директоров РД КМГ утвердил бюджет на 2010 год исходя из среднегодовой цены на нефть сорта Брент в 50 долларов США за баррель. Согласно бюджету капитальные вложения Компании в 2010 году составят около 95 млрд. тенге (633 млн. долларов США). Увеличение капитальных вложений по сравнению с 2009 годом (примерно на 51,6 млрд. тенге или 339 млн. долларов США) связано с ростом расходов на эксплуатационное и разведочное бурение, а также с расходами на проект по утилизации газа на Прорвинской группе месторождений ПФ "Эмбамунайгаз". Объем добычи на 2010 год на основных активах (ОМГ и ЭМГ) запланирован на уровне 9 200 тыс. тонн (186 тыс. баррелей в сутки).
- РД КМГ завершила сделку по приобретению 33% пакета акций "ПетроКазахстан Инк". Ожидается, что благодаря этой сделке РД КМГ сможет нарастить консолидированные объемы добычи в 2010 году примерно на 17%.
- Международное рейтинговое агентство Standard&Poor's присвоило РД КМГ рейтинг корпоративного управления GAMMA на уровне "GAMMA-6".
- С учетом долей в компаниях "Казгермунай" и CCEL в 2009 году РД КМГ добыто 11 497 тыс. тонн нефти (232 тыс. баррелей в сутки), что на 458 тыс. тонн или на 3,8% меньше, чем в 2008 году. В основном, снижение добычи по сравнению с 2008 годом произошло в соответствии с запланированным сокращением производственной программы на 2009 год в условиях значительного падения мировых цен на нефть.
- Чистая прибыль за 2009 год составила 209,7 млрд. тенге (1 422 млн. долларов США) и прибыль на одну акцию составила 2 871 тенге (3,2 доллара США на одну ГДР), включая существенный доход от курсовой разницы в размере 89,5 млрд. тенге (607 млн. долларов США). Операционная прибыль составила 155 млрд. тенге (1 050 млн. долларов США), снизившись на 50% по сравнению с 2008 годом, в основном из-за снижения цен на нефть и введения нового налогового кодекса в начале 2009 года.
- Согласно отчету независимой компании Gaffney, Cline & Associates ("GCA"), по состоянию на 31 декабря 2009 года, общие запасы нефти по категории "доказанные плюс вероятные" (2P) составили 234 млн. тонн (1 725 млн. баррелей), без учета долей РД КМГ в компаниях "Казгермунай" и CCEL. Запасы по категории "доказанные" (1P) составили 88 млн. тонн (646 млн. баррелей), а по категории "доказанные плюс вероятные плюс возможные" (3P) запасы составили 270 млн. тонн (1 989 млн. баррелей).

События 2009 года продолжение

Оценка деятельности РД КМГ независимыми экспертами

В июле 2009 года международное рейтинговое агентство Standard & Poor's подтвердило долгосрочный кредитный рейтинг АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" на уровне "BB+". "Стабильный" прогноз рейтинга РД КМГ отражает изменения рейтингов материнской компании НК КМГ и ожидания аналитиков агентства, что РД КМГ сможет поддерживать собственную кредитоспособность на уровне "BB", учитывая умеренный уровень долга и ожидаемую значительную величину денежного потока.

В декабре 2009 года международное рейтинговое агентство Fitch Ratings подтвердило долгосрочные рейтинги дефолта эмитента РД КМГ в иностранной и национальной валюте на уровне "BBB-" и краткосрочный рейтинг дефолта эмитента (РДЭ) "F3".

В июле 2009 года международное рейтинговое агентство Moody's Investors Service подтвердило кредитный рейтинг РД КМГ на уровне "Baa2".

Наряду с этим, независимыми экспертами была дана положительная оценка и корпоративному управлению Компании. Standard & Poor's присвоило РД КМГ рейтинг корпоративного управления GAMMA на уровне "GAMMA-6".

Рейтинг GAMMA замещает собой присвоенный РД КМГ 1 октября 2007 года рейтинг корпоративного управления (РКУ). При присвоении рейтинга GAMMA используется усовершенствованная методология РКУ, включающая два новых элемента анализа корпоративного управления: систему управления рисками и процесс стратегического планирования. По мнению S&P, рейтинг GAMMA дает более полную оценку структуры и практики корпоративного управления.

Аналитики S&P отмечают, что в 2009 году механизмы корпоративного управления РД КМГ продемонстрировали определенный прогресс, при этом наиболее существенные улучшения наблюдались в области внутреннего аудита, управлении рисками и в стратегическом планировании.

Сильными сторонами корпоративного управления РД КМГ были названы: эффективная работа независимых директоров в балансировании влияния основного акционера и мониторинг принимаемых менеджментом решений; прозрачные и юридически закрепленные взаимные обязательства между РД КМГ и НК "КазМунайГаз"; высокий уровень прозрачности деятельности Компании; наличие квалифицированного независимого аудита; эффективное взаимодействие с акционерами, которые наделены широким объемом прав; эффективные процедуры подготовки и проведения собраний акционеров.

Кроме того, в 2009 году РД КМГ была признана рейтинговым агентством Standard & Poor's наиболее прозрачной компанией Казахстана. В отчете S&P отмечено, что Компания продемонстрировала высокий уровень раскрытия информации о финансовой и операционной деятельности, достаточные сведения об акционерных процедурах и хороший уровень раскрытия информации о корпоративном управлении.

РД КМГ также стала лауреатом премии Cbonds Awards 2009. Компания победила в номинации "Лучший антикризисный инструмент" за внедрение программы по обратному выкупу акций, которую осуществляла с ноября 2008 года.

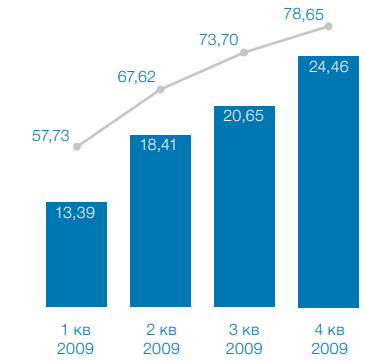
Cbonds Awards 2009 – казахстанская премия фондового рынка, призванная определить и поощрить наиболее авторитетные компании, разрабатывающие и активно внедряющие эффективные и перспективные проекты по всем направлениям развития в сфере фондового рынка.

Динамика котировок акций РД КМГ

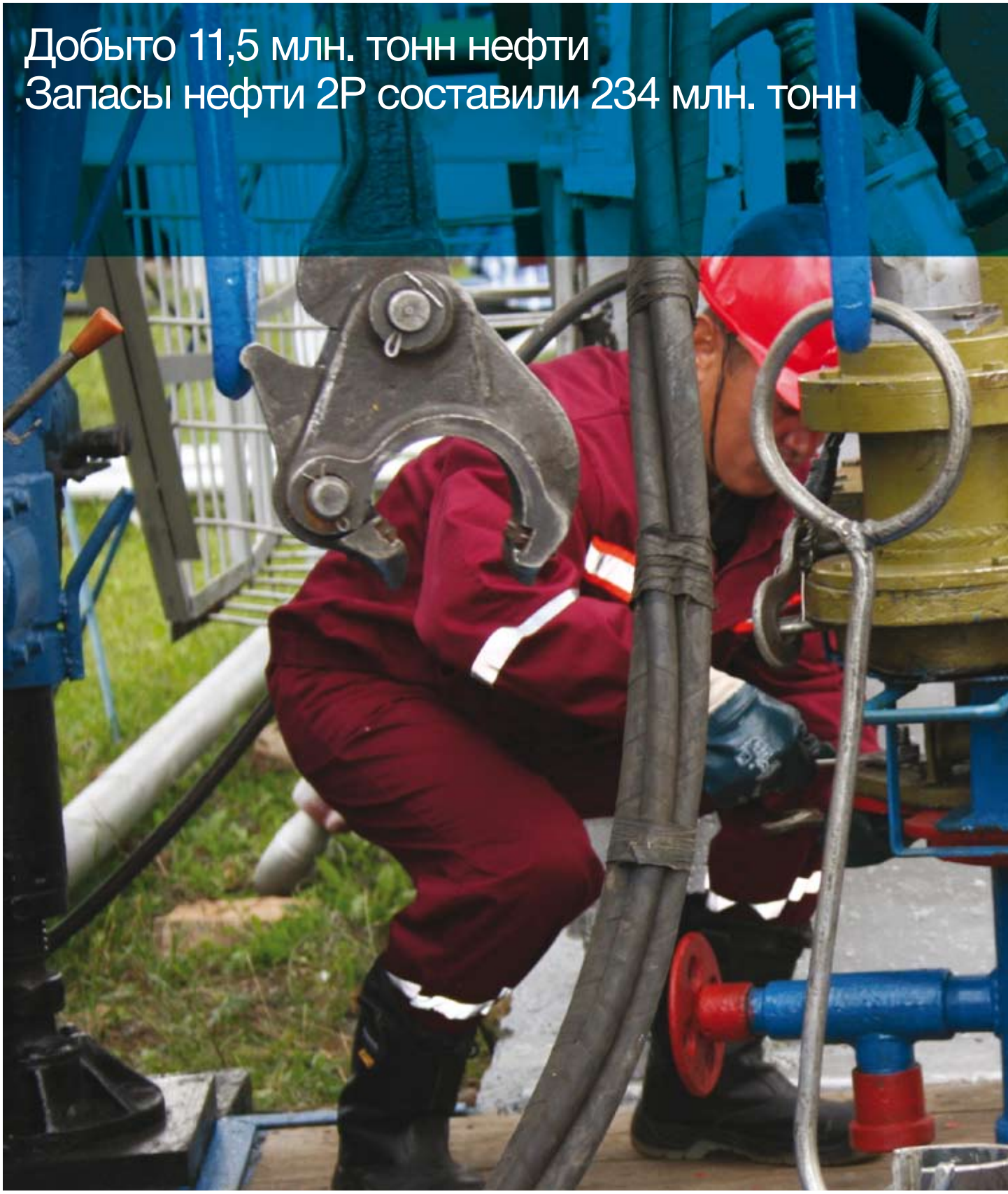
В 2009 году на динамику котировок РД КМГ определяющее влияние оказал движение цен на товарных рынках. Тенденция к росту наметилась с марта, когда на мировых рынках появились первые позитивные сигналы для роста уверенности инвесторов. Также положительное влияние оказала проведенная в феврале 2009 года одномоментная девальвации тенге. В последнем квартале 2009 года средняя стоимость акций РД КМГ на KASE составляла 21 784 тенге, а средняя стоимость ГДР на LSE – 24,46 доллара США. На протяжении всего года ряд биржевых аналитиков оценивали акции РД КМГ как одни из наиболее интересных для долгосрочных инвестиций в своем сегменте.

30 сентября 2009 года государственный инвестиционный фонд КНР China Investment Corporation (CIC) объявил о приобретении около 11% акций Компании в форме глобальных депозитарных расписок на сумму в 939 млн. долларов США. Эксперты положительно оценили приобретение CIC пакета акций РД КМГ, так как оно послужило позитивным сигналом для остальных инвесторов. В день опубликования информации о приобретении стоимость акций РД КМГ выросла на 11%.

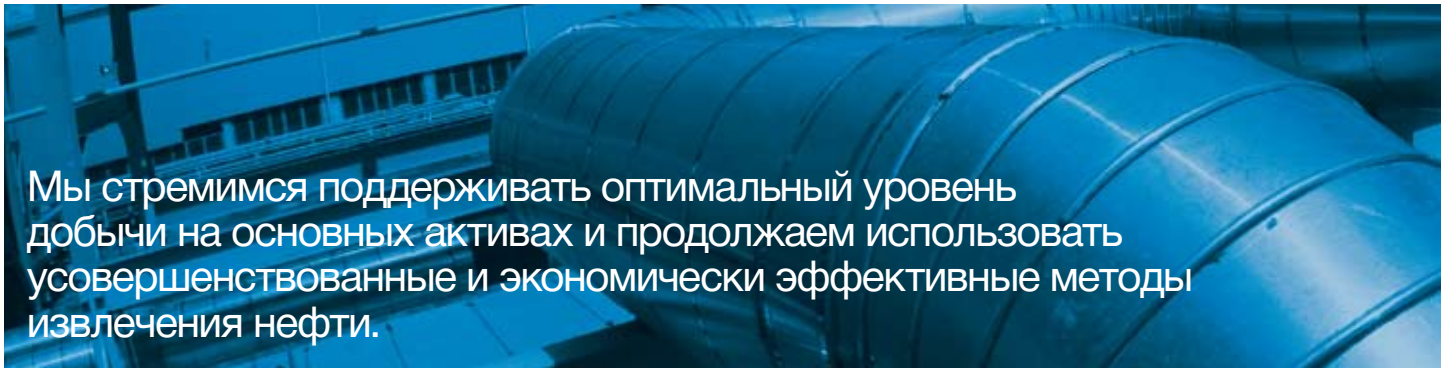
Динамика котировок акций РД КМГ, средние цены



Операционная деятельность



Операционная деятельность



Мы стремимся поддерживать оптимальный уровень добычи на основных активах и продолжаем использовать усовершенствованные и экономически эффективные методы извлечения нефти.

Добыча и реализация нефти

РД КМГ с учетом долей в компаниях “Казгермунай” и CCEL в 2009 году добыла 11 497 тыс. тонн нефти (232 тыс. баррелей в сутки), что на 458 тыс. тонн или на 3,8% меньше, чем в 2008 году.

На основных активах (ПФ “Озенмунайгаз” и ПФ “Эмбамунайгаз”) было добыто 8 962 тыс. тонн (181 тыс. баррелей в сутки), что на 508 тыс. тонн меньше чем в 2008 году. Снижение произошло в соответствии с запланированным сокращением производственной программы на 2009 год в условиях значительного падения мировых цен на нефть. РД КМГ снизила плановый уровень добычи на основных активах примерно на 3,5% по сравнению с 2008 годом для того, чтобы сохранить рентабельность добычи при цене нефти 40 долларов США за баррель. Также были снижены объемы бурения и капитального ремонта скважин. Кроме того, на производственных результатах ПФ “Озенмунайгаз” негативно сказались тяжелые погодные условия в начале 2009 года и перебои в энергообеспечении в первом и третьем кварталах. В четвертом квартале 2009 года в ОМГ имел место коллективный трудовой спор, который не позволил в полной мере компенсировать воздействие упомянутых негативных факторов.

При этом Компания сделала все необходимое для того, чтобы сохранить производственные мощности на долгосрочную перспективу, сохранить штат работников и основных подрядчиков.

В 2010 году объем добычи в ПФ “Озенмунайгаз” и ПФ “Эмбамунайгаз” запланирован на уровне 9 200 тыс. тонн (186 тыс. баррелей в сутки).

Данные по ОМГ и ЭМГ по состоянию на конец 2009 г.

	ПФ “ОМГ”	ПФ “ЭМГ”	**РД КМГ**
Количество месторождений	2	39	**41**
Количество добывающих скважин	3 495	2 358	**5 853**
Количество нагнетательных скважин	1 191	467	**1 658**
Запасы нефти категории 2P, млн. баррелей	1 302	423	**1 725**
Добыча нефти за 2009 г., тыс. баррелей в сутки	126	55	**181**
Кратность запасов, лет	28	22	**26**

В 2009 году без учета нефти компаний ТОО “СП “Казгермунай” и CCEL, было реализовано 8 966 тыс. тонн нефти (181 тыс. баррелей в сутки), в том числе на экспорт – 6 946 тыс. тонн нефти (140 тыс. баррелей в сутки). Направление “Каспийский трубопроводный консорциум” в 2009 году являлось более выгодным.

В 2009 году доля от объемов продаж компании “Казгермунай” и CCEL, принадлежащая РД КМГ, составила 2 452 тыс. тонн нефти (49 тыс. баррелей в сутки), включая 2 054 тыс. тонн нефти (41 тыс. баррелей в сутки), поставленных на экспорт.

Основные показатели деятельности ТОО "СП "Казгермунай"

	2009	2008
Добыча нефти, тыс. тонн	**3 202**	3 140
Выручка, млн. тенге	**173 001**	212 111
Средняя цена реализации, тенге/тонна	**56 844**	70 096
Капитальные затраты, млн. тенге	**14 646**	24 849
Численность работников	**609**	541

Основные показатели деятельности CCEL

	2009	2008
Добыча нефти, тыс. тонн	**1 867**	1 829
Выручка, млн. тенге	**101 433**	123 849
Средняя цена реализации, тенге/тонна	**54 495**	68 273
Капитальные затраты, млн. тенге	**13 954**	30 473
Численность работников	**2 160**	2 057

Запасы нефти

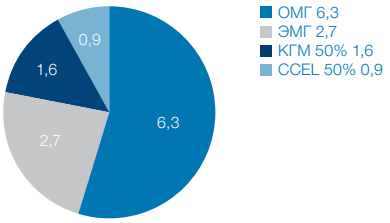
Согласно отчету независимой компании Gaffney, Cline & Associates (GCA), по состоянию на 31 декабря 2009 года общие запасы нефти РД КМГ без учета долей в компаниях "Казгермунай" и CCEL по категории "доказанные плюс вероятные" (2P) составили 234 млн. тонн (1 725 млн. баррелей).

Коэффициент восполнения запасов составил 25%. Этот показатель рассчитан как отношение прироста запасов 2,2 млн. тонн (16 млн. баррелей) к добыче за год примерно 9 млн. тонн (66 млн. баррелей). Кратность запасов по состоянию на конец 2009 года составила 26 лет.

Запасы по категории "доказанные" (1P) составили 88 млн. тонн (646 млн. баррелей), а по категории "доказанные плюс вероятные плюс возможные" (3P) запасы составили 270 млн. тонн (1 989 млн. баррелей).

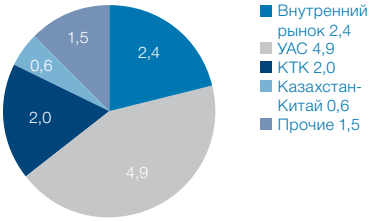
Добыча нефти в 2009 г.

11,5 млн. тонн в год



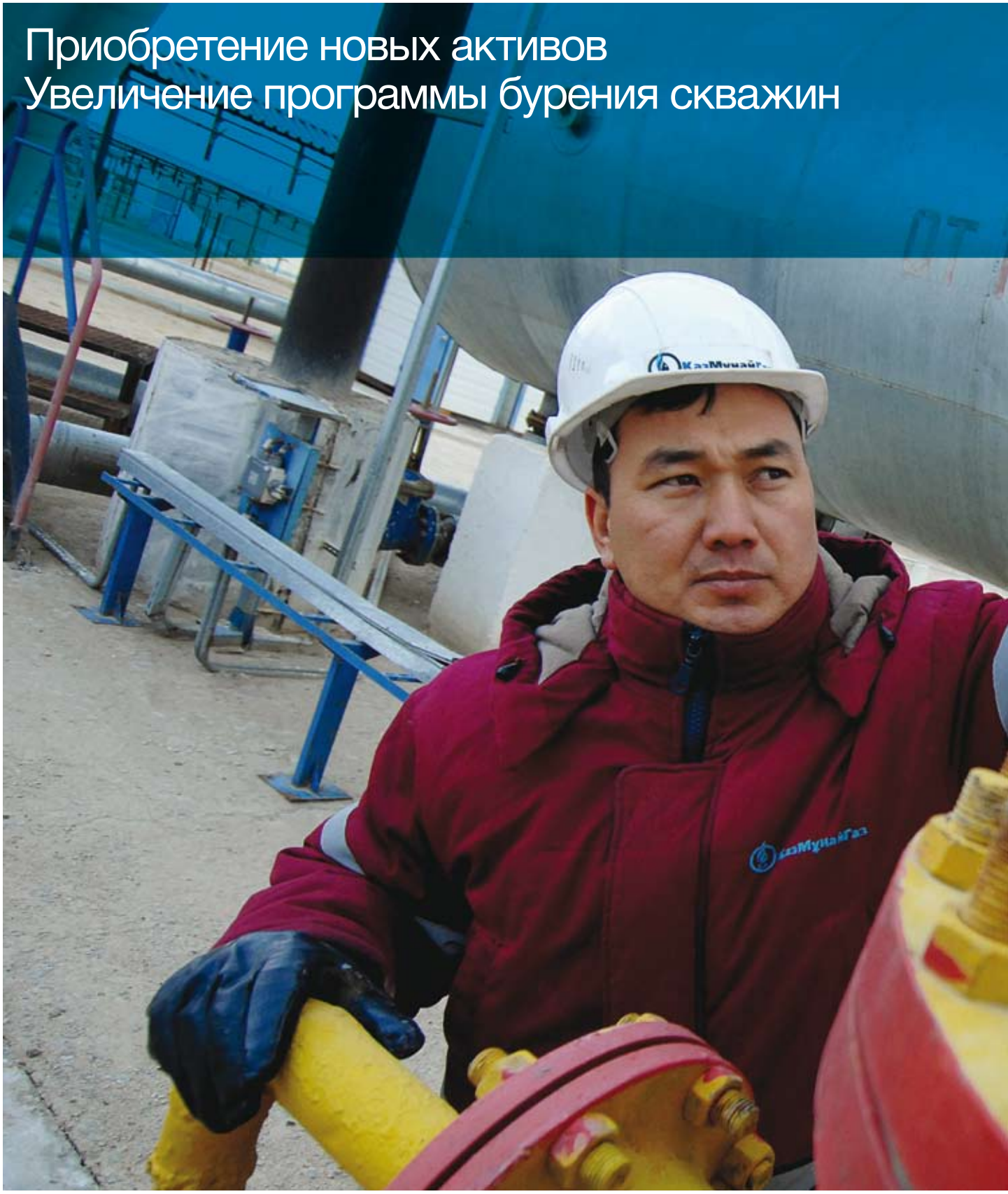
Реализация по направлениям в 2009 г.

11,4 млн. тонн в год

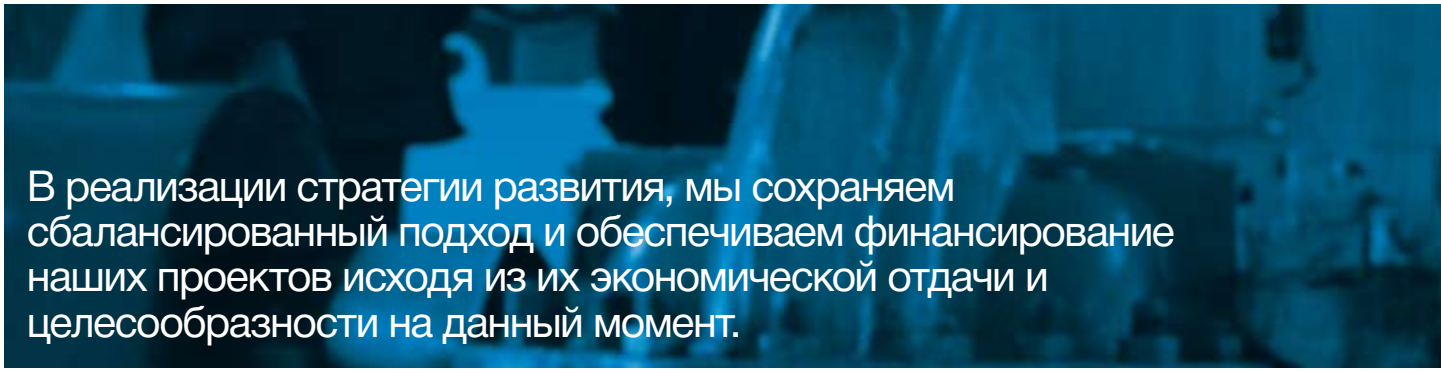


Развитие Компании

Приобретение новых активов
Увеличение программы бурения скважин



Развитие Компании



В реализации стратегии развития, мы сохраняем сбалансированный подход и обеспечиваем финансирование наших проектов исходя из их экономической отдачи и целесообразности на данный момент.

РД КМГ по-прежнему придерживается своей основной стратегической цели – укрепить свои позиции как одной из ведущих нефтегазовых компаний в Казахстане. Несмотря на мировой экономический кризис и снижение цен на нефть, Компания благополучно справляется с влиянием этих факторов, которые отражаются на деятельности всей нефтедобывающей отрасли.

Ключевые задачи стратегии РД КМГ – увеличение общего объема добычи и пополнение запасов углеводородов Компании через приобретение новых активов, а также геологоразведочные работы и оптимизацию производства на основных месторождениях.

Аккумулированные благодаря эффективной деятельности средства РД КМГ предназначены в первую очередь для долгосрочных инвестиционных проектов, направленных на рост капитализации РД КМГ.

Одно из ключевых направлений развития Компании – это выход на международные рынки углеводородов. География интересов РД КМГ распространяется на страны ближнего зарубежья, в частности, на Туркменистан и Российскую Федерацию. Также привлекательными регионами для расширения деятельности являются Ближний Восток, страны Северной Африки и другие регионы. Расширение географии деятельности РД КМГ позволит Компании выйти на международный рынок, получить опыт работы в перспективных нефтегазовых проектах, в том числе и оффшорных, получить доступ к современным технологиям разведки и добычи нефти и газа и занять ниши нефтебизнеса, в которых Компания конкурентоспособна.

Покупка 33% акций “ПетроКазахстан Инк.”

22 декабря 2009 года РД КМГ завершила сделку по приобретению 33% акций “ПетроКазахстан Инк.” (ПКИ) у своей материнской компании АО “НК “КазМунайГаз” (НК КМГ). Эта сделка подтверждает, что Компания планомерно следует стратегии приобретений, объявленной во время IPO в 2006 году.

Благодаря этому приобретению РД КМГ сможет не только нарастить объемы добычи в 2010 году примерно на 17%, но и расширить географию бизнеса, в настоящее время сосредоточенную в основном на территории западного Казахстана. Кроме того, РД КМГ получит доступ к разработке новых лицензионных блоков ПКИ, высокий потенциал которых подтверждается предварительными исследованиями.

Группа компаний “ПетроКазахстан Инк.” занимается разведкой и добычей углеводородов, а также продажей нефти и нефтепродуктов. ПКИ имеет долю в 16 месторождениях, 11 из которых находятся на различных стадиях разработки. В 2009 году ПКИ добыло 6 млн. 294 тыс. тонн (134 тыс. баррелей в сутки).

Вторым акционером ПКИ является китайская нефтегазовая компания CNPC Exploration and Development Company Ltd. (CNPC E&D), которой принадлежит 67% акций компании.

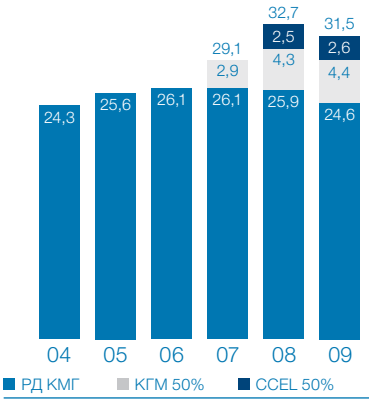
Добыча на месторождениях ПетроКазахстан находится на устойчивом уровне и существенных изменений в объеме добычи не ожидается. Этот актив способен генерировать стабильные денежные потоки, не требуя значительных капитальных затрат. Помимо этого, ПКИ имеет ряд лицензий на разведку перспективных площадей, которые позволят увеличить ресурсную базу компании и обеспечить стабильную добычу на годы вперед.

Целевые объекты геологоразведки характеризуются относительно несложными горно-геологическими условиями (незначительная глубина, отсутствие различных агрессивных компонентов в разрезе) и возможностями быстрой увязки с действующей инфраструктурой и обустройства в случае положительных результатов разведки. В итоге, это должно благоприятно сказаться на себестоимости работ.

Геологические ресурсы бассейна, в котором ПКИ осуществляет свою деятельность, оцениваются экспертами в 450-500 млн. тонн нефти. Сейчас наиболее изучена и освоена верхняя юрско-меловая часть разреза. Данные, полученные в последние годы о лицензионных блоках Южно-Торгайского бассейна, позволяют рассчитывать на значительный потенциал нижней, неизученной части разреза, связанной с палеозойским комплексом. Из этого видны предпосылки увеличения ресурсной базы компании ПКИ и бассейна в целом.

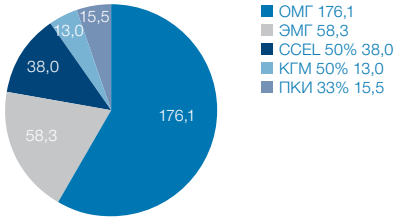
Добыча нефти

тыс. тонн в сутки



Запасы нефти категории 2P в 2009 г.*

301 млн. тонн



* В соответствии с отчетами Gaffney, Cline & Associates для:
- ОМГ, ЭМГ, КГМ от 31.12.2009
- ПКИ от 31.03.2009

В соответствии с отчетом Miller and Lents для:
- CCEL от 30.11.2009

Развитие Компании продолжение

Приобретение новых активов

РД КМГ неоднократно заявляла о своей заинтересованности в приобретении 50% акций АО “Мангистаумунайгаз” (ММГ). 25 ноября 2009 года АО НК “КазМунайГаз” (НК КМГ) и компания CNPC Exploration and Development Company Ltd (CNPC E&D) завершили приобретение 100% простых акций АО “Мангистаумунайгаз” (ММГ) у компании Central Asia Petroleum Ltd.

Сделка по приобретению акций ММГ была осуществлена посредством открытых торгов на Казахстанской фондовой бирже (KASE) через компанию Mangistau Investments B.V. – совместное предприятие, в равных долях принадлежащее НК КМГ и CNPC E&D.

ММГ является одной из крупных нефтедобывающих компаний Казахстана. Компания имеет 36 месторождений нефти и газа, из которых 15 находятся в разработке. Наиболее крупные по запасам месторождения компании - Каламкас и Жетыбай.

Предполагается, что переговоры о приобретении РД КМГ 50% акций ММГ у НК КМГ будут переведены в плоскость конкретных решений в 2010 году.

РД КМГ также рассматривает возможность приобретения у своей материнской компании 50% доли в компании ТОО “Казахойл-Актобе” и 51% доли в компании ТОО “Казахтуркмунай”.

Тесное сотрудничество и партнерские отношения с Национальной компанией “КазМунайГаз” и правительством Казахстана играют ключевую роль в реализации стратегии приобретений РД КМГ и дают Компании большие преимущества при рассмотрении новых возможностей развития бизнеса.

НК КМГ, будучи национальной нефтегазовой компанией Казахстана, в соответствии с законодательством РК имеет преимущественное право на получение контрактов на недропользование, а также преимущественное право на нелицензированные участки суши в Казахстане. РД КМГ, являясь дочерней компанией НК КМГ, может воспользоваться данными правами в случае проявления обоюдного экономического интереса. Активное взаимодействие с НК КМГ по реализации совместных проектов продолжится и впредь.

Разведка

Расширение ресурсной базы – это одна из стратегических целей развития РД КМГ и ключевая роль в этом процессе отводится геологоразведке. Это - вложение в будущее Компании, наращивание ее потенциала и возможностей, которое отвечает интересам, как работников Компании, так и ее акционеров.

С середины 2009 года РД КМГ планомерно увеличивает капитальные вложения. Ожидается, что в 2010 году они составят около 95 млрд. тенге (633 млн. долларов США). Это связано с увеличением программы бурения скважин для стабилизации уровня добычи нефти, реализацией программы утилизации попутного нефтяного газа и ростом расходов на разведочное бурение.

Компания продолжает работу по поиску углеводородов в надсолевых и подсолевых отложениях. В 2009 году завершены работы по обработке и интерпретации сейсмических данных 3D за 2008 год на блоке Р-9. Получены рекомендации по перспективным структурам блока, согласован и утвержден Проект разведки надсолевого и подсолевого мегакомплексов контрактной территории.

На блоке Лиман изучены результаты сейсморазведки 2D за 2008 год. Результаты работ одобрены, получены рекомендации на дальнейшее продолжение геологоразведочных работ. Ранее запланированные сейсморазведочные работы 3Д на структуре Тегень - Тегень Восточный, а также бурение надсолевой скважины и начало бурения подсолевой скважины, перенесены на 2010 год.

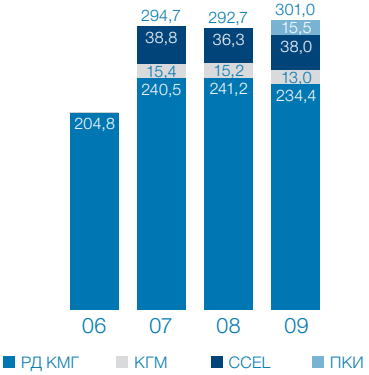
На месторождении Тайсойган продолжена пробная эксплуатация на участках Уаз и Кондыбай. Задействовано 15 скважин, на которых добыча в 2009 году составила 24 тыс. тонн. Получено согласие от командования российских войск на возможность вывода площадей месторождений Уаз и Кондыбай с территории военного полигона, ранее отданного Правительством РК Министерству обороны России в долгосрочную аренду.

На месторождении С. Нуржанов буровые работы и работы по освоению велись на четырех скважинах проектной глубиной 3 500 м. По результатам получен приток нефти и все скважины переданы на эксплуатацию в нефтегазодобывающие управления производственного филиала.

Компания совместно с НК "КазМунайГаз" активно работает над расширением своего геологоразведочного портфеля. РД КМГ развивает программу геологоразведки с учетом возможностей получения новых блоков на территории Казахстана (среди которых: участок Темир; территория, прилегающая к месторождениям Узень и Карамандыбас; блок Каратон-Саркамыс; блок Терескен) и рассматривает различные варианты партнерства с международными компаниями в разработке перспективных проектов.

Рост запасов нефти РД КМГ категории 2P*

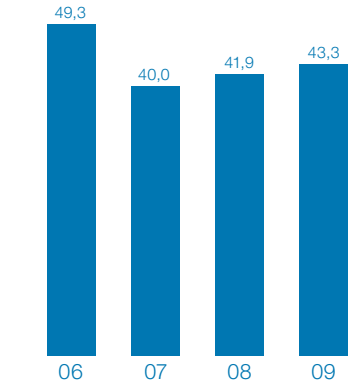
млн. тонн



* В соответствии с отчетами независимых аудиторов Gaffney, Cline & Associates и Miller and Lents

Капитальные затраты РД КМГ (ОМГ и ЭМГ)

млрд. тенге

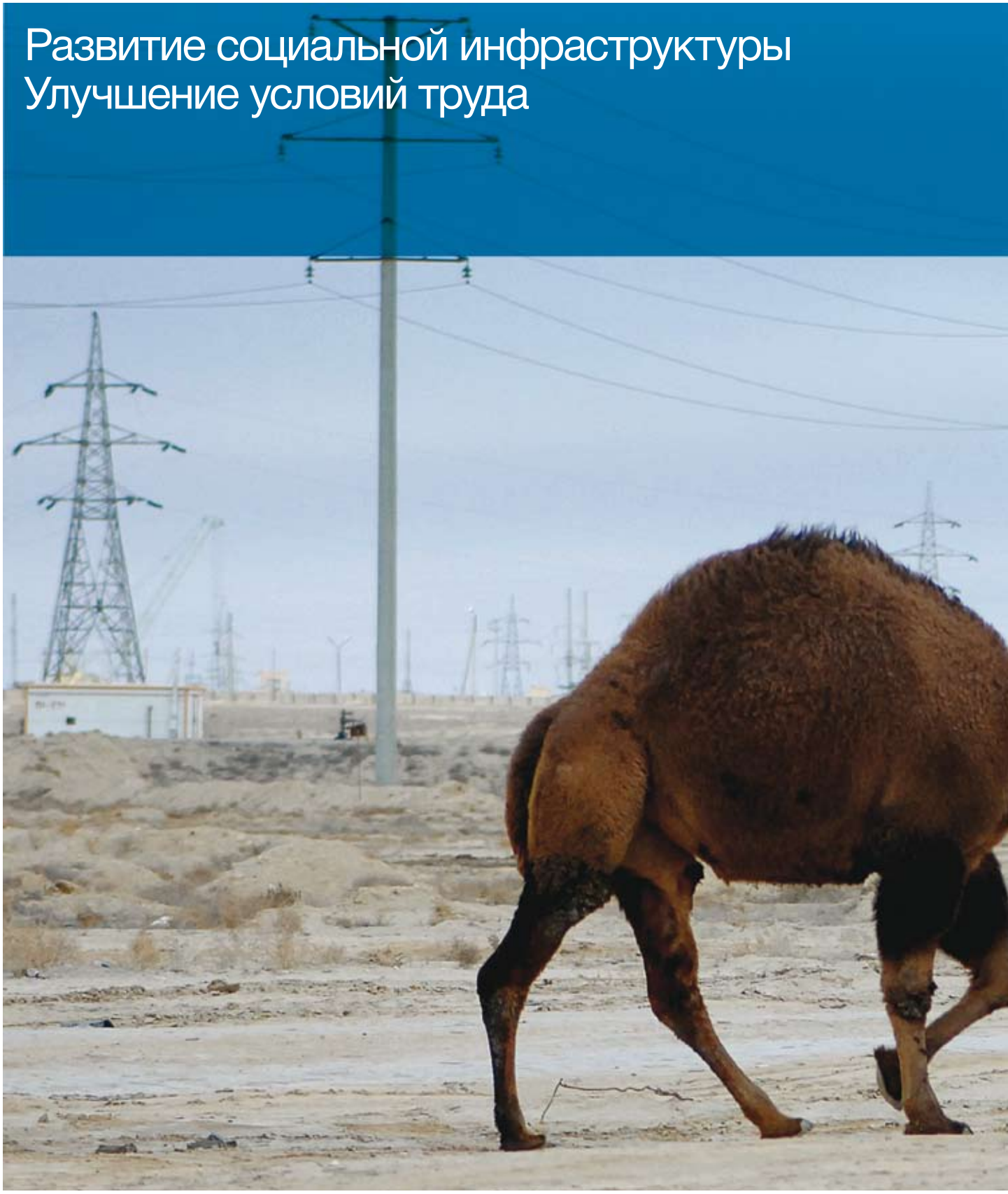


KZT/USD, средний за период

06	07	08	09
126,09	122,55	120,29	147,50

Социальная ответственность

Развитие социальной инфраструктуры
Улучшение условий труда



5746

Социальная ответственность

Социальная ответственность является одним из приоритетных направлений в работе РД КМГ. Деятельность Компании в этой области направлена на создание безопасных и комфортных условий труда, обеспечение социальной защищенности работников и членов их семей, непрерывный профессиональный рост персонала, содействие устойчивому развитию регионов деятельности Компании.

В целях систематизации деятельности РД КМГ в рамках социальных программ и партнерства с местными исполнительными органами, профсоюзами и общественными организациями, в 2009 году Советом директоров Компании были утверждены основные принципы социальной политики, в которых четко сформулированы цели социальной политики как в отношении работников РД КМГ, так и для жителей регионов деятельности.

Социальные проекты в Мангистауской области

В рамках своих контрактных обязательств, в соответствии с Программой развития социальной инфраструктуры города Жанаозен и Каракиянского района, начиная с 2008 года РД КМГ, ежегодно выделяет 900 млн. тенге (6,1 млн. долларов США).

Учитывая сложную социальную обстановку, сложившуюся в регионе в результате кризисных явлений в экономике страны, РД КМГ и акимат Мангистауской области заключили Меморандум о дополнительном финансировании социальных проектов региона. Согласно Меморандуму, сверх средств, предусмотренных контрактными обязательствами, в 2009-2010 гг. Компания на нужды города выделила свыше 970 миллионов тенге (6,6 млн. долларов США). На эти средства в Жанаозене создаются 1 000 социальных рабочих мест, строится 200-квартирный коммунальный жилой дом, расширяется до 500 гектаров подсобное хозяйство в местности “Тонырекшин”, устанавливаются детские площадки в 63 дворах и спортивные площадки в 10 школах города, оплачиваются счета за коммунальные услуги ветеранам Великой Отечественной войны и другим социально-уязвимым слоям населения.

Компания также оказывает помощь в обеспечении поселка Сенек питьевой водой, оказывает материальную помощь детям-инвалидам, многодетным и малоимущим семьям, ветеранам войны и труда, одиноким пожилым людям, оставшимся без средств к существованию.

В период с 2010 по 2012 год планируется построить лечебно-медицинский центр со стационаром на 300 коек-мест в городе Жанаозен сметной стоимостью 1,3 млрд. тенге (8,8 млн. долларов США), детский оздоровительный лагерь на 250 мест стоимостью более 250 млн. тенге (1,7 млн. долларов США), а также перепрофилировать один из спальных корпусов зоны отдыха “Кендерли” в медико-реабилитационный центр. Будет произведена реконструкция и капитальный ремонт существующих объектов социальной сферы с благоустройством территории. На эти цели потребуется порядка 1,2 млрд. тенге (8,1 млн. долларов США).

Особое внимание Компания уделяет развитию спорта и здорового образа жизни в регионе. В честь 110-летия казахстанской нефти в сентябре 2009 года в городе Жанаозен состоялось торжественное открытие многофункционального физкультурно-оздоровительного комплекса стоимостью более 2 млрд. тенге (13,6 млн. долларов США). Строительство осуществлено на средства РД КМГ. Новому современному спорткомплексу, аналогов которому в регионе нет, присвоено имя известного нефтяника Рахмета Утесинова. В спорткомплексе предусмотрены залы для бокса, дзюдо, айкидо, баскетбола, волейбола, футбола, художественной гимнастики. Имеется 25-метровый плавательный бассейн, 50-метровый тир, зал тяжелой атлетики.

С 2008 года в Жанаозене успешно функционирует стадион на три тысячи мест, строительство которого также финансировала РД КМГ.

Социальная ответственность продолжение

Социальные проекты в Атырауской области

Ежегодно растут финансовые отчисления РД КМГ на поддержку социальной инфраструктуры Атырауской области.

По контрактным обязательствам в 2009 году Компания выплатила 271,5 млн. тенге (1,8 млн. долларов США). Эти средства были направлены на строительство школы на 220 учащихся в поселке Гран Исатайского района, строительство, реконструкцию и капитальный ремонт объектов водообеспечения в поселке Макат Макатского района и другие проекты.

В 2010 году в рамках контрактных обязательств РД КМГ выделит 276 млн. тенге (1,9 млн. долларов США) на реконструкцию автодороги Аккистау - Балгимбаево в Исатайском районе, строительство и ремонт объектов водоснабжения в поселке Макат, строительство детсада на 140 мест в поселке Сагиз Кызылкогинского района и Дома культуры в поселке Мукур Кызылкогинского района и на другие социальные проекты.

По программе социального партнерства, которая осуществляется совместно с акиматом Атырауской области, в 2009 году РД КМГ выделила 165,5 млн. тенге (1,1 млн. долларов США). На эти средства в поселке Аккистау завершается строительство физкультурно-оздоровительного комплекса, благоустроена детская площадка и установлены малые архитектурные формы, проведен ремонт котельной в микрорайоне “Мунайшы” одноименного поселка. В поселке Макат начата реконструкция ранее безвозмездно переданного району бывшего административного здания НГДУ “Макатмунайгаз” под детское дошкольное учреждение и проведен ремонт инженерных сетей и оборудования котельной поселка Байчунас. РД КМГ в последующие годы планирует реализацию подобных социальных проектов и в других регионах западного Казахстана.

В 2010 году совместная работа с акиматом области продолжится. Компания выделит 420 млн. тенге (2,8 млн. долларов США) на соцпроекты в Макатском, Кызылкугинском, Жылыойском и Махамбетском районах Атырауской области. Так Компанией предусмотрены средства на переселение жителей пос. Комсомол, Кошкар, Бек-Бике в размере 200 млн. тенге. Во всех этих районах будут реконструированы объекты социальной инфраструктуры, требующие капитального ремонта, в Макатском районе будет открыт реабилитационный центр для пациентов туберкулезной больницы, а в поселке Миялы будет построен и оснащен необходимым оборудованием физкультурно-оздоровительный комплекс. Помимо этого Компания продолжит обеспечивать коммунальные предприятия поселков Байчунас, Кошкар, Комсомол и Искене Макатского района топливной нефтью для обогрева жилых домов жителей этих населенных пунктов.

На реализацию социальных проектов посредством спонсорской помощи в Атырауской области в период с 2004 по 2009 годы Компанией произведены отчисления на сумму свыше 3,8 млрд. тенге (25,8 млн. долларов США).

РД КМГ ежегодно оказывает спонсорскую и благотворительную помощь детскому дому “Ак-Бота”, детскому дому инвалидов, Обществу матерей инвалидов, Обществу инвалидов и Обществу слепых, многодетным и малоимущим семьям города Атырау, спортивным организациям города, а также материальную помощь ветеранам ВОВ и труженикам тыла. В 2009 году на эти цели было направлено около 119 млн. тенге (0,8 млн. долларов США). В 2010 году планируется затратить 125 млн. тенге (0,8 млн. долларов США).

Улучшение условий труда

Одним из важных аспектов повышения производительности руководство РД КМГ считает создание достойных условий труда, отвечающих потребностям работников Компании.

РД КМГ разработала Программу улучшения социально-бытовых условий структурных подразделений производственного филиала “Озенмунайгаз” (ОМГ) на 2009–2012 годы. В 2009 году на эти цели в бюджете было заложено свыше 1 млрд. 300 млн. тенге (8,8 млн. долларов США), а в 2010 году - 1 млрд. 600 млн. тенге (10,7 долларов США). Эти средства направляются на строительство новых столовых, хозяйственно-бытовых блоков для персонала структурных подразделений, приобретение и установку модульных блоков для операторов, работающих

на групповых установках. Осуществляется строительство медпунктов, закуплены автомобили скорой помощи и спецмашины для доставки горячего питания, обновлен парк автобусов для транспортировки персонала.

Компания ежегодно направляет средства на улучшение социально-бытовых условий структурных подразделений производственного филиала "Эмбамунайгаз" (ЭМГ). Согласно бюджету расходов на 2009-2010 годы около 700 млн. тенге (4,7 млн. долларов США) выделены на ремонт действующих общежитий и столовых на нефтепромыслах и строительство новых, замену бытового оборудования, реконструкцию физкультурно-оздоровительного комплекса в поселке Доссор, приобретение восьми автомобилей скорой помощи, строительство спортивного комплекса в вахтовом поселке Кенбай.

Кадровая политика

Компания особое внимание уделяет обеспечению объективного и прозрачного процесса приема на работу. В настоящее время оценка кандидата на вакансию - это многоэтапный процесс, состоящий из собеседований на нескольких уровнях и тестирования на проверку уровня профессиональных знаний и навыков. Причем с 2009 года эта система действует как в центральном аппарате Компании, так и в филиалах. В состав конкурсных комиссий на местах входят руководители структурных подразделений, представители профсоюзов, а также местные специалисты с многолетним опытом трудовой деятельности.

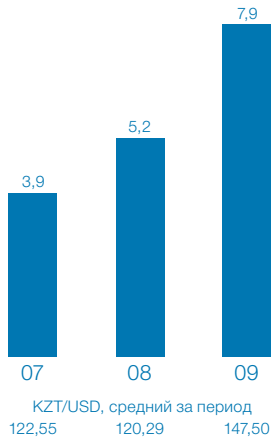
Компетентность персонала РД КМГ оценивается не только во время приема на работу. Ежегодно проводится аттестация всех работников Компании, которая позволяет объективно определить уровень профессионализма каждого менеджера; сфокусировать его усилия на тех факторах, задачах, областях деятельности, которые ведут к повышению эффективности его собственной работы и Компании в целом; в полной мере оценить эффективность работы менеджера за отчетный период и его вклад в реализацию целей Компании.

Затраты на соц. нужды

млрд. тенге

Затраты Компании на мероприятия по охране окружающей среды

млрд. тенге



Социальная ответственность продолжение

На сегодняшний день в Компании работают высококлассные специалисты, многие из которых имеют многолетний опыт работы в нефтегазовой отрасли Казахстана, а также молодые специалисты, обучавшиеся за рубежом и прошедшие стажировку в иностранных компаниях.

Постоянное повышение квалификации работников является безусловной необходимостью. Без обучения персонала новым методам работы, применению новой техники и технологий, без улучшения рабочих навыков и умений невозможно добиваться высоких производственных и экономических показателей.

В течение 2009 года обучение по специальным программам прошли 5 649 работников производственных филиалов ОМГ и ЭМГ, филиала “Инженерный Центр” и центрального аппарата. На обучение было выделено порядка 399 млн. тенге (2,7 млн. долларов США).

Несмотря на экономический кризис в стране, РД КМГ удалось предотвратить сокращение персонала, сохранить существующие рабочие места, причем не только в производственных подразделениях, но и во всех дочерних сервисных компаниях. Более того, для компенсирования влияния инфляции, работникам Компании была увеличена заработная плата.

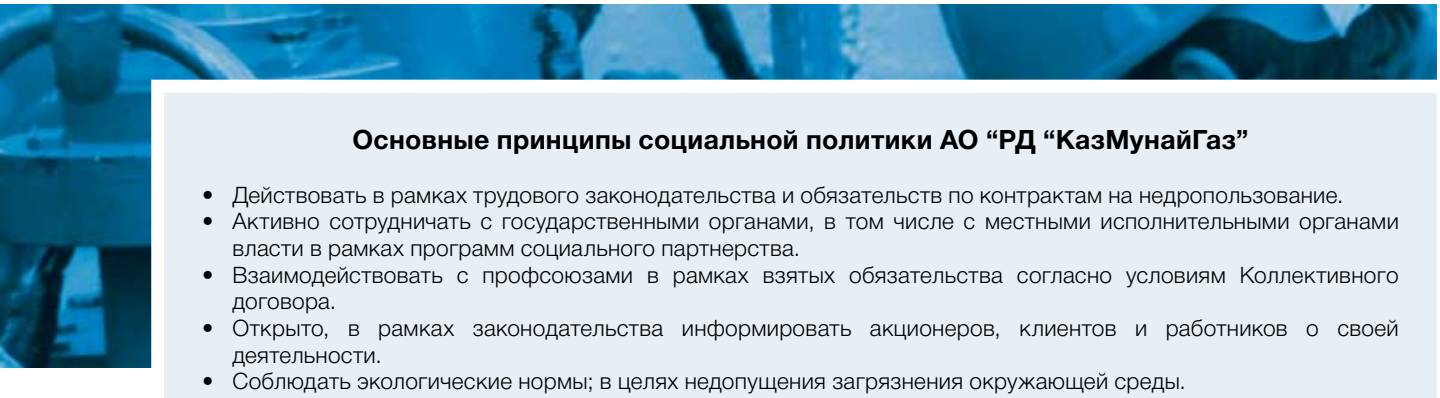
Тем не менее, 15-17 ноября 2009 года, в городе Жанаозен (Мангистауская область) прошла акция протеста, в которой приняли участие около 30 работников ПФ “Озенмунайгаз”. Они требовали дополнительного увеличения заработной платы, выделения ОМГ в отдельное юридическое лицо либо переноса центрального аппарата РД КМГ из Астаны в Жанаозен, а также решения вопросов трудоустройства безработных города. Все остальные работники 8-тысячного коллектива ОМГ продолжали работу в обычном режиме.

Прокуратурой города Жанаозен данная акция протеста была признана незаконной, о чем были уведомлены все ее участники. Существенных нарушений основной производственной деятельности ОМГ допущено не было.

Для решения трудового спора была создана примирительная комиссия, в которую вошли: руководство Компании, представители акимата города Жанаозен, лидеры местного профсоюза и участники акции протеста. По результатам работы комиссии были рассмотрены все конфликтные вопросы.

В декабре 2009 года в Актау была создана Группа оперативного управления производственным филиалом “Озенмунайгаз” РД КМГ.

Группа будет обеспечивать реализацию социальных проектов в рамках социального партнерства с местными исполнительными органами, в том числе социальных обязательств по контрактам на недропользование. На Группу возложены функции постоянного контроля деятельности филиала, в том числе по исполнению трудовой и производственной дисциплины, нормированию труда, управлению персоналом, охране труда, соблюдению норм охраны окружающей среды, техники безопасности, осуществлению закупок, соблюдению обязательств по контрактам на недропользование и т.д.



Основные принципы социальной политики АО “РД “КазМунайГаз”

- Действовать в рамках трудового законодательства и обязательств по контрактам на недропользование.
- Активно сотрудничать с государственными органами, в том числе с местными исполнительными органами власти в рамках программ социального партнерства.
- Взаимодействовать с профсоюзами в рамках взятых обязательства согласно условиям Коллективного договора.
- Открыто, в рамках законодательства информировать акционеров, клиентов и работников о своей деятельности.
- Соблюдать экологические нормы; в целях недопущения загрязнения окружающей среды.
- Поддерживать взаимодействие с Народно-демократической партией “Нур-Отан” и другими общественными объединениями.

Цели социальной политики Компании в отношении своих работников:

- Обеспечение социальными льготами и гарантиями в соответствии с условиями Коллективного договора.
- Обеспечение добровольным медицинским страхованием,
- Охрана труда и соблюдение техники безопасности.
- Улучшение жилищных условий.
- Поддержка неработающих пенсионеров, ветеранов войны и труда.
- Поддержка молодых специалистов.
- Формирование культуры поведения в рамках строгого соблюдения норм трудового законодательства и корпоративной этики, соблюдение двухсторонних обязательств по Коллективному договору, принятие мер по минимизации условий для возникновения конфликтных или протестных ситуаций социального характера.

Основные направления социальных программ:

Улучшение условий труда

- Качественное улучшение социально-бытовых условий работников Компании.
- Создание комфортных бытовых условий в пунктах питания, улучшение качества сервисного обслуживания.
- Обеспечение качественной питьевой водой.
- Обеспечение качественным транспортным обслуживанием.

Улучшение жилищных условий и обеспечение качественным медицинским обслуживанием

- Выделение льготных жилищных займов путем размещения депозита в банках второго уровня.
- Участие Компании в переселении жителей из районов, в связи с закрытием (низко-) нерентабельных месторождений.
- Использование иных возможностей по обеспечению жильем работников Компании.
- Обеспечение качественным медицинским обслуживанием на производстве.
- Обеспечение добровольным медицинским страхованием.

Взаимодействие с профсоюзами

- Контроль исполнения социальных обязательств.
- Мониторинг исполнения условий Коллективного договора и информирование трудовых коллективов о результатах.
- Работа по улучшению социально-бытовых условий работников.
- Организация санаторно-курортного лечения и отдыха работников и членов их семей.
- Организация культурно-массовых и спортивных мероприятий.
- Строгое соблюдение достигнутых соглашений и договоренностей.

Цели социальной политики Компании в регионах деятельности:

- Укрепление сотрудничества с местными исполнительными органами власти в рамках социального партнерства.
- Благоустройство территорий населенных пунктов в регионах деятельности.
- Развитие физкультуры и спорта, формирование здорового образа жизни.
- Поддержка молодежи.
- Поддержка социально-уязвимых слоев населения.

Основные направления социальных программ:

- Участие в развитии социальной инфраструктуры городов и поселков в регионах деятельности.
- Ремонт и оснащение дворовых и школьных спортивных площадок.
- Спонсорская, благотворительная помощь детским домам, детям-инвалидам и детям-сиротам, многодетным семьям.
- Поддержка ветеранов войны и труда, репатриантов, малообеспеченных семей, проживающих за чертой бедности, людей с социально-значимыми заболеваниями (туберкулез и т.п.).
- Участие в реализации государственных программ “Дорожная карта” и “Культурное наследие - Мадени мура”.
- Модернизация и строительство объектов социальной сферы.

Охрана труда и окружающей среды

Безопасность и охрана труда

В РД КМГ охрана труда является одним из главных элементов управления. В Компании установлена личная ответственность персонала и первых руководителей структурных подразделений за соблюдение норм и требований трудового и природоохранного законодательства при осуществлении производственного процесса. Проводимые мероприятия направлены на улучшение условий труда, предупреждение аварий, обеспечение готовности к локализации и ликвидации их последствий, гарантированного возмещения убытков, причиненных третьим лицам и окружающей среде. Все реализуемые мероприятия подкреплены финансовыми средствами и исполняются из года в год в стопроцентном объеме.

В соответствии с трудовым кодексом РК и законом о промышленной безопасности, руководящие работники и лица производственных организаций, ответственные за обеспечение промышленной безопасности и охрану труда, один раз в три года проходят обучение и проверку знаний на курсах повышения квалификации.

Все члены постоянно-действующей комиссии (ПДК) и постоянно-действующей экзаменационной комиссии (ПДЭК) центрального аппарата Компании в сентябре 2009 года прошли очередное обучение в специализированной учебной организации при Министерстве труда и социальной защиты населения РК при участии специалистов государственных органов надзора и контроля. По завершению учебной программы все участники сдали экзамен и получили положительные оценки.

Постоянно действующей в Компании комиссией проводятся комплексные проверки и анализ состояния охраны труда и окружающей среды, производится оценка степени соответствия оборудования, средств защиты и производственной среды требованиям правил, нормам безопасности и международных стандартов. В 2009 году также проведены аттестации производственных объектов по условиям труда на объектах ПФ “Озенмунайгаз” и ПФ “Эмбамунайгаз” независимыми организациями. Пересмотрены декларации безопасности промышленных объектов ОМГ и ЭМГ, получены положительные экспертные заключения государственных органов контроля и надзора. В проектах отработана система управления рисками в области промышленной и пожарной безопасности, что позволяет значительно снизить риск аварийных и чрезвычайных ситуаций на промышленных объектах, и дает объективную оценку опасностей, что в свою очередь является эффективной оптимизацией рисков.

Производственные филиалы РД КМГ наряду с другими предприятиями активно принимают участие в республиканских командно-штабных учениях. Задачей подобных учений является подготовка и ведение спасательных и других неотложных работ при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

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

Производственные объекты нефтяных компаний относятся к разряду опасных, поэтому РД КМГ активно работает над тем, чтобы снижать риск возникновения ситуаций, связанных с угрозой жизни и здоровью персонала. Анализ последних лет ясно показывает, что наблюдается стабилизация уровня производственного травматизма, тем не менее, проблема несчастных случаев по-прежнему актуальна. В 2009 году на производственных объектах Компании произошло два несчастных случая, связанных с воздействием опасных производственных факторов.

Травматизм и частота несчастных случаев снизились в 3,5 раза по сравнению с прошлым годом. С 2004 года показатели коэффициента частоты несчастных случаев снизились в 5,3 раза.

Охрана окружающей среды

Принимая во внимание, что природная среда и биологическое разнообразие – это достояние всех последующих поколений, Компания реализует сбалансированную политику устойчивого развития экономических, социальных и экологических аспектов в своей деятельности.

Для восстановления и стабилизации качества природной среды, мы внедряем наиболее эффективные и экологически безопасные проекты.

С этой целью Компания ежегодно выделяет значительные средства на их выполнение. Так, затраты 2009 года составили 7,9 млрд. тенге (53,6 млн. долларов США), а на

2010 год запланирована сумма в размере 10 млрд. тенге (66,7 млн. долларов США).

Основная сумма инвестиций направлена на ликвидацию загрязнений с историческим характером образования. Для этого в последние годы Компанией интенсивно внедряется технология цеолитно-биологического восстановления загрязненных земель. Ежегодно возвращаются в повторный хозяйственный оборот значительные площади ранее утраченных земель. Только за 2009 год восстановлено 77 га площадей. Кроме этого, Компанией применяется и традиционная техническая рекультивация загрязненных земель. Общая площадь восстановленных территорий составила 156 га.

Для уменьшения объемов исторически накопленных отходов, Компанией производится их утилизация с помощью двух комплексов по переработке замазученного грунта. На сегодняшний день данные комплексы прошли опытно-промышленную эксплуатацию, имеют все необходимые разрешения и заключения государственных органов. С целью наращивания и интенсификации объемов переработки отходов, РД КМГ привлекает подрядные компании, имеющие специальное оборудование. Фактически за истекший год в Компании утилизировано 121 тыс. тонн отходов. На 2010 г. запланировано переработать еще 121 тыс. тонн.

В 2009 году на ликвидацию технологического амбара цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) ПФ “Озенмунайгаз” было выделено 1,3 млрд. тенге (8,8 млн. долларов США). Его площадь сокращена с 85 га до 29 га.

Еще один аспект, которому Компанией уделяется внимание – это утилизация попутного газа. РД КМГ выполнены работы по строительству газопроводов общей протяженностью 64,6 км. С целью более рационального использования добываемого попутного газа увеличен процент его использования на собственные нужды путем установки дополнительных печей подогрева на месторождениях Кисимбай, Акинген, Б. Жоламанова. Эти меры позволили сократить сжигание газа на факелах на 5,6 млн.м3/год и увеличить использование попутного газа до 65%.

За период реализации Программы утилизации попутно-добываемого газа, Компанией профинансированы работы на сумму 577 млн. тенге (3,9 млн. долларов США). Работа по утилизации газа продолжается.

В ТОО СП “Казгермунай” с 2005 года реализуется программа по утилизации газа, благодаря которой население города Кызылорда обеспечивается дешевым природным газом. В период до 2011 года Программа предусматривает: увеличение мощности существующей установки по переработке газа (УПГ-2) до 500 млн. м^3 в год, строительство установки подготовки нефти на месторождении Нуралы с дожимной компрессорной станцией для дальнейшей закачки отделенного от нефти газа в газопровод месторождения Нуралы – УПГ-2. А также строительство газотурбинной электростанции на месторождении Акшабулак с целью обеспечения Кызылорды электроэнергией (62 МВт – на нужды города, 25 МВт – для собственных нужд предприятия).

Ряд актуальных экологических проектов РД КМГ связаны с профилактикой предупреждения загрязнения акватории Каспийского моря. Для этого береговая линия ограждена от производственной инфраструктуры Компании защитными дамбами, препятствующими загрязнению морских вод нефтепродуктами в период колебания уровня Каспия. Ежегодно, после подъема морских вод, дамбы восстанавливаются и реконструируются.

В последние годы Компанией применяется совершенно новая технология защиты месторождений от подтопления, представляющая собой многоступенчатую металлическую конструкцию со специальным наполнителем, укрепляющую береговую линию от оползновений и эрозии. Данная технология наиболее устойчива к воздействию морских волн в сравнении с используемыми ранее методами. В дальнейшем планируется произвести полную замену насыпных дамб новыми конструкциями.

С целью оперативного контроля за состоянием природной среды Компанией создана сеть наземного экологического мониторинга на базе действующих физико-химических лабораторий, обеспечивающих слежение за влиянием производственной деятельности РД КМГ на каждый компонент окружающей среды: воздух, подземные воды, почву, растительный и животный миры.

По полученным результатам Компанией оценивается целостность и эффективность технологических процессов. В случае их нарушения или повреждения принимаются своевременные меры по локализации источника загрязнения. Ежегодно поддерживается работоспособность мониторинговой сети и осуществляется ее развитие.

Информация по корпоративному управлению

Соблюдение Объединенного кодекса

Данный раздел годового отчета был разработан в соответствии с правилами по раскрытию и прозрачности Листингового агентства Великобритании (UKLA'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 Объединенный кодекс Корпоративного управления Великобритании ("Объединенный кодекс"). 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 об имеющихся отличиях ее действующей практики корпоративного управления от практики, описанной в Объединенном кодексе. Также, директора, признавая важность корпоративного управления, поддерживают развитие высоких стандартов корпоративного управления в Компании.

Различия между казахстанским Кодексом корпоративного управления и положениями Объединенного кодекса

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

В течение 2009 года, Компания соблюдала положения казахстанского Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах.

АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" ("РД КМГ", "Компания") приняла казахстанский Кодекс корпоративного управления с изменениями, включающими положения Объединенного кодекса, 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 положения Объединенного кодекса и будет стремиться к усовершенствованию своих стандартов корпоративного управления в будущем.

Кодекс корпоративного управления Компании и описания правил корпоративного управления доступны на сайте РД КМГ.

Ниже описаны основные различия между Кодексом корпоративного управления Компании и положениями Объединенного кодекса.

- Объединенный кодекс 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. Кодекс корпоративного управления РД КМГ не содержит данного требования.

  В 2009 году состоялось восемь заседаний независимых директоров, без участия председателя, на которых обсуждались следующие вопросы: позиция в отношении сделок с заинтересованностью с АО "Национальная Компания "КазМунайГаз" (НК КМГ) или компаниями Группы НК КМГ, включая приобретение доли участия в PetroKazakhstan Inc; мероприятия по приведению в соответствие с требованиями Политики по управлению денежными средствами; вопросы внутреннего аудита и внутреннего контроля; стратегия развития Компании; избрания членов Правления и иные изменения в менеджменте компании; вопросы, связанные с персоналом; и кадровые назначения.

  Несмотря на то, что оценка деятельности председателя Совета директоров директорами официально не проводилась, в марте 2010 года деятельность Совета директоров за 2009 год была оценена независимым консультантом. Более подробная информация об оценке деятельности Совета директоров изложена на стр. 37 данного отчета.

- В соответствии с положениями Объединенного кодекса после назначения на должность председатель Совета директоров должен удовлетворять критериям независимости, сформулированным в Объединенном кодексе.

  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 Объединенного кодекса.

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

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

  В 2009 году в состав Совета директоров Компании входили три независимых директора: Кристофер Маккензи, Пол Мандука и Эдвард Уолш, и таким образом, число независимых директоров составляло более трети Совета. Также, согласно Уставу Компании, ряд ключевых вопросов требует одобрения большинством независимых директоров.

  После истечения срока своих полномочий, независимый директор Кристофер Маккензи принял решение не выдвигать свою кандидатуру на переизбрание в Совет директоров Компании на внеочередном общем собрании акционеров, которое состоялось 26 марта 2010 года. Согласно Уставу Компании, число членов Совета директоров (в отсутствие временных вакансий) должно составлять не менее восьми человек, причем не менее трети Совета должны представлять независимые директора. Таким образом, одна должность независимого директора является временно вакантной до избрания нового независимого директора. В связи с этим, 25 мая 2010 года, на годовом общем собрании акционеров Советом директоров, по рекомендации Комитета по назначениям, будет предложена кандидатура для избрания третьего независимого директора.

- Объединенный кодекс 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.

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 (см. стр. 6-7), 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; и
- 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 2009 года Совет директоров состоял из восьми членов, которыми являлись:

Кайргельды Кабылдин	Председатель Совета директоров
Кенжебек Ибрашев	Член Совета директоров (генеральный директор)
Ержан Жангаулов	Член Совета директоров
Толеген Бозжанов	Член Совета директоров
Аскар Балжанов	Член Совета директоров
Кристофер Маккензи	Независимый директор
Пол Мандука	Независимый директор
Эдвард Уолш	Независимый директор

В связи с истечением срока полномочий, Совет директоров в соответствии с пунктом 2 статьи 12.2 Устава РД КМГ принял решение созвать внеочередное общее собрание акционеров 26 марта 2010 года, где были приняты следующие изменения:

- Председатель Совета директоров, Кайргельды Кабылдин и независимый директор Компании, Кристофер Маккензи решили не выдвигать свои кандидатуры в Совет директоров Компании.
- В соответствии с предложением крупного акционера НК КМГ о выдвижении кандидатур в Совет директоров, Асия Сыргабекова была избрана в качестве члена Совета директоров РД КМГ.
- В соответствии со статьей 12.16 Устава РД КМГ, председатель Совета директоров избирается из числа его членов большинством голосов от общего числа членов Совета директоров открытым голосованием. В связи с этим, 30 марта 2010 года, решением Совета директоров, Аскар Балжанов был избран в качестве председателя Совета директоров Компании.

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

Информация по корпоративному управлению продолжение

Структура Правления

В 2009 году в состав Правления Компании входили руководители высшего звена, включая генерального директора и его заместителей.

Члены Правления по состоянию на 31 декабря 2009 год:

ФИО руководителя	Должность в Компании
Кенжебек Ибрашев	Генеральный директор и председатель Правления
Владимир Мирошников	Заместитель генерального директора по производству – руководитель группы оперативного управления в г. Актау
Жаннета Бекежанова	Заместитель генерального директора по экономике и финансам
Аскар Аубакиров	Заместитель генерального директора по корпоративному развитию и управлению активами
Кайролла Ережепов	Управляющий директор по персоналу и социальной политике
Довулбай Абилханов	Директор ПФ “Озенмунайгаз”
Истурган Баймуханов	Директор ПФ “Эмбамунайгаз”

В течение 2009-2010 гг. на основании решения Совета директоров Компании в состав Правления внесены следующие изменения:

- 29 мая 2009 года были прекращены трудовые отношения с генеральным директором (председателем Правления) Аскаром Балжановым, в связи с этим, 1 июня 2009 года Кенжебек Ибрашев был избран председателем Правления РД КМГ.
- 30 июня 2009 года было принято решение о прекращении полномочий члена Правления Каирбека Елеусинова. Членами Правления были избраны Довулбай Абилханов (Директор ПФ “ОМГ”) и Истурган Баймуханов (Директор ПФ “ЭМГ”).
- 5 октября 2009 года Аскар Аубакиров был принят на работу в качестве заместителя генерального директора по корпоративному развитию и управлению активами; 1 декабря 2009 года избран членом Правления.
- 26 января 2010 года было принято решение о прекращении полномочий членов Правления Довулбая Абилханова и Кайроллы Ережепова. Членом Правления был избран Багиткали Бисекен (Директор ПФ “ОМГ”).
- 30 марта 2010 года было принято решение о прекращении полномочий члена Правления Багиткали Бисекена В связи с эти, Кийкбай Ешманов был избран членом Правления и назначен директором ПФ “ОМГ”.

Ответственность Совета директоров и Правления

Распределение полномочий между Советом директоров, Правлением и генеральным директором Компании определяется Уставом Компании в пунктах 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 приобретенях 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 2009 год Совет директоров провел 35 заседаний, включая семь заседаний - путем очного голосования, два заседания - путем очного голосования посредством телефонной конференц-связи и 26 заседаний - путем заочного голосования.

В течение года Советом директоров были рассмотрены следующие вопросы:

- предварительное утверждение консолидированной финансовой отчетности Компании за 2008 год;
- итоговая результативность ключевых показателей эффективности деятельности (КПД) членов Правления, руководителя Службы внутреннего аудита и корпоративного секретаря Компании;
- отчет о работе Совета директоров и Правления в 2008 году;
- отчет по оценке деятельности Совета директоров в 2008 году;
- вынесение на рассмотрение общего годового собрания акционеров рекомендации о порядке распределения чистого дохода Компании и размере дивиденда на одну простую и одну привилегированную акции Компании по итогам 2008 года.

В 2009 году в практику работы Совета директоров вошло регулярное заслушивание информации о результатах финансово-хозяйственной деятельности компании, об охране окружающей среды, здоровья и технике безопасности, отчетов по исполнению ранее принятых решений Совета директоров.

В связи с этим, в 2009 году, Совет директоров рассмотрел и принял решение о:
- заключении сделки, в совершении которой имеется заинтересованность – договор купли продажи 100% доли участия в KazMunaiGas PKI Finance BV.;
- заключении сделки, в совершении которой имеется заинтересованность – соглашение об уступке прав и принятия обязательств в отношении приобретения 33% пакета акций ПетроКазахстан Инк.

Советом директоров в 2009 году были утверждены следующие документы:
- принципы Компании;
- правила осуществления закупок Компании и юридическими лицами, сто процентов голосующих акций (долей участия) которых принадлежит РД КМГ;
- перечень информации, составляющей служебную, коммерческую, или иную охраняемую законом тайну РД КМГ.

Совет директоров также принимал решения по таким кадровым вопросам, как назначение и прекращение полномочий членов Правления, работников Службы внутреннего аудита, и корпоративного секретаря.

Присутствие членов Совета директоров на заседаниях Совета директоров и Комитетов

	Совет директоров	Комитет по аудиту	Комитет по назначениям	Комитет по вознагражд.	Комитет по стратег. планирован.
Количество заседаний проведенных в 2009 г.	**35**	**11**	**6**	**8**	**4**
Кайргельды Кабылдин	34	–	6	–	–
Аскар Балжанов	34	–	–	–	2
Ержан Жангаулов	33	–	–	–	–
Кенжебек Ибрашев	35	–	–	–	4
Кристофер Маккензи	34	11	5	8	–
Пол Мандука	35	11	–	4	–
Толеген Бозжанов	32	–	–	–	–
Эдвард Уолш	35	11	6	8	4

Правление является исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. В 2009 году на регулярной основе и по мере необходимости было проведено 38 заседаний Правления Компании.

В 2009 году Правление Компании рассмотрело следующие наиболее важные вопросы, относящиеся к операционной деятельности Компании:
- разработка и утверждение нормативно-технических документов в области промышленной безопасности при проведении буровых работ, подземном ремонте скважин, охране труда и окружающей среды в рамках работы по совершенствованию систем управления охраной труда и окружающей среды;
- внесение изменений в коллективный договор в части оплаты труда, отношений в социальной сфере, безопасности и охраны труда на производстве;
- выделение средств на создание в 2010 году более 1000 социальных рабочих мест в г. Жанаозен, в целях социальной защиты и поддержки населения в регионах деятельности Компании;
- утверждение процедур, регулирующих внутреннюю деятельность Компании в соответствии со стандартами ИСУ;
- создание Группы оперативного управления в г. Актау;
- утверждение среднесрочной производственной программы РД КМГ на 2009-2011 годы;
- одобрение среднесрочного бюджета Компании на 2009-2011 годы;
- одобрение мер по реализации инвестиционного проекта “Производство дорожных битумов на Актауском заводе пластических масс”;
- одобрение проектов по возможному приобретению долей участия в нефтегазовых компаниях, находящихся как в Республике Казахстан, так и за ее пределами;
- утверждение Положения о ежеквартальном премировании производственных структурных подразделений филиалов Компании за положительные результаты производственно-хозяйственной деятельности.

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

Оценка деятельности Совета директоров

Совет директоров Компании провел всестороннюю оценку своей деятельности и деятельности всех комитетов в 2009 году. Оценка проводилась с привлечением внешнего независимого консультанта. Для оценки использовались такие критерии, как реализация Советом приоритетных задач, профессиональный баланс, независимость Совета, взаимодействие Совета с исполнительным руководством, качество ключевых процедур работы Совета директоров. Выработанные в ходе оценки выводы и рекомендации членов Совета, включая мнение независимых директоров, были обсуждены на очном заседании Совета директоров 31 марта 2010 года. По итогам обсуждения был выработан план действий по совершенствованию работы Совета директоров.

Информация по корпоративному управлению продолжение

Согласно проведенной оценке, в 2009 году, Совет работал слаженно и эффективно. Значимый вклад в работу Совета внес Комитет по стратегии, помогая Совету вырабатывать оптимальные решения.

Дальнейшие усилия Совета должны быть направлены на укрепление системы управления рисками, совершенствование системы внутреннего контроля в Компании. Признано необходимым дальнейшее совершенствование информационного обеспечения Совета директоров.

Комитет по аудиту

Члены Комитета по аудиту

В 2009 году в состав указанного Комитета входили только независимые директора, а именно: Пол Мандука (председатель Комитета), Кристофер Маккензи, и Эдвард Уолш. Назначение в Комитет по аудиту осуществляется на период до трёх 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 2009 года Комитетом по аудиту проведено 11 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), обеспечением 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 2009 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.

Система внутреннего контроля и управления рисками

- Проведена оценка эффективности внутреннего контроля и системы управления рисками.
- Проведена самооценка Комитета по аудиту.

Внутренний аудит

- Рассмотрен и одобрен план Службы внутреннего аудита на три года.
- Проведена оценка эффективности внутреннего аудита.
- Рассмотрен и одобрен отчет о работе Комитета по аудиту за 2008 год.

Внешний аудит

- Компания ТОО “Эрнст энд Янг Казахстан” рекомендована в качестве внешнего аудитора Компании.

Комитет по вознаграждениям

Члены Комитета по вознаграждениям

В 2009 году в состав указанного Комитета входили только независимые директора. Его членами являлись Кристофер Маккензи (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 за 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 2009 году

В течение 2009 года Комитет по вознаграждениям провел восемь 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 2009 году Комитет по вознаграждениям рассмотрел такие вопросы, как:

- О создании рабочей группы для проведения анализа политики вознаграждения в Компании.
- О предоставлении опционов руководителям и работникам Компании.
- Вознаграждение и утверждение КПД корпоративного секретаря.
- Индексация заработной платы членов Правления, корпоративного секретаря и работников Службы внутреннего аудита Компании с учетом инфляции.
- Рассмотрение результатов по КПД членов Правления за 2008 год.
- Рассмотрение проектов карт по КПД членов Правления на 2009 год.
- О выплате годового вознаграждения за 2008 год работникам Компании.
- Определение вознаграждения руководства Компании – членов Правления.
- Преемственность должностных позиций, занимаемых иностранными работниками.
- О выплате аванса годового вознаграждения за 2009 год членам Правления и корпоративному секретарю.

Информация по корпоративному управлению продолжение

Общие суммы вознаграждений, начисленных независимым директорам за год, закончившийся 31 декабря 2009 года указаны в нижеследующей таблице:

ФИО	Годовое 000 US$	Физическое участие 000 US$	Телефон-видео 000 US$	Заседания независимых директоров 000 US$	Возглавление комитета 000 US$	Итого 2009 (за вычетом налогов) 000 US$	Итого 2009 (включая налоги) 000 KZT
Кристофер Маккензи	100	70	5	27,5	15	217,5	36 328
Пол Мандука	100	50	20	27,5	25	222,5	37 163
Эдвард Уолш	100	60	15	27,5	15	217,5	36 328
Итого	**300**	**180**	**40**	**82,5**	**55**	**657,5**	**109 729**

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

Общие суммы вознаграждений, начисленных членам Правления за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, указаны в нижеследующих таблицах:

Члены Правления	Должность	Заработная плата 000 KZT	Прочие выплаты за год 000 KZT	Итого 2009 000 KZT	Итого 2008 000 KZT	Итого 2009 000 US$	Итого 2008 000 US$
Кенжебек Ибрашев	Генеральный директор	18 098	0	18 098	0	123	0
Аскар Балжанов	Генеральный директор	12 525	35 366	47 891	56 923	325	473
Владимир Мирошников	Заместитель генерального директора по производству – руководитель группы оперативного реагирования в г. Актау	24 434	1 176	25 610	44 396	174	369
Жаннета Бекежанова	Заместитель генерального директора по экономике и финансам	14 994	2 723	17 716	38 595	120	321
Аскар Аубакиров	Заместитель генерального директора по корпоративному развитию и управлению активами	1 770	0	1 770	10 695	12	89
Кайролла Ережепов	Управляющий директор по персоналу и социальной политике	11 707	699	12 406	21 502	84	179
Довулбай Абилханов	Директор ПФ “Озенмунайгаз”	9 493	707	10 200	0	69	0
Багиткали Бисекен	Директор ПФ “Эмбамунайгаз”	17 739	12 746	30 485	28 926	207	240
Истурган Баймуханов	Директор ПФ “Эмбамунайгаз”	9 783	0	9 783	0	66	0
Каирбек Елеусинов	Директор ПФ “Озенмунайгаз”	6 380	12 147	18 527	4 003	126	33
Общая сумма вознаграждений[1]		**126 921**	**65 564**	**192 485**	**205 040**	**1 305**	**1 704**

1 Общая сумма не включает доли годового вознаграждения за 2008 год в размере 4 445 000 тенге, начисленной в 2009 году М. Курбанбаеву. Он являлся директором ПФ ОМГ и членом Правления Компании до 8 октября 2008 года.

Членам Совета директоров и Правления были предоставлены опционы на ГДР Компании согласно Положениям опционной программы Компании. Ниже в таблице указаны опционы на ГДР, которые были предоставлены, но не исполнены:

ФИО	Дата предоставления	Количество ГДР, на которые предоставлены опционы	Цена исполнения опциона	Даты созревания
Кайргельды Кабылдин	–	–	–	–
Аскар Балжанов	4 декабря 2007 г.	15 300	US$26,47	4 декабря 2010 г.
	2 декабря 2008 г.	23 576	US$13,00	2 декабря 2011 г.
Ержан Жангаулов	–	–	–	–
Толеген Божжанов	–	–	–	–
Кристофер Маккензи	–	–	–	–
Пол Мандука	–	–	–	–
Эдвард Уолш	–	–	–	–
Кенжебек Ибрашев	1 июня 2009 г.	20 327	US$21,80	1 июня 2012 г.
	1 января 2010 г.	18 034	US$24,90	1 января 2013 г.
Владимир Мирошников	4 октября 2006 г.	33 844	US$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	4 декабря 2007 г.	12 240	US$26,47	4 декабря 2010 г.
	2 декабря 2008 г.	18 861	US$13,00	2 декабря 2011 г.
Жаннета Бекежанова	4 октября 2006 г.	29 262	US$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	4 декабря 2007 г.	10 880	US$26,47	4 декабря 2010 г.
	2 декабря 2008 г.	16 765	US$13,00	2 декабря 2011 г.
Аскар Аубакиров	1 декабря 2009 г.	5 978	US$25,00	1 декабря 2012 г.
Кайролла Ережепов	4 октября 2006 г.	22 025	US$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	4 декабря 2007 г.	4 604	US$26,47	4 декабря 2010 г.
	2 декабря 2008 г.	8 513	US$13,00	2 декабря 2011 г.
Довулбай Абилханов	4 декабря 2007 г.	936	US$26,47	4 декабря 2010 г.
	2 декабря 2008 г.	6 706	US$13,00	2 декабря 2011 г.
Истурган Баймуханов	–	–	–	–
Каирбек Елеусинов	4 октября 2006 г.	9 854	US$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	4 декабря 2007 г.	2 714	US$26,47	4 декабря 2010 г.
	2 декабря 2008 г.	11 736	US$13,00	2 декабря 2011 г.
Багиткали Бисекен	18 мая 2007 г.	16 968	US$20,00	По одной трети на каждое 18 мая 2008, 2009 и 2010 гг.
	4 декабря 2007 г.	6 347	US$26,47	4 декабря 2010 г.
	2 декабря 2008 г.	11 736	US$13,00	2 декабря 2011 г.

Комитет по назначениям

В 2009 году в состав Комитета по назначениям входили независимые директора Кристофер Маккензи, Эдвард Уолш и председатель Совета директоров Кайргельды Кабылдин, который также являлся Председателем Комитета.

В течение 2009 года Комитет по назначениям провел шесть заседаний.

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.

Информация по корпоративному управлению продолжение

Комитет по стратегическому планированию

В 2009 году в состав Комитета по стратегическому планированию входили члены Совета директоров Кенжебек Ибрашев, Аскар Балжанов, и независимый директор Эдвард Уолш, который являлся председателем Комитета.

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

Деятельность Комитета по стратегическому планированию за 2009 год

В течение 2009 года Комитетом было проведено четыре заседания, где были рассмотрены вопросы:

- Стратегия развития Компании.
- Об одобрении участия Компании и его 100% дочернего предприятия в создании дочерней организации.
- Об одобрении заключения сделки, в совершении которой имеется заинтересованность – договор купли продажи 100% доли участия в KazMunaiGas PKI Finance BV.
- О проектах возможных приобретений в Республике Казахстан и за рубежом.
- Перспективные проекты разведки.
- Сценарий по прогнозу цены на нефть на 2010-2014 годы.
- Вопросы деятельности и дальнейшего развития месторождений ПФ ОМГ.
- Анализ лифтинг-затрат и капвложений.
- Вхождение в новые проекты и степень поддержки НК КМГ в данных вопросах.
- Вопросы нефтехимии.

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 2009 год:

ФИО	Количество простых акций	Количество ГДР	Количество привилегир. акций
Кайргельды Кабылдин	–	–	–
Аскар Балжанов	–	49 102	–
Кенжебек Ибрашев	–	–	–
Ержан Жангаулов	–	8 681	–
Толеген Бозжанов	–	–	–
Кристофер Маккензи	–	6 996	–
Пол Мандука	–	6 828	–
Едвард Уолш	–	6 828	–
Владимир Мирошников	1 163	9 494	–
Жаннета Бекежанова	–	–	2 203
Аскар Аубакиров	–	–	34
Довулбай Абилханов	–	–	588
Кайролла Ережепов	–	–	–
Каирбек Елеусинов	–	–	616
Багиткали Бисекен	–	–	280
Истурган Баймуханов	–	–	–

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 2009 год, о количестве которых необходимо сообщать. Данное требование не распространяется на держателей ГДР, однако Компания считает необходимым указать информацию о том, что 30 сентября 2009 года, государственный инвестиционный фонд Китайской Народной Республики China Investment Corporation (CIC) объявил о приобретении около 11% акций Компании в форме ГДР.

Акционер	Количество простых акций	Количество привилегированных акций	Всего размещенных акций
Количество выпущенных акций[1]	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%

1 Включает выкупленные ГДР для реализации опционной программы Компании, хранящиеся в доверительном управлении (на 31.12.2009 г. - 1 419 656 ГДР), а также акции и ГДР, выкупленные в соответствии с программой выкупа собственных акций (на 31.12.2009 г. – 8 699 697 ГДР и 110 632 акций).

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

Договоры с директорами

В связи с истечением срока полномочий Совета директоров, 26 марта 2010 года срок полномочий всего действующего состава Совета директоров Компании был продлен на три года. Председатель Совета директоров, Кайргельды Кабылдин и независимый директор, Кристофер Маккензи, решили не выдвигать свои кандидатуры в Совет директоров РД КМГ.

В 2009 году, Кайргельды Кабылдин являлся председателем Совета директоров Компании. Его избрание членом Совета директоров состоялось на внеочередном общем собрании акционеров 24 сентября 2008 года, а избрание председателем Совета директоров на очном заседании Совета директоров 8 октября 2008 года.

В 2009 году, Кенжебек Ибрашев являлся членом Совета директоров и генеральным директором Компании. Он был избран членом Совета директоров на общем собрании акционеров 30 октября 2007 года и назначен генеральным директором на очном заседании Совета директоров 28 мая 2009 года.

В 2009 году, Аскар Балжанов являлся членом Совета директоров Компании. Он был избран членом Совета директоров на общем собрании акционеров 12 июня 2006 года. 30 марта 2010 года, решением Совета директоров, Аскар Балжанов был избран в качестве председателя Совета директоров Компании.

В 2009 году, Ержан Жангаулов являлся членом Совета директоров Компании. Он был избран членом Совета директоров на общем собрании акционеров 12 июня 2006 года.

В 2009 году, Толеген Бозжанов являлся членом Совета директоров Компании. Он был избран членом Совета директоров на общем собрании акционеров Компании 24 сентября 2008 года.

Кристофер Маккензи был избран независимым директором Компании 28 августа 2006 года. В связи с истечением срока полномочий в 2010 году, Кристофер Маккензи, решил не выдвигать свою кандидатуру в Совет директоров РД КМГ.

Пол Мандука был избран независимым директором Компании 28 августа 2006 года. В связи с истечением срока полномочий, решением общего собрания акционеров Компании от 26 марта 2010 года срок его полномочий был продлен на три года.

Эдвард Уолш был избран независимым директором Компании 28 августа 2006 года. В связи с истечением срока полномочий, решением общего собрания акционеров Компании от 26 марта 2010 года срок его полномочий был продлен на три 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 на 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

Компания имеет систему внутреннего контроля и управления рисками. Система разработана с целью определения, оценки и управления значительных рисков, связанных с достижением Компанией своих бизнес целей, с учетом сохранности инвестиций акционеров в Компанию.

Директоры подтверждают, что в течении 2009 года действовали процессы которые определяли, оценивали и управляли значительными рисками с которыми сталкивалась Компания. К тому же, директоры 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 финансовую, операционную, административную политики, политику по управлению денежными средствам и другие процедуры.
- Постоянный мониторинг операционной, финансовой деятельности и работы, связанной с соблюдением требований техники безопасности в Компании.
- Внутренний Аудит Компании гарантирует Совету директоров, что управленческие процессы в компании являются адекватными для обнаружения и мониторинга существенных рисков; подтверждает эффективность деятельности принятых систем внутреннего контроля; гарантирует, что процессы, обеспечивающие обратную связь по управлению рисками являются надежными; и предоставляет объективное подтверждение, что Совет директоров получает надлежащее качественную гарантию и информацию от руководства и что эта информация является надежной.

В добавок к этому, информация по финансовым рискам может быть найдена в Отчете о финансово-хозяйственной деятельности, начиная со стр. 46, общую информацию по профилю рисков Компании можно найти в разделе Факторы риска на стр. 58 и информацую по мероприятиям по охране окружающей среды, и обеспечению техники безопасности можно найти в Отчете по Корпоративной Ответственности на стр. 32.

Информация по корпоративному управлению продолжение

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

Комитет по управлению рисками

В 2009 году, Комитет по управлению рисками осуществлял свою деятельность под председательством генерального директора Кенжебека Ибрашева. В состав Комитета входили 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 участвовал 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 новой редакции Положения о Комитете по управлению рисками, утвержденной Правлением в 2009 году, были расширены функции Комитета, в частности в области стратегического планирования и анализа инвестиционных проектов.

В течение 2009 года Комитет по управлению рисками провел три заседания, на которых принял решения по следующим направлениям:

- Планы развития системы управления рисками.
- Рассмотрение базового процедурного документа по управлению рисками.
- Рассмотрение отчета об идентификации и оценке портфеля рисков Компании.
- Вопросы внедрения системы управления рисками в производственных филиалах.
- Рассмотрение условий обновления корпоративной программы страхования на 2010 год.
- Совершенствование корпоративного управления.
- Перспективы развития системы обучения.
- Вопросы по разработке Плана непрерывности бизнеса.
- Рассмотрение изменений и дополнений в Положение о Комитете по управлению рисками.
- Рассмотрение текущих ситуаций, возникших в процессе оперативной деятельности структурных подразделений Компании в 2009 году.

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, связанные с Компанией.

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

Подоходный налог у источника выплаты

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

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

С 1 июля 2009 года, держатель акций из Великобритании, являющийся резидентом Великобритании не подлежит оплате корпоративного налога на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР за исключением случаев, которые относятся к определенным правилам против уклонения 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 подлежащих 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 имеющий 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 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. С 1 июля 2009 года, держатель акций из Великобритании, являющийся резидентом Великобритании не оплачивает корпоративный налог на выплаченный дивиденд и таким образом, будет не в состоянии требовать вычета их из любых казахстанских налогов.

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 помочь понять и оценить 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 приобретением, разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья. Основная деятельность нефтегазовых объектов осуществляется в Прикаспийском и Мангистауском бассейнах Западного Казахстана. Прямым основным акционером Компании является АО "Национальная Компания "КазМунайГаз" (НК КМГ), которая представляет интересы государства в нефтегазовой промышленности Казахстана. Компания разрабатывает 41 месторождение нефти и газа, в т.ч. производственный филиал "Озенмунайгаз" (ОМГ) – 2 месторождения, производственный филиал "Эмбамунайгаз" (ЭМГ) – 39 месторождений. Кроме того, Компания имеет 50% долю и дебиторскую задолженность в совместно контролируемых компаниях по добыче нефти и природного газа ТОО СП "Казгермунай" и CCEL, а так же 33% долю в "ПетроКазахстан Инк.".

22 декабря 2009 г. РД КМГ завершила сделку по приобретению 33% доли в "ПетроКазахстан Инк." Группа компаний ПетроКазахстан Инк. занимается разведкой и добычей углеводородов, а также продажей нефти и нефтепродуктов. «ПетроКазахстан Инк.» имеет долю в 16 месторождениях, 11 из которых находятся на различных стадиях разработки. Вторым акционером "ПетроКазахстан Инк." является китайская нефтегазовая компания CNPC Exploration and Development Company Ltd. (CNPC E&D), которой принадлежит 67% акций компании.

Добыча нефти Компании и ассоциированных с ней предприятий, учитывая долевое участие Компании (50% доля в ТОО СП "Казгермунай" и 50% доля в CCEL), в 2009 году составила 11 497 тыс. тонн или 232 тыс. баррелей в сутки (ПФ ОМГ и ПФ ЭМГ – 181 тыс. баррелей в сутки, ТОО СП "Казгермунай" – 34 тыс. баррелей в сутки и CCEL – 17 тыс. баррелей в сутки).

Вышеуказанные ассоциированные предприятия детально рассматриваются в разделе "Обзор финансовой и операционной деятельности ассоциированных компаний". Данный Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности затрагивает только основные активы Компании, если не указано иначе.

Условия ведения бизнеса и прогноз

К основным 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 2009 году

Цена на нефть сорта Брент в 2009 году в среднем составила 61,67 доллара США за баррель, уменьшившись по сравнению с 2008 годом на 35,41 доллара США за баррель.

	4 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2008 (долл. США /баррель)	4 кв. к 4 кв. %	**2009**	2008 (долл. США /баррель)	Изменение %
Brent	**74,53**	**68,08**	55,48	34%	**61,67**	97,08	–36%
Смесь КТК	**74,92**	**68,12**	56,26	33%	**61,70**	98,44	–37%
Urals	**73,93**	**67,75**	53,74	38%	**60,94**	94,08	–35%

Большая часть доходов, финансовых активов и займов Компании деноминирована в долларах США, в то время как основная часть операционных расходов - в тенге. Влияние колебаний валютных курсов на результаты деятельности Компании зависит от чистой валютной позиции Компании, а также от величины и направления таких колебаний.

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

	4 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2008 (долл. США /баррель)	4 кв. к 4 кв. %	**2009**	2008 (долл. США /баррель)	Изменение %
Средний обменный курс, тенге за 1 доллар США	**149,77**	**150,75**	120,16	25%	**147,50**	120,29	23%
ИПЦ	**1,4%**	**0,8%**	1,4%	0%	**6,2%**	9,5%	–35%
Обменный курс, тенге за 1 доллар США на дату баланса	**148,36**	**150,95**	120,77	23%	**148,36**	120,77	23%

Источник: Национальный банк Казахстана

Тенге девальвировал по отношению к доллару с 120,29 тенге/доллар США в 2008 году до 147,50 тенге/доллар США в 2009 году. Уровень инфляции в 2009 году составил 6,2%, по сравнению с 9,5% в 2008 году.

Производственная деятельность в 2009 году

Компания практически достигла намеченных планов по добыче нефти на 2009 год, добыв 8 962 тыс. тонн нефти против плана в 9000 тыс. тонн. Добыча нефти в 2009 году на 5% меньше аналогичного показателя в 2008 году. Невыполнение плана добычи на 49,192 тыс. тонн наблюдается в ПФ ОМГ, в то время как в перевыполнение плана добычи ПФ ЭМГ составило 11,340 тыс. тонн.

	4 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2008	%	**2009**	2008	Измене-ние %
ПФ ОМГ	**1 543,43**	**1 613,78**	1 703,00	–9%	**6 250,81**	6 646,00	–6%
ПФ ЭМГ	**670,70**	**712,10**	698,00	–4%	**2 711,34**	2 824,00	–4%
Всего	**2 214,13**	**2 325,88**	2 401,00	–8%	**8 962,15**	9 470,00	–5%

Основными причинами невыполнения плана добычи ПФ ОМГ стали такие факторы, как аномально суровая зима 2009 года с обильными и продолжительными снегопадами и сильными морозами, а так же проблемы энергообеспечения.

В результате суровых погодных условий увеличился фонд простаивающих скважин и количество скважин работающих ниже режимных параметров, произошло промерзание выкидных линий, возникли потери производительного времени бригад ПРС, сложности с доставкой персонала на объекты и прочее. Потери компании в результате данного фактора оцениваются в 62 тыс. тонн.

В результате проблем энергообеспечения в течение года происходили аварийные остановки добычи нефти на скважинах, остановка закачки воды для ППД, отказ подземного оборудования. Потери компании в результате данного фактора оцениваются в 13 тыс. тонн.

По состоянию на 31 декабря 2009 года эксплуатационный фонд скважин включает 5 853 добывающих и 1 658 нагнетательных скважин.

Основная часть месторождений Компании находится в поздней стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью и общим снижением уровня добычи нефти. Для проведения намеченных планов добычи Компанией проводились работы по эксплуатационному бурению, капитальному ремонту скважин и мероприятия по интенсификации добычи нефти.

За отчетный период введено в эксплуатацию из бурения 95 эксплуатационных скважин, по сравнению с 149 скважинами, введенными в 2008 году. При этом добыча нефти от ввода новых скважин составила 122,1 тыс. тонн по сравнению с 216,4 тыс. тонн за прошлый год. Осуществлен капитальный ремонт 1 206 скважин, что обеспечило 601,57 тыс. тонн дополнительной добычи. Компанией применяются передовые технологии повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), в том числе гидроразрыв пласта и использование потокоотклоняющих полимерных составов. В 2009 году за счет осуществления 235 скважино-операций ПНП было дополнительно добыто 324,31 тыс. тонн нефти.

В течение 2009 года Компания проводила геологоразведочные работы на площадях Р-9, Лиман и доразведку на С.Нуржанов. Пробурены переходящие с 2008 года скважины Нуржанов №503, 504 и 2 скважины 2009 года Нуржанов №505, 506, а также продолжается бурение поисково-разведочной скважины №1 на надсолевой структуре Карашунгул (блок Р-9) проектной глубиной 2100м.

По блоку Р-9 в отчетном периоде завершены работы по обработке и интерпретации сейсмических данных 3D за 2008г и 2D исследования в объеме 400 пог км (Шокат, Акши и Иманкара). Проект разведки (надсолевой и подсолевой комплексы) рассмотрен и согласован на заседании МТД “Запказнедра” (25.06.2009г.) и предусматривает бурение скважин на структурах Буйыргын (подсолевая), Карашунгул и Кызылкудук (надсолевые). На основании данного проекта ведется составление Проекта на строительство поисково-разведочных скважин.

По блоку Лиман в начале 2009 года рассмотрены результаты сейсморазведки 2D за 2008г. (700 пог км) и работы по переинтерпретации сейсмических данных 2D в объеме 800 пог км. Получены рекомендации по дальнейшему проведению ГРР. Проект разведки (подсолевой и надсолевой комплексы) на блоке Лиман составлен и находится в процессе согласования с МТД “Запказнедра”.

Плановая производственная деятельность в 2010 году

Ожидается, что в 2010 году добыча нефти сложится на уровне 9,20 млн. тонн, что на 3% больше объема, добытого в 2009 году. Для обеспечения этого роста и компенсации естественного снижения добычи в 2010 году запланировано бурение 113 добывающих, 84 нагнетательных и 4 оценочных скважины, а также выполнение мероприятий на существующих скважинах, в том числе по увеличению нефтеотдачи пластов, капитальному ремонту скважин, воздействию на призабойные зоны и вводу добывающих скважин из бездействия.

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности продолжение

На 2010 год Компанией запланировано проведение геологоразведочных работ на перспективных блоках с целью дальнейшего уточнения геологического строения и обоснования объектов для постановки поисково-разведочного бурения. В частности, по блоку Р-9 Компания планирует провести полевые работы 3D в объеме 400 кв.км. на структуре Косчагыл Юго-Восточный, бурение подсолевой скважины на структуре Буйыргын проектной глубиной 7000 м. и надсолевой скважины на структуре Карашунгул проектной глубиной 2500 м.

На блоке Лиман планируются сейсмические исследования 3D в объеме 360 кв.км. на структуре Сарайшык. Предполагается бурение поисковых скважин глубиной 7000м и 2000м для определения нефтегазоносности. На блоке Лиман планируется поисково-разведочное бурение в объеме 3000м, из них 2000м проходки по надсолевому комплексу и 1000м по подсолевому комплексу.

По результатам бурения скважины №502 месторождения С.Нуржанов подтвердилось расширение площади распространения нефтяной залежи на южном отдельном блоке. Для дальнейшего уточнения потенциала в 2010 году ожидается бурение 2-х проектных скважин №507 и 508 глубиной 3500м. С целью вовлечения в доразведку верхней части разреза месторождения планируется бурение 1 поисково-разведочной скважины проектной глубиной 2000м. Всего ожидаемая проходка по трем скважинам составляет 9 000 м. На месторождении Макат Восточный с целью уточнения геологического строения и выяснения перспектив продуктивной толщи планируется бурение 1 разведочной скважины проектной глубиной 1 500 м. На южном крыле месторождения Прорва Западная в 2010 году планируется бурение 1 разведочной скважины глубиной 3200м. Ранее запланированное на 2010 год бурение разведочной скважины проектной глубиной 2 900 м. месторождения Ботахан перенесено на 2011 год. В связи с низким качеством ранее проведенных сейсморазведочных данных на месторождении Кенбай предусматривается проведение сейсморазведки 3D в объеме 128 кв.км на участках Молдабек Вост. и Котыртас Сев. С целью подготовки основы для бурения разведочных скважин в 2010 году планируется проведение сейсморазведки 3D на месторождении Жанаталап в объеме 300 кв.км. На месторождении Кисимбай в 2010г. запланирована переобработка и переинтерпретация сейсмических данных 3D из-за больших расхождений с данными бурения.

Капитальные затраты Компании в 2010 году, в настоящий момент, ожидаются на уровне 95 млрд. тенге. Бюджет Компании в течение 2010 года будет периодически пересматриваться для отражения изменений в цене на нефть, обменного курса тенге, инфляции и прочих факторов.

В 2010 году РД КМГ намеревается продолжить серьезную работу по реализации стратегии приобретения новых активов, как в РК, так и за рубежом.

Результаты операционной деятельности

Суммы в долларах США переведены исключительно для удобства читателей по среднему обменному курсу за соответствующий период для консолидированных отчетов о прибылях и убытках и консолидированных отчетов о движении денежных средств и по курсу на конец периода для консолидированных балансов. Смотрите “Условия ведения бизнеса и прогноз”.

Основные показатели

	4 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2008	4 кв. к 4 кв.	**2009**	2008	
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%	**(в тыс. тенге, если не указано иное)**		Измене-ние %
Доходы	**137 838 567**	**141 024 201**	85 457 281	61%	**485 493 479**	**604 993 422**	–20%
Операционные расходы	**90 113 109**	**90 901 186**	100 022 583	–10%	**330 605 629**	**297 167 473**	11%
Операционные расходы (тенге за баррель)[1,2]	**4 242**	**4 206**	3 519	21%	**4 123**	**3 277**	26%
Операционные расходы (доллар США за баррель)[1,2]	**28,32**	**27,90**	29,29	–3%	**27,95**	**27,24**	3%
Операционная прибыль (убыток)	**47 725 458**	**50 123 015**	-14 565 302	–428%	**154 887 850**	**307 825 949**	–50%
Чистый доход[3]	**29 151 097**	**51 810 112**	22 739 530	28%	**209 726 900**	**241 282 369**	–13%
Затраты на добычу нефти и прочие затраты	**26 585 936**	**29 274 855**	32 410 752	–18%	**103 038 481**	**99 373 726**	4%
Затраты на добычу нефти и прочие затраты (доллар США за баррель)[1,4]	**10,89**	**11,34**	15,26	–29%	**10,59**	**11,85**	–11%
Капитальные расходы	**17 817 479**	**12 579 494**	13 056 824	36%	**43 326 083**	**41 891 804**	3%

1 Переведено по 7,36 барреля за тонну нефти.
2 Операционные расходы за вычетом расходов по экспортной таможенной пошлине и рентному налогу.
3 Чистая прибыль за период.
4 Затраты на добычу нефти и прочие затраты представляют собой сумму следующих статей операционных расходов (представленных в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2009 года (см. вебсайт Компании)): выплаты работникам, материалы, услуги по ремонту и обслуживанию, электроэнергия и прочие расходы. Сюда также включаются расходы, связанные с добычей и переработкой газа, переработкой нефти и общеадминистративные расходы, которые не связаны напрямую с добычей нефти и которые увеличили затраты на баррель приблизительно на 1,55 и 2,04 доллара США в периоды, завершившиеся 31 декабря 2009 года и 31 декабря 2008 года соответственно (1,58 и 1,79 доллара США для кварталов, закончившихся 31 декабря 2009 года и 31 декабря 2008 года соответственно).

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 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2009	**2009**	2008
Экспорт через УАС					
Объем нефти (в миллионах тонн)	**1,2**	**1,3**	1,2	**4,9**	4,9
% от общего объема продажи нефти	**55%**	**58%**	55%	**55%**	54%
% от общей выручки от продажи нефти	**67%**	**69%**	63%	**66%**	65%
Экспорт через КТК					
Объем нефти (в миллионах тонн)	**0,4**	**0,5**	0,6	**2,0**	2,1
% от общего объема продажи нефти	**19%**	**20%**	27%	**22%**	23%
% от общей выручки от продажи нефти	**25%**	**24%**	28%	**26%**	29%
Прочие					
Объем нефти (в миллионах тонн)	**0,6**	**0,5**	0,4	**2,0**	2,1
% от общего объема продажи нефти	**27%**	**22%**	18%	**22%**	23%
% от общей выручки от продажи нефти	**8%**	**7%**	9%	**8%**	6%

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. Однако, в течение 2009 года реализация нефти через КТК была менее выгодна, чем через УАС, что обусловлено несколькими факторами. Во-первых, из-за разницы между фактически сложившейся средней ценой реализации и средней рыночной ценой за 2009 год (58,32 и 61,02 доллара США за баррель соответственно) в силу волатильности цен на нефть. Во-вторых, превышение расходов по банку качества над премией от коэффициента баррелизации (5,68 и 4,93 доллара США за баррель соответственно). Возникновение премии по коэффициенту баррелизации обусловлено тем, что при транспортировке через КТК увеличивается коэффициент баррелизации с 7,23 до 7,84 (в 2009 году).

Следует отметить, что Министерство энергетики и минеральных Ресурсов Республики Казахстан (здесь и далее – МЭМР) контролирует и ограничивает объемы поставок нефти по этим трубопроводам и, поэтому, возможность поставок нефти Компании по тем или иным трубопроводам ограничена.

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности продолжение

Доходы

В следующей таблице приведены данные об объемах продаж и ценах реализации нефти и нефтепродуктов за 3 квартал 2009 г., 4 квартал 2009 и 2008 гг. и 2009 и 2008 гг.:

	4 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2008	4 кв. к 4 кв.	**2009**	2008	Измене-
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%	**(в тыс. тенге, если не указано иное)**		ние %
Экспортные продажи нефти							
Трубопровод УАС							
Реализация	**91 632 184**	**94 592 847**	51 992 450	76%	**313 121 601**	383 714 296	-18%
Объем (в тыс. тонн)	**1 180**	**1 319**	1 227	-4%	**4 947**	4 898	1%
Средняя цена (тенге за тонну)	**77 654**	**71 709**	42 384	83%	**63 293**	78 347	-19%
Средняя цена (доллар США/ баррель)[1]	**71,71**	**65,79**	48,79	47%	**59,35**	90,09	-34%
Трубопровод КТК							
Реализация	**33 565 242**	**32 997 731**	23 184 104	45%	**122 693 779**	168 406 193	-27%
Объем (в тыс. тонн)	**408**	**459**	605	-33%	**1 999**	2 110	-5%
Средняя цена (тенге за тонну)	**82 258**	**71 965**	38 294	115%	**61 389**	79 813	-23%
Средняя цена (доллар США/ баррель)[1]	**75,96**	**66,03**	44,08	72%	**57,57**	91,77	-37%
Всего экспорт нефти	**125 197 426**	**127 590 578**	75 176 555	67%	**435 815 380**	552 120 489	-21%
Реализация нефти на внутренний рынок							
Реализация нефти на внутренний рынок	**11 205 243**	**9 871 534**	6 831 651	64%	**36 861 944**	36 933 575	0%
Объем (в тыс. тонн)	**576**	**508**	379	52%	**1 959**	2 072	-5%
Средняя цена (тенге за тонну)	**19 442**	**19 431**	18 041	8%	**18 818**	17,827	6%
Средняя цена (доллар США/ баррель)[1]	**17,95**	**17,83**	20,77	-14%	**17,65**	20,50	-14%
Всего реализация нефти на внутренний рынок	**11 205 243**	**9 871 534**	6 831 651	64%	**36 861 944**	36 933 575	0%
Суммарные продажи нефти							
Реализация нефти	**136 402 668**	**137 462 112**	82 008 206	66%	**472 677 324**	589 054 064	-20%
Объем (в тыс. тонн)	**2 164**	**2 286**	2 211	-2%	**8 905**	9 079	-2%
Средняя цена (тенге за тонну)	**63 021**	**60 141**	37 094	70%	**53 082**	64 878	-18%
Средняя цена (доллар США/ баррель)[1]	**58,20**	**55,18**	42,70	36%	**49,78**	74,60	-33%
Прочие продажи	**1 435 899**	**3 562 089**	3 449 075	-58%	**12 816 155**	15 939 358	-20%
Всего доход	**137 838 567**	**141 024 201**	85 457 281	61%	**485 493 479**	604 993 422	-20%

1 В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

Реализация нефти в 2009 году

Выручка от реализации нефти в 2009 году по сравнению с 2008 годом снизилась на 20% и составила 473 млрд. тенге в основном в связи со снижением средней цены реализации на 33% и сокращением объемов реализации нефти на 2% или 174 тыс. тонн. Снижение объема реализации нефти обусловлено ограничением приема нефти со стороны АНПЗ. Следует отметить, что темп снижения средней цены реализации составил 33% , что ниже темпа падения мировых цен в 36% в результате того, что сокращение объема поставок на внутренний рынок и рост объемов реализации на экспорт оказали положительный эффект на формирование средней цены реализации.

Экспорт – трубопровод УАС

Выручка от реализации нефти на экспорт по трубопроводу УАС в 2009 году снизилась на 18% и составила 313 млрд. тенге. Снижение выручки связано со снижением средней цены реализации на 19% до 63 293 тенге за тонну и частично скорректировано увеличением объема поставок по трубопроводу на 1% или на 50 тыс. тонн.

Выручка от реализации на экспорт по трубопроводу УАС в 4-м квартале 2009 года по сравнению с аналогичным периодом 2008 года увеличилась на 76% в связи с увеличением средней цены реализации на 83% до 77 654 тенге за тонну. Данный эффект частично скорректирован за счет снижения объема реализации на 4% или 47 тыс. тонн.

Экспорт – трубопровод КТК

Выручка от реализации нефти по трубопроводу КТК в 2009 году уменьшилась на 27% по сравнению с 2008 годом до 123 млрд. тенге. Снижение выручки было вызвано падением средней цены реализации на 23% до 61 389 тенге за тонну и снижением объема экспорта через КТК на 5%. Отрицательный эффект на выручку оказало то, что премия по баррелизации оказалась меньше расходов банка качества на 13%, тогда как в 2008 году разница составила 9%.

Выручка от реализации на экспорт по трубопроводу КТК в 4-м квартале 2009 года по сравнению с аналогичным периодом 2008 года увеличилась на 45% в связи с увеличением средней цены реализации на 115% и уменьшением объема реализации на 33%. При этом выгоды от премии по баррелизации превышали расходы по банку качества.

Реализация на внутреннем рынке РК

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке в 2009 году сложилась на уровне 2008 года, а в 4-м квартале 2009 года увеличилась по сравнению с аналогичным периодом 2008 года на 64% в связи с увеличением объема реализации на 52% с одной стороны и увеличением средней цены реализации на 8% с другой стороны.

Ниже в таблице приведены данные о ценах реализации от продажи нефти с учетом транспортных и прочих расходов за периоды, завершившиеся 30 сентября 2009 и 31 декабря 2009 и 2008 года:

	4 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2008	4 кв. к 4 кв.	**2009**	2008	Изменение
		(долл. США/баррель)		%	(долл. США/баррель)		%
УАС							
Публикуемая рыночная цена[1]	**74,53**	**68,08**	53,74	39%	**60,71**	94,08	–35%
Цена реализации	**71,76**	**65,68**	48,83	47%	**59,26**	90,07	–34%
Премия по коэффициенту баррелизации	**–0,05**	**0,11**	–0,04	31%	**0,09**	0,02	405%
Реализованная цена[2]	**71,71**	**65,79**	48,79	47%	**59,35**	90,09	–34%
Экспортная таможенная пошлина – Рентный налог	**11,49**	**9,75**	23,77	–52%	**7,94**	11,29	–30%
Транспортные расходы	**7,38**	**6,96**	7,32	1%	**7,32**	7,38	–1%
Комиссия по продажам	**0,06**	**0,06**	0,07	–20%	**0,06**	0,07	–17%
Нэтбек	**52,78**	**49,02**	17,63	199%	**44,03**	71,35	–38%
КТК							
Публикуемая рыночная цена[1]	**74,53**	**68,08**	56,26	32%	**61,02**	98,44	–38%
Цена реализации	**73,61**	**64,91**	49,35	49%	**58,32**	92,53	–37%
Банк качества	**–4,03**	**–4,48**	–9,42	–57%	**–5,68**	–8,47	–33%
Премия по коэффициенту баррелизации	**6,39**	**5,60**	4,15	54%	**4,93**	7,71	–36%
Реализованная цена[2]	**75,97**	**66,03**	44,08	72%	**57,56**	91,77	–37%
Экспортная таможенная пошлина – Рентный налог	**11,49**	**9,75**	23,77	–52%	**7,29**	11,29	–35%
Транспортные расходы	**6,93**	**6,84**	7,65	–9%	**7,15**	7,79	–8%
Комиссия по продажам	**0,06**	**0,06**	0,07	–19%	**0,06**	0,07	–17%
Нэтбек	**57,49**	**49,38**	12,59	357%	**43,07**	72,62	–41%
Внутренний рынок							
Цена реализации	**17,95**	**17,83**	20,77	–14%	**17,65**	20,50	–14%
Транспортные расходы	**1,22**	**1,25**	1,01	20%	**1,30**	0,94	37%
Нэтбек	**16,74**	**16,58**	19,76	–15%	**16,35**	19,56	–16%
В среднем							
Цена реализации	**58,03**	**55,07**	44,28	31%	**50,06**	75,10	–33%
Банк качества	**–0,76**	**–0,90**	–2,58	–71%	**–1,28**	–1,97	–35%
Премия по коэффициенту баррелизации	**0,93**	**1,01**	1,00	–7%	**0,99**	1,46	–32%
Реализованная цена[2]	**58,20**	**55,18**	42,70	36%	**49,78**	74,60	–33%
Экспортная таможенная пошлина – Рентный налог	**8,43**	**7,59**	19,70	–57%	**6,05**	8,71	–31%
Транспортные расходы	**5,74**	**5,67**	6,33	–9%	**5,96**	6,00	–1%
Комиссия по продажам	**0,04**	**0,04**	0,06	–28%	**0,05**	0,05	–16%
Нэтбек	**43,99**	**41,88**	16,61	165%	**37,71**	59,83	–37%

1 Использованы следующие котировки в качестве рыночных цен: за 4 квартал 2008 года и 12 месяцев 2008 года Urals (RCMB) по трубопроводу УАС и CPC Blend CIF

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности продолжение

по трубопроводу КТК; за 1 полугодие 2009 года Urals NOVO 80KT по трубопроводу УАС и CPC FOB 80kt по трубопроводу КТК; за 2 полугодие 2009 года - Brent (DTD).

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

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 значении котировальных цен на даты фактической реализации от средних публикуемых цен за отчетный период, при этом расхождения могут быть существенными в виду высокой волатильности мировых цен на нефть. Цена, полученная от продажи нефти на внутреннем рынке, определяется преимущественно соглашением с АО «Национальная Компания «КазМунайГаз», или ее дочерними компаниями (производственная себестоимость +3%).

Операционные расходы

Операционные расходы Компании состоят в основном из производственных расходов. В таблице ниже представлены составляющие операционных расходов Компании:

	4 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2008	4 кв. к 4 кв.	**2009**	2008	Измене-
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%	(в тыс. тенге, если не указано иное)		ние %
Рентный налог	**20 980 278**	**18 896 350**		–	**58 673 500**	–	–
Налог на недропользование	**15 485 285**	**15 813 382**		–	**55 087 266**	–	–
Выплаты работникам	**12 957 292**	**13 682 169**	14 481 320	–6%	**50 876 767**	43 117 573	18%
Транспортные расходы	**13 860 131**	**13 279 835**	13 596 236	–2%	**53 793 843**	53 135 541	1%
Износ, истощение и амортизация	**8 099 843**	**7 902 437**	9 189 229	–14%	**31 155 360**	34 368 825	–9%
Услуги по ремонту и обслуживанию	**5 743 436**	**6 707 797**	9 520 458	–30%	**21 568 989**	24 653 917	–13%
Энергия	**2 884 186**	**2 496 797**	2 912 728	–14%	**10 429 959**	9 291 579	12%
Материалы	**2 823 961**	**3 382 914**	2 385 015	42%	**10 135 010**	12 717 118	–20%
Управленческий гонорар и комиссии по продажам	**2 809 792**	**2 814 631**	2 115 113	33%	**7 648 453**	8 439 633	–9%
Штрафы и пени	**-4 439 022**	**826 991**	- 193 026	–528%	**8 132 702**	1 808 845	350%
Налоги, помимо подоходного налога	**1 917 797**	**1 013 003**	2 087 593	–51%	**5 031 000**	5 690 873	–12%
Обесценение инвестиций в дочерние и зависимые компании	**3 043 907**	**-**	2 396 198	–100%	**3 043 907**	2 396 198	27%
Убыток от реализации основных средств	**1 157 634**	**987 877**	503 142	96%	**2 547 437**	852 909	199%
Проекты социальной инфраструктуры	**537 870**	**999 261**	- 1 100 810	–191%	**2 239 845**	1 649 078	36%
Роялти	**-**	**-**	4 215 738	–100%	**-**	25 312 574	–100%
Экспортная таможенная пошлина	**-**	**-**	37 828 310	–100%	**-**	68 796 006	–100%
Изменение в запасах нефти	**73 658**	**-907 436**	- 3 025 892	–70%	**213 835**	-4 656 735	–105%
Прочие	**2 177 061**	**3 005 178**	3 111 231	–3%	**10 027 756**	9 593 539	5%
Итого	**90 113 109**	**90 901 186**	100 022 583	–9%	**330 605 629**	297 167 473	11%

Операционные расходы за 2009 год по сравнению с предыдущим периодом увеличились на 33 млрд. тенге или 11%. Основными причинами роста являются повышение налоговой нагрузки за счет НДПИ, начисление провизии по результатам налоговой проверки за 2004-2005 гг., увеличение выплат работникам, а также изменение в запасах нефти.

С 1 января 2009 года в соответствии с новым налоговым кодексом роялти заменен НДПИ. Увеличение расходов по НДПИ по сравнению с роялти связано с тем, что при расчете НДПИ используется рыночная цена на нефть, в то время как при расчете роялти – цена реализации.

Выплаты работникам за 2009 год по сравнению с предыдущим периодом увеличились на 18% из-за увеличения численности производственного персонала на 8% и увеличения средних расходов на персонал на 19%. Рост численности обусловлен набором персонала по производственной необходимости. Повышение средней заработной платы связано с ростом базовых тарифов на оплату труда производственного персонала, с увеличением премии производственному персоналу и приравниванием районных коэффициентов в ПФ ЭМГ к показателям ПФ ОМГ.

Расходы по статье “Износ, истощение и амортизация” уменьшились, а убытки от реализации основных средств увеличились в отчетном периоде по сравнению с 2008 годом в связи с тем, что в предыдущем периоде было ликвидировано всего 215 скважин, тогда как в 2009 году – 320 скважин. Кроме того, амортизация лицензии по блоку Лиман начислялась в течение 12 месяцев в 2008 году и только до 19.02.09 г. в отчетном периоде в связи с истечением срока действия лицензии.

Услуги по ремонту и обслуживанию уменьшились на 13% в связи с сокращением количества ремонтов скважин и снижением объемов 2D и 3D исследований согласно производственной программе на 2009 год. Кроме того, в 2008 году были списаны расходы по 2D исследованиям на блоке Лиман.

Расходы по обеспечению энергией увеличились на 12% в связи с увеличением тарифов на электроэнергию и ее транспортировку, что частично нивелировано сокращением объемов потребления электроэнергии и технической воды.

Сокращение расходов по материалам на 20% связано с использованием собственных нефтепродуктов, полученных в результате процессинга сырой нефти на АНПЗ.

Управленческий гонорар выплачивается в соответствии с Соглашением об управленческих услугах, заключенным с АО "Национальная Компания "КазМунайГаз". Снижение расходов по управленческому гонорару на 9% связано со снижением годовой суммы гонорара на 10%, а также сокращением периодов начисления расходов в 2009 году до 8 месяцев, начиная с мая месяца.

Увеличение расходов по пеням и штрафам на 6,3 млрд. тенге в основном объясняется начислением провизии по результатам налоговой проверки за 2004-2005 гг. Налоговый Комитет Министерства Финансов РК произвел комплексную проверку за 2004-2005 гг. По результатам проверки, начатой в 2007 и завершенной 5 августа 2009 г., налоговым органом доначислено 32,0 млрд. тенге, из которых 16,2 млрд. тенге - недоимка, 8,0 – административный штраф (вследствие налогового правонарушения) и 7,8 млрд. тенге - пеня. Главными причинами расхождений стали вопросы отнесения на вычеты расходов по транспортировке и прочим услугам, а также признание доходов по переоценке основных средств в целях налогообложения.

Руководство Общества убеждено, что позиция компании по интерпретации налогового законодательства справедливы и имеются весомые аргументы для их оспаривания в полном объеме согласно действующего законодательства. Тем не менее, руководство, осознавая неопределенность и низкую вероятность положительного исхода судебных разбирательств, ввиду двусмысленности, разного толкования налогового законодательства и непоследовательности позиции налоговых органов, признало некоторые моменты из начисленных сумм. Так по состоянию на 31 декабря 2009 начислено 9,1 млрд. тенге провизии на аналогичные нарушения за период 2004 – 2005 гг., включая сумму штрафа и пени.

Расходы по налогам, кроме подоходного налога, в 2009 году уменьшились на 12% по сравнению с предыдущим периодом. Основными факторами уменьшения явилась отмена отчислений в дорожный фонд и подписной бонус, снижение ставок и уменьшение базы начисления (перечня веществ) по платежам за загрязнение окружающей среды, снижение средней ставки по социальному налогу, что частично нивелировано повышением ставок по налогу на имущество.

В 2009 году расходы по обесценению инвестиций в совместные предприятия увеличились на 27% в отчетном периоде по сравнению с 2008 годом. Это было вызвано тем, что 1 октября 2009 года АО "РД "КазМунайГаз" произвело полную выплату в пополнение уставного капитала ТОО "KPI Inc.", тем самым доведя свою долю до 4,9 млрд. тенге.

Увеличение расходов по проектам социальной инфраструктуры связано с оказанием спонсорской помощи в целях развития инфраструктуры г. Жанаозен и обесценением некоторых социальных объектов.

Расходы по статье «Изменение в запасах нефти» связаны с увеличением остатков готовой продукции в 2009 году. Данные объемы реализации перенесены на 2010 год в связи с неблагоприятными погодными условиями в конце отчетного периода.

Финансовые доходы (расходы) и курсовая разница (Чистые финансовые доходы/расходы)

В каждом периоде Компания получает финансовые доходы главным образом от процентов по депозитам, а в условиях девальвации тенге возникает прибыль от курсовой разницы. Финансовые расходы Компании в каждом периоде состоят в основном из процентов по займам и начисления дисконта связанного с резервом по фонду ликвидации скважин и историческим обязательствам.

Чистый финансовый доход за 2009 год сложился на уровне 133,1 млрд. тенге, что больше показателя 2008 года на 90,1 млрд. тенге. Увеличение в основном связано с получением прибыли от курсовой разницы на 88,8 млрд. тенге в результате девальвации тенге в феврале 2009 года. Также наблюдается увеличение процентных доходов по депозитам на 1,3 млрд. тенге в результате увеличения доли депозитов в долларах США в условиях девальвации тенге.

Доход от участия в совместных и ассоциированных предприятиях

Убыток Компании от участия в ассоциированных и совместных предприятиях в 2009 году составил 2,5 млрд. тенге по сравнению с прибылью в 57,6 млрд. тенге за 2008 год. Снижение произошло в основном за счет сокращения дохода от доли участия в ТОО СП "Казгермунай" на 61,2 млрд. тенге.

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности продолжение

Расходы по подоходному налогу

Расходы по корпоративному подоходному налогу в 2009 году сократились на 91,3 млрд. тенге или 55%. Это произошло как за счет уменьшения дохода до налогообложения на 19%, так и за счет снижения эффективной ставки налога на прибыль на 21%.

	4 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2008 **(тыс. тенге)**	4 кв. к 4 кв. %	**2009**	2008 **(тыс. тенге)**	Измене-ние %
Доход до налогообложения	**44 985 160**	**72 311 056**	**20 282 608**	122%	**285 472 729**	408 374 235	–30%
Доход до налогообложения (без учета результатов СП и ассоциированных компаний)	**48 533 375**	**66 099 713**	**911 034**	5277%	**287 940 280**	350 750 351	–18%
Подоходный налог	**15 834 063**	**20 500 944**	**–2 456 922**	–744%	**75 745 829**	167 091 866	–55%
Эффективная ставка налога	**35%**	**28%**	**–12%**	47%	**27%**	41%	–14%
Эффективная ставка налога (без учета результатов СП и ассоциированных компаний)	**33%**	**31%**	**–270%**	302%	**26%**	48%	–21%

Снижение эффективной ставки налога на прибыль связано с введением нового Налогового кодекса, согласно которому снизилась ставка корпоративного подоходного налога с 30 до 20%, а также существенно снизилась нагрузка по налогу на сверхприбыль в результате изменения методологии его расчета. При этом наблюдается рост доли налога на сверхприбыль в составе налога на прибыль. Согласно методологии расчета НСП, предусмотренной в Налоговом кодексе, к недропользователям применяется прогрессивная шкала ставок пропорциональная уровню доходов компании. В течение года увеличилась предельная ставка по НСП в разрезе месторождении в 1,25-2,0 раза.

Чистая прибыль за период

В результате указанных выше факторов чистая прибыль Компании за 2009 год снизилась по сравнению с 2008 годом на 13% и составила 209,7 млрд. тенге.

Обзор деятельности ассоциированных компаний

ТОО СП "Казгермунай"

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели ТОО СП "Казгермунай":

	4 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2008	4 кв. к 4 кв.	**2009**	2008	Изменение
Выручка, тыс. долл. США	**363 902**	**339 048**	159 618	128%	**1 172 888**	1 763 329	–34%
Операционные расходы, тыс. долл. США	**176 083**	**172 255**	183 493	–4%	**736 534**	490 460	49%
Расходы по подоходному налогу, тыс. долл. США	**97 207**	**33 455**	7 370	1219%	**178 553**	529 502	–66%
Чистый доход, тыс. долл. США	**61 759**	**133 338**	– 31 245	–298%	**228 948**	744 287	–69%
Капитальные затраты, тыс. долл. США	**73 549**	**18 651**	54 316	35%	**137 634**	207 240	–34%
Добыча нефти, тыс. тонн	**817**	**814**	805	1%	**3 202**	3 140	2%
Реализация нефти, тыс. тонн	**775**	**850**	813	–5%	**3 043**	3 026	1%
Экспорт через Актау	**280**	**316**	375	–25%	**1 170**	1 448	–19%
Экспорт через казахстанско-китайский трубопровод	**355**	**284**	370	–4%	**1 249**	1 193	5%
Экспорт в Узбекистан	**10**	**–**	–	–	**10**	5	100%
Внутренний рынок	**130**	**250**	68	91%	**615**	380	62%

Доля Компании (50%) в объеме добычи ТОО СП "Казгермунай" за 2009 год составила 1 601 тыс. тонн. Капитальные затраты за 2009 год составили 137,6 млн. долларов США. Доход от участия в совместном предприятии включен в консолидированную финансовую отчетность Компании за 2009 год в сумме 2,4 млрд. тенге. В 2009 году Компания получила от ТОО СП "Казгермунай" 25 млн. долларов США по сравнению с 325 млн.долларов США в 2008 году. Столь значительное уменьшение дивидендов возникло за счет снижения чистого дохода ТОО СП "Казгермунай" на 69% по сравнению с 2008 годом. Снижение чистого дохода связано с уменьшением выручки на 34%, увеличением расходов по налогам в связи с введением нового налогового кодекса в 2009 году, начислением провизии по штрафу за превышение норм по сжиганию газа, а также изменением методов начисления выручки.

В 2010 году ТОО СП "Казгермунай" планирует добыть 3 млн. тонн нефти и пробурить 15 добывающих скважин. Капитальные затраты в 2010 году планируются на уровне 15,1 млрд. тенге (101 млн. долларов США).

АО "Каражанбасмунай"

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели АО "Каражанбасмунай":

	4 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2008	4 кв. к 4 кв.	**2009**	2008	Изменение
Выручка, тыс. долл. США	**195 934**	**207 547**	149 118	31%	**687 736**	1 032 914	–33%
Операционные расходы, тыс. долларов США	**131 147**	**150 788**	179 372	–27%	**568 884**	538 476	3%
Расходы по подоходному налогу, тыс. долларов США	**12 972**	**–25 725**	–123 652	–110%	**–5 930**	148 489	–108%
Чистый доход, тыс. долларов США	**51 816**	**82 476**	93 398	–45%	**124 778**	345 949	–58%
Капитальные затраты, тыс. долл. США	**38 350**	**18 703**	63 296	–39%	**130 112**	229 914	–52%
Добыча нефти, тыс. тонн	**460**	**475**	484	–5%	**1 867**	1 829	2%
Реализация нефти, тыс. тонн	**430**	**498**	491	–12%	**1 861**	1 814	3%
Экспорт через Махачкалу	**281**	**308**	403	–30%	**1 254**	1 369	–8%
Экспорт через Приморск	**90**	**140**	60	50%	**419**	234	79%
Экспорт через Одесса	**–**	**–**	–	–	**6**	–	–100%
Экспорт через Баку/Иран	**–**	**–**	–	–	**–**	–	–
Внутренний рынок	**60**	**50**	28	114%	**183**	211	–13%

Компания признала финансовый доход от инвестиций в АО "Каражанбасмунай" (доля 50%) за 2009 год в сумме 16,3 млн. долл. США. В 2009 году в АО "Каражанбасмунай" было осуществлено капитальных вложений на сумму 110,0 млн. долл. США, что на 52% меньше, чем в 2008 году. На снижение уровня чистого дохода повлияло уменьшение выручки на 33% и увеличение налоговой нагрузки по сравнению с 2008 годом.

В 2010 году АО "Каражанбасмунай" планирует добычу в объеме 1,9 млн. тонн нефти. Капитальные затраты в 2010 году ожидаются на уровне 23 млрд. тенге (153 млн. долларов США).

ПетроКазахстан Инк.

В 2009 году объем добычи "ПетроКазахстан Инк." составил 6,292 тыс. тонн по сравнению с 6,390 тыс. тонн в 2008 году.

Ниже представлена доля ключевых финансовых и операционных показателей АО "ПетроКазахстан Инк.", включенных в консолидированную финансовую отчетность РД КМГ:

	2009
Доходы	**3 489 068**
Операционные расходы	**(2 851 783)**
Операционный доход	**637 285**
Чистые финансовые расходы	**(12 725)**
Доход до налогообложения	**624 560**
Подоходный налог	**(366 019)**
Чистая прибыль	**258 541**
Убыток от конвертации иностранной валюты, отраженный в Прочих доходах	**(276 913)**

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности продолжение

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 (капитальные 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 кв. 2009	**3 кв. 2009**	4 кв. 2008 (тыс. тенге)	4 кв. к 4 кв. %	**2009**	2008 (тыс. тенге)	Измене-ние %
Чистые потоки денежных средств от операционной деятельности	**67 322 503**	**55 316 341**	–1 409 748	–4875%	**149 159 221**	163 854 907	–9%
Чистые потоки денежных средств от инвестиционной деятельности	**–98 871 879**	**–179 289 889**	257 172 971	–138%	**–252 701 063**	140 539 758	–280%
Чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности	**–835 957**	**–54 845 555**	– 937 815	–11%	**– 73 962 333**	– 40 977 580	80%

В 2009 году чистый приток денежных средств от операционной деятельности составил 149,2 млрд. тенге, что на 14,7 млрд. тенге меньше по сравнению с 2008 годом. Данное уменьшение связано с уменьшением прибыли от операционной деятельности в результате сокращения экспортной выручки, а также по причине сокращения прибыли от участия в совместных и ассоциированных компаниях.

Чистый отток денежных средств, направленных на инвестиционную деятельность в 2009 году увеличился на 393,2 млрд. тенге. Данное увеличение произошло за счет увеличения чистого оттока по операциям с финансовыми активами на 340,8 млрд. тенге. Данный эффект частично снижен за счет уменьшения дивидендов, полученных от совместных и ассоциированных компании на 35,4 млрд. тенге и уменьшения полученного вознаграждения на 18,7 млрд. тенге.

В 2009 и 2008 гг. капитальные затраты Компании, рассчитанные по кассовому методу составили 43,3 млрд. тенге и 41,9 млрд. тенге соответственно.

Чистый отток денежных средств, направленных на использование в финансовой деятельности в 2009 году увеличился на 33,0 млрд. тенге по сравнению с 2008 годом. Данное изменение произошло, в основном за счет увеличения оттока денежных средств по приобретению собственных акций на 21,4 млрд. тенге, по выплатам дивидендов на 6,6 млрд. тенге, по погашению обязательств на 6,0 млрд. тенге.

Займы

В таблице ниже отражены данные по чистым денежным средствам Компании за периоды, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг. и 30 сентября 2009 года:

	На 31 декабря 2009	**На 30 сентября 2009**	На 31 декабря 2008	Декабрь к декабрю
		(в тыс. тенге, если не указано иное)		%
Текущая часть	**45 650 017**	**1 383 361**	14 905 744	206%
Срок погашения более одного года	**92 023 143**	**–**	5 532 332	1 563%
Всего займов	**137 673 160**	**1 383 361**	20 438 076	574%
Деньги и их эквивалент	**107 626 368**	**140 036 827**	285 131 743	–62%
Другие текущие финансовые активы	**534 288 078**	**470 633 818**	264 677 096	102%
Долгосрочные финансовые активы	**797 931**	**8 542 310**	5 108 021	–84%
Всего финансовых активов	**642 712 377**	**619 212 955**	554 916 860	16%
Финансовые активы, деноминированные в долларах США, %	**74%**	**85%**	67%	10%
Чистые денежные средства	**505 039 217**	**617 829 594**	534 478 784	–6%

Займы Компании деноминированы в долларах США. Увеличение займов на 31 декабря 2009 г. по сравнению с прошлым годом связано с приобретением долговых ценных бумаг PKI Finance на сумму 129 млрд. тенге, выпущенных в 2006 г. для приобретения 33% доли в Петроказахстан Инк.

Основными факторами роста финансовых активов деноминированных в долларах США являются увеличение депозитной базы в долларах США за счет проводимой денежной политики и девальвации тенге в феврале текущего года.

16 августа 2004 года Компания заключила договор о продаже нефти с Esomet и получила долгосрочный аванс в сумме 600 млн. долларов США с условием уплаты вознаграждения по ставке ЛИБОР плюс 1,75% годовых. 24 июля 2006 года Компанией и Esomet подписано дополнительное соглашение к договору, согласно которому был получен дополнительный аванс на сумму 50 млн. долларов США, снижена ставка вознаграждения с 1,75% до 1,1% и отменено действие гарантии НК КМГ. По состоянию на 31 декабря 2009 года компания полностью погасила обязательства по договору с Esomet.

Заявления относительно будущего

В настоящем документе содержатся заявления, которые являются или считаются "заявлениями относительно будущего". Терминология для описания будущего, включая, среди прочего, слова "считает", "по предварительной оценке", "ожидает", "по прогнозам", "намеревается", "планирует", "наметила", "будет" или "должна", либо, в каждом случае, аналогичная или сопоставимая терминология, либо ссылки на обсуждения, планы, цели, задачи, будущие события или намерения, призваны обозначить заявления относительно будущего. Указанные заявления относительно будущего включают все заявления, которые не являются историческими фактами. Они включают, без ограничения, заявления о намерениях, мнениях и заявления об ожиданиях Компании в отношении, среди прочего, результатов деятельности, финансового состояния, ликвидности, перспектив, роста, потенциальных приобретений, стратегии и отраслей, в которых работает Компания. По своей природе, заявления относительно будущего связаны с риском и неопределенностью, поскольку они относятся к будущим событиям и обстоятельствам, которые могут произойти или не произойти. Заявления относительно будущего не являются гарантиями будущих результатов деятельности, и фактические результаты деятельности, финансовое положение и ликвидность Компании и развитие страны и отраслей, в которых работает Компания, могут существенно отличаться от тех вариантов, которые описаны в настоящем документе или предполагаются согласно содержащимся в настоящем документе заявлениям относительно будущего. Компания не планирует и не берет на себя обязательства обновлять какую-либо информацию относительно отрасли или какие-либо заявления относительно будущего, которые содержатся в настоящем документе, будь то в результате получения новой информации, будущих событий или каких-либо иных обстоятельств. Компания не делает никаких заявлений, не предоставляет никаких заверений и не публикует никаких прогнозов относительно того, что результаты, изложенные в таких заявлениях относительно будущего, будут достигнуты.

Факторы риска

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

С целью повышения эффективности деятельности, максимизации стоимости и обеспечения устойчивого развития в Компании внедрена система управления рисками.

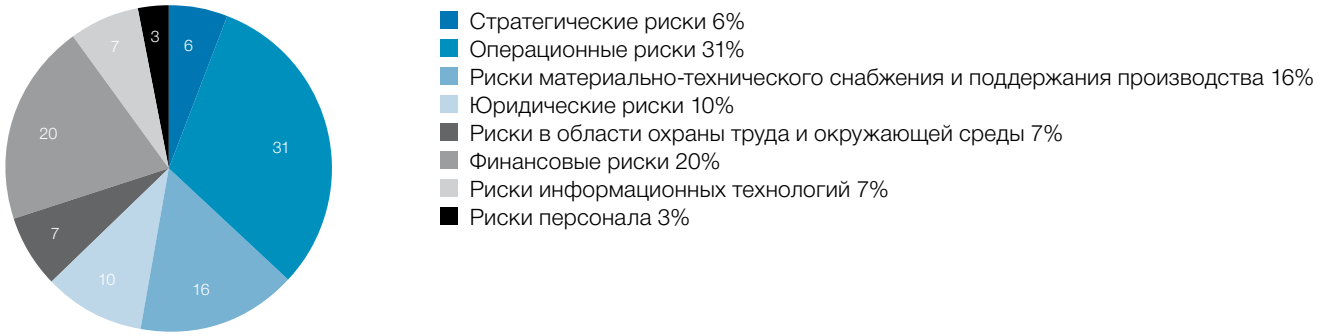
Система управления рисками является неотъемлемой частью системы управления Компании и представляет собой постоянно развивающийся процесс, следуя которому Компания системно идентифицирует, оценивает и управляет своим портфелем рисков, анализируя развитие Компании в прошлом, настоящем и будущем.

Система управления рисками Компании включает систему контроля над выполнением поставленных задач, процесс оценки эффективности проводимых мероприятий, систему принятия стратегических и тактических решений с учетом анализа рисков.

Процесс управления рисками осуществляется Советом директоров, Правлением, Комитетом по управлению рисками, руководителями структурных подразделений и всеми работниками Компании. Распределение ответственности и функций в процессе управления рисками установлено Политикой управления рисками.

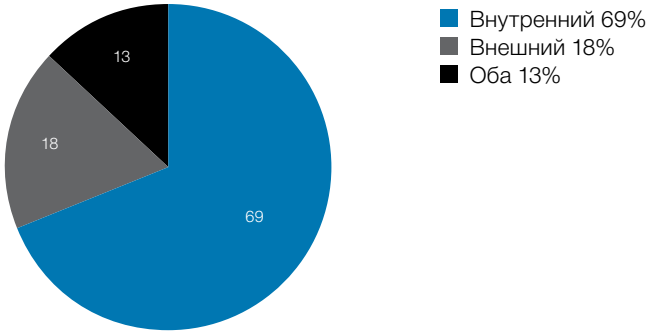
По результатам ежегодной идентификации и оценки рисков Комитетом по управлению рисками (см. стр. 44) был сформирован портфель рисков Компании.

Классификация портфеля рисков по категориям



Портфель рисков Компании составляет 18% рисков с внешним источником и 69% с внутренним источником влияния.

Анализ источника рисков



Риски с внутренним источником полностью находятся в зоне управления и контроля Компанией, напрямую связанные с эффективностью системы управления и внутреннего контроля.

Риски с внешним источником находятся вне зоны контроля и системы управления Компании, но в отношении которых Компания предпринимает возможные меры для их минимизации и смягчения их воздействия.

Некоторая информация о рисках содержится в Проспекте эмиссии простых акций и ГДР, опубликованном 29 сентября 2006 году, а также анализ ключевых финансовых рисков содержится в годовой аудированной отчетности (см. стр. 88).

Ниже представлен дополнительный неисчерпывающий перечень основных рисков.

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 сейсмики и гравики. Заключительным этапом геологоразведочных работ является анализ геологических рисков.

Добыча

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

Компания проводит детальный анализ производственных рисков, в целях повышения эффективности производственного процесса, путем своевременной идентификации рисков и управления ими, обеспечения коммуникаций, координации и коррекции действий производственного персонала различных уровней.

Основные ключевые зависимости производственной деятельности Компании:

- Состояние основного фонда скважин.
- Электроснабжение.
- Погодные условия.
- Своевременность закупа и поставок оборудования.
- Качество поставленного оборудования.
- Своевременность и качество выполнения услуг подрядчиками.
- Забастовки производственного персонала Компании.
- Безопасность производственного персонала.
- Эффективность планирования.
- Экологическая безопасность.
- 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.

Волатильность цены на сырую нефть и нефтепродукты

На изменения цены на сырую нефть и нефтепродукты влияет состояние мировой экономики, политическая нестабильность или конфликты, действия стран главных экспортеров нефти, погода и природные катаклизмы. Изменения цены на нефть и нефтепродукты может повлиять на уровень ожидаемых доходов, на принятие инвестиционных решений и операционную деятельность. В связи с этим Компания готовит ежегодные бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем. Некоторый объем сырой нефти хеджируется.

Забастовки

Обострение социальных проблем в Казахстане, в том числе и в регионах деятельности Компании, может негативно отразиться на непрерывности производственной деятельности став причиной роста протестных настроений и возникновения забастовок. В результате несанкционированные забастовки могут оказать существенное и неблагоприятное влияние на репутацию, операционные и финансовые результаты Компании.

Факторы риска продолжение

В целях предотвращения возникновения забастовок проводятся разъяснительные работы в коллективах структурных подразделений о том, что любые трудовые споры должны решаться в конструктивном ключе, через профсоюзы. Для решения трудовых споров создаются специальные примирительные комиссии с участием представителей местных властей, профсоюза и участников акции протеста.

Партнеры

Компания сотрудничает и привлекает зарубежные и местные компании по различным направлениям своей деятельности. Компания имеет ограниченную возможность оказывать влияние на поведение и операционную деятельность своих партнеров, что может сказаться на операционных и финансовых результатах Компании. В этой связи Компания развивает долгосрочные и взаимовыгодные партнерские отношения. Для минимизации случаев нарушения или неисполнения обязательств Компания предусматривает в своих договорах серьезные санкции, а также ведет базу недобросовестных подрядчиков.

Изменения законодательства, фискального и регуляторного режима

Изменения законодательства в области недропользования, налогового и таможенного режимов может привести к увеличению фискальной нагрузки на Компанию, снижению финансовых результатов, трудности операционной деятельности и сокращению имеющихся у Компании ресурсов для инвестиций. В зависимости от изменения налоговой и таможенной нагрузки Компания намерена анализировать свои производственные и инвестиционные планы и при необходимости вносить в них изменения.

Риски персонала

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. Также по некоторым оценкам, существующий уровень заработной платы в Компании уступает показателям рынка по уровню заработной платы в компаниях, сопоставимых по уровню капитализации и по отрасли. Для снижения данного риска Компания инициировала проект по внедрению системы стимулирования сотрудников, направленной на приведение уровня заработной платы в соответствие с рыночными показателями в целях мотивации и удержания высококвалифицированного персонала. В 2009 году решением правления Компании был произведен перерасчет заработных плат исходя из уровня инфляции.

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 в базы данных.

Отчёт независимых аудиторов

Акционерам и руководству Акционерного Общества “Разведка Добыча “КазМунайГаз”

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности Акционерного Общества “Разведка Добыча “КазМунайГаз” и её дочерних предприятий (далее по тексту – “Компания”), которая включает консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2009 года, консолидированный отчёт о совокупном доходе, консолидированный отчёт об изменениях капитала и консолидированный отчёт о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учётной политики и другие примечания к консолидированной финансовой отчётности.

Ответственность руководства в отношении финансовой отчетности

Руководство Компании несет ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности. Эта ответственность включает планирование, внедрение и поддержание надлежащего внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие мошенничества или ошибки; выбор и применение соответствующей учетной политики; сделанных бухгалтерских оценок, соответствующих конкретным обстоятельствам.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Эти стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы, спланировали и провели аудит так, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения финансовой отчетности вследствие мошенничества или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления предприятием финансовой отчетности, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля предприятия. Аудит также включает оценку уместности выбранной учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления финансовой отчетности в целом.

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

Заключение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Компании на 31 декабря 2009 года, а также его финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

ТОО “Эрнст энд Янг”

Пол Кон
Партнер по аудиту

Евгений Жемалетдинов
Аудитор / Генеральный директор
ТОО “Эрнст энд Янг”

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

Квалификационное свидетельство аудитора № 0000553 от 24 декабря 2003 года.

17 февраля 2010 года

Акционерное общество “Разведка Добыча “КазМунайГаз”

Консолидированная финансовая отчётность
За год, закончившийся 31 декабря 2009 года

Консолидированный отчёт о финансовом положении

В тысячах тенге

	Прим.	На 31 декабря 2009	2008
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	4	**257 739 303**	248 920 924
Прочие финансовые активы	6	**797 931**	5 108 021
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	7	**20 268 928**	18 862 017
Нематериальные активы	5	**2 276 745**	2 831 782
Инвестиции в ассоциированные компании и совместно-контролируемые предприятия	7	**254 147 918**	121 910 766
Актив по отсроченному налогу	16	**10 265 537**	1 428 948
Прочие активы		**7 291 870**	3 519 908
Итого долгосрочных активов		**552 788 232**	402 582 366
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	8	**15 525 704**	14 405 863
Предоплата по налогам и НДС к возмещению		**9 969 965**	8 352 503
Расходы будущих периодов		**21 595 622**	6 562 709
Торговая и прочая дебиторская задолженность	6	**49 710 916**	37 819 473
Дебиторская задолженность совместно-контролируемого предприятия	7	**1 082 100**	–
Прочие финансовые активы	6	**534 288 078**	264 677 096
Денежные средства и их эквиваленты	6	**107 626 368**	285 131 743
Итого текущих активов		**739 798 753**	616 949 387
Итого активов		**1 292 586 985**	1 019 531 753
КАПИТАЛ			
Уставный капитал	9	**238 546 914**	259 724 847
Прочие резервы		**1 474 089**	1 385 036
Нераспределённая прибыль		**747 820 751**	586 058 950
Прочие компоненты капитала		**12 937 395**	(76 197)
Итого капитала		**1 000 779 149**	847 092 636
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные обязательства			
Займы	11	**92 023 143**	5 532 332
Резервы	12	**35 319 443**	38 716 666
Итого долгосрочных обязательств		**127 342 586**	44 248 998
Текущие обязательства			
Займы	11	**45 650 017**	14 905 744
Подоходный налог к уплате		**21 138 596**	55 806 901
Налог на добычу полезных ископаемых и рентный налог к уплате		**36 177 299**	–
Торговая и прочая кредиторская задолженность		**34 402 259**	32 380 235
Резервы	12	**27 097 079**	25 097 239
Итого текущих обязательств		**164 465 250**	128 190 119
Итого обязательств		**291 807 836**	172 439 117
Итого обязательств и капитала		**1 292 586 985**	1 019 531 753

Примечания на страницах 67-93 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Консолидированный отчёт о совокупном доходе

В тысячах тенге

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2009	2008
Доходы	13	**485 493 479**	604 993 422
Операционные расходы	14	**(330 605 629)**	(297 167 473)
Операционная прибыль		**154 887 850**	307 825 949
Финансовый доход	15	**46 758 905**	45 374 578
Расходы на финансирование	15	**(3 241 289)**	(3 146 631)
Доход от курсовой разницы		**89 534 814**	696,455
Доля в результатах ассоциированных компаний и совместно-контролируемых предприятий	7	**(2 467 551)**	57 623 884
Прибыль до налогообложения		**285 472 729**	408 374 235
Расходы по подоходному налогу	16	**(75 745 829)**	(167 091 866)
Прибыль за год		**209 726 900**	241 282 369
Курсовая разница от пересчета зарубежных операций		**13 013 592**	579 153
Реализованный убыток от финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, реклассифицированный в прибыль отчетного периода		**–**	435 886
Прочий совокупный доход за год, за вычетом налогов		**13 013 592**	1 015 039
Итого совокупный доход за год, за вычетом налогов		**222 740 492**	242 297 408
ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ			
Базовая	10	**2,87**	3,26
Разводненная	10	**2,78**	3,26

Примечания на страницах 67-93 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Консолидированный отчёт о движении денежных средств

В тысячах тенге, если не указано иное

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2009	2008
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		**285 472 729**	408 374 235
Корректировки для прибавления (вычета) неденежных статей			
Износ, истощение и амортизация	4, 5	**31 155 360**	34 368 825
Доля в результатах ассоциированных компаний и совместно-контролируемых предприятий		**2 467 551**	(57 623 884)
Поставка сырой нефти по условиям соглашения о предэкспортном финансировании		**(10 830 585)**	(17 862 800)
Убыток от выбытия основных средств		**2 547 437**	852 909
(Сторнирование обесценения) обесценение основных средств	4	**(590 558)**	183 086
Признание расходов по опционной программе		**248 106**	354 612
Изъятие долевых инструментов		**(164 690)**	**–**
Обесценение инвестиций в совместно-контролируемое предприятие	14	**3 043 907**	2 396 198
(Сторнирование) начисление резерва по сомнительным долгам	6	**(1 057 105)**	1 057 105
Нереализованный доход от курсовой разницы		**(7 993 206)**	(464 941)
Прочие неденежные расходы		**686 909**	5 840 391
Плюс расходы на финансирование		**3 241 289**	3 146 631
Минус финансовый доход, относящийся к инвестиционной деятельности		**(46 758 905)**	(45 374 578)
Корректировки оборотного капитала			
Изменение в прочих активах		**(4 352 007)**	(10 008)
Изменение в товарно-материальных запасах		**(1 282 335)**	(2 607 882)
Изменение предоплаты по налогам и НДС к возмещению		**(2 818 233)**	(2 587 032)
Изменение в расходах будущих периодов		**(13 762 247)**	(1 815 510)
Изменение в торговой и прочей дебиторской задолженности		**(9 697 855)**	11 241 450
Изменение в налоге на добычу полезных ископаемых и рентном налоге к уплате		**36 177 299**	**–**
Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности		**(6 558 436)**	1 241 412
Изменение в резервах		**5 670 976**	(3 578 130)
Подоходный налог уплаченный		**(115 686 180)**	(173 277 182)
Чистые потоки денежных средств, полученные от операционной деятельности		**149 159 221**	163 854 907
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		**(43 326 083)**	(41 891 804)
Поступления от продажи основных средств		**1 221 183**	545 183
Приобретение нематериальных активов		**(15 764)**	(227 771)
Взнос в капитал совместного предприятия		**(3 043 907)**	(1 816 093)
Приобретение дочерней организации за вычетом полученных средств	7	**459 646**	**–**
Дивиденды, полученные от ассоциированных компаний и совместно-контролируемых предприятий		**3 768 250**	39 164 528
Приобретение (продажа) финансовых активов, нетто		**(253 356 352)**	91 555 956
Продажа финансовых активов, удерживаемых до погашения		**10 517 548**	**–**
Продажа финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, нетто		**–**	6 449 113
Погашение займов, полученных от связанных сторон		**5 028 216**	2 036 327
Вознаграждение полученное		**26 046 200**	44 724 319
Чистые потоки денежных средств, (использованных в) полученных от инвестиционной деятельности		**(252 701 063)**	140 539 758
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Расходы по опционной программе		**–**	299 279
Выкуп собственных акций		**(21 392 129)**	(521 318)
Поступления по займам		**–**	30 000
Погашение займов		**(6 352 778)**	(311 960)
Дивиденды, уплаченные акционерам Компании		**(46 108 343)**	(39 504 759)
Вознаграждение уплаченное		**(109 083)**	(968 822)
Чистые потоки денежных средств, использованные в финансовой деятельности		**(73 962 333)**	(40 977 580)
Чистое изменение денежных средств и их эквивалентов		**(177 504 175)**	263 417 085
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	6	**285 131 743**	21 658 451
Отрицательная курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам		**(1 200)**	56 207
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	6	**107 626 368**	285 131 743

Примечания на страницах 67-93 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Консолидированный отчёт об изменениях в капитале

В тысячах тенге, если не указано иное

	Уставный капитал	Выкупленные собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Резерв по пересчету валют	Резервы по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи	Итого капитала
На 1 января 2008 года	263 094 581	(3 728 667)	1 672 224	386 494 710	(655 350)	(435 886)	646 441 612
Прибыль за год	–	–	–	241 282 369	–	–	241 282 369
Прочий совокупный доход	–	–	–	–	579 153	435 886	1 015 039
Итого совокупный доход	–	–	–	241 282 369	579 153	435 886	242 297 408
Признание выплат, основанных на акциях	–	–	354 612	–	–	–	354 612
Исполнение опционов работников	–	880 251	(641 800)	–	–	–	238 451
Выкуп собственных акций (Примечание 9)	–	(521 318)	–	–	–	–	(521 318)
Дивиденды (Примечание 9)	–	–	–	(41 718 129)	–	–	(41 718 129)
На 31 декабря 2008 года	**263 094 581**	**(3 369 734)**	**1 385 036**	**586 058 950**	**(76 197)**	–	**847 092 636**
Прибыль за год	–	–	–	209 726 900	–	–	209 726 900
Прочий совокупный доход	–	–	–	–	13 013 592	–	13 013 592
Итого совокупный доход	–	–	–	209 726 900	13 013 592	–	222 740 492
Признание выплат, основанных на акциях	–	–	248 106	–	–	–	248 106
Изъятие долевых инструментов	–	–	(164 690)	–	–	–	(164 690)
Исполнение опционов работников	–	203 266	5 637	–	–	–	208 903
Выкуп собственных акций (Примечание 9)	–	(21 381 199)	–	–	–	–	(21 381 199)
Дивиденды (Примечание 9)	–	–	–	(47 965 099)	–	–	(47 965 099)
На 31 декабря 2009 года	**263 094 581**	**(24 547 667)**	**1 474 089**	**747 820 751**	**12 937 395**	–	**1 000 779 149**

Примечания на страницах 67-93 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Примечания к консолидированной финансовой отчётности

В тысячах тенге, если не указано иное

1. Организация и основная деятельность

Акционерное общество "Разведка Добыча "КазМунайГаз" (далее по тексту "Компания") была учреждена 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. Прямым основным акционером Компании является АО "Национальная Компания "КазМунайГаз" (далее по тексту "НК КМГ" или "Материнская компания"), которое представляет государственные интересы в нефтегазовой промышленности Казахстана, и которое владеет 59,38% акций Компании, находящихся в обращении по состоянию на 31 декабря 2009 года (в 2008 году: 58,19%). С июня 2006 года АО "Казахстанский холдинг по управлению государственными активами "Самрук" (далее по тексту "Самрук") владеет 100% акций НК КМГ. В свою очередь, 100% акций Самрук находятся в собственности Правительства Республики Казахстан (далее по тексту "Правительство"). В октябре 2008 года Самрук объединился с Фондом Устойчивого Развития "Казына", находящимся в собственности Правительства, тем самым был образован АО "Фонд Национального Благосостояния "Самрук-Казына" (далее по тексту "ФНБ Самрук-Казына").

Компания осуществляет свою основную деятельность через производственные подразделения "Озенмунайгаз" и "Эмбамунайгаз". Кроме того, Компания имеет 50%-ную долю в совместно- контролируемой компании по добыче нефти и природного газа, дебиторскую задолженность от совместно- контролируемой компании и 33%-ную долю в ассоциированной компании (Примечание 7). Данная консолидированная финансовая отчетность отражает финансовое положение и результаты операций данных подразделений, совместно контролируемых предприятий, ассоциированных компаний и прочих предприятий, преимущественно не связанных с осуществлением основной деятельности, в которых Компания имела контрольную и не контрольную доли участия.

2. Обзор существенных аспектов учётной политики

Основные аспекты учётной политики, применённые при подготовке данной консолидированной финансовой отчетности, приведены ниже. Данная учётная политика последовательно применялась для всех представленных периодов, если не указано иное. Настоящая консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, и значения округлены до ближайшей тысячи, 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 ближайшей 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 учётной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчётности, раскрыты в Примечании 3.

Принятые стандарты бухгалтерского учёта и интерпретации

Компания приняла следующие новые или пересмотренные Стандарты и Интерпретации Комитета по Международным стандартам финансовой отчетности (КИМСФО) в настоящем отчётном году. Принятие пересмотренных стандартов и интерпретаций не оказало существенного влияния на финансовые результаты или финансовое положение Компании.

- МСФО 2 — Выплаты, основанные на акциях: Условия наделения правами и аннулирование вознаграждения.
- МСФО 7 — Финансовые инструменты: раскрытие информации: Усовершенствование раскрытия информации о финансовых инструментах.
- МСФО 2 — Операционные сегменты.
- МСБУ 1 — Представление финансовой отчётности.
- МСБУ 32 — Финансовые инструменты: представление информации и МСБУ 1 Представление финансовой отчетности: Финансовые инструменты с правом обратной продажи эмитенту и обязательства, возникающие при ликвидации.
- Интерпретация 9 — Повторная оценка встроенных производных инструментов и МСБУ 39 Финансовые инструменты: признание и оценка.
- Интерпретация 13 — Программы, направленные на поддержание лояльности клиентов.
- Интерпретация 16 — Хеджирование чистой инвестиции в зарубежное подразделение.
- Поправки к МСФО — (май 2008 года)

Влияние принятия данных стандартов и интерпретаций на консолидированную финансовую отчетность Компании, если таковое имелось, приводится далее:

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

МСБУ 1 Представление финансовой отчётности

Пересмотренный стандарт разграничивает изменения в капитале на связанные и не связанные с собственниками. Отчёт об изменениях в капитале будет содержать лишь подробности сделок с собственниками, а все изменения, не связанные с собственниками, будут представлены посредством сверки каждого компонента капитала. Кроме того, Стандарт вводит отчёт о совокупном доходе, все статьи доходов и расходов в виде либо одного отчёта, либо двух отчётов связанных друг с другом. Компания выбрала представление одного отчета.

Поправки к МСФО

В мае 2008 года Совет по МСФО выпустил первый комплект поправок к своим стандартам, главным образом, с целью упразднения несоответствий и уточнения формулировок. В отношении каждого стандарта существуют отдельные переходные положения. Принятие следующих поправок привело к изменениям в учётной политике, однако это не оказало влияния на финансовое положение или показатели деятельности Компании.

МСБУ 1 Представление финансовой отчётности: Активы и обязательства, классифицированные как удерживаемые для проведения торговых операций в соответствии с МСБУ 39 “Финансовые инструменты: признание и оценка”, не классифицируются автоматически в отчете о финансовом положении как краткосрочные. Компания провела анализ того, отличается ли оценка руководства в отношении периода реализации финансовых активов и обязательств от классификации инструмента. Это не привело к переклассификации в отчете о финансовом положении финансовых инструментов между категориями краткосрочных и долгосрочных.

МСБУ 16 Основные средства: замена понятия “чистая цена продажи” на “справедливую стоимость за вычетом затрат на продажу”. Данная поправка не оказала немедленного влияния на консолидированную финансовую отчётность Компании, так как возмещаемая стоимость её генерирующих единиц в настоящее время оценивается с использованием “ценности использования”.

МСБУ 36 Обесценение активов: Если для оценки “справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу” используются дисконтированные денежные потоки, то согласно внесенной поправке требуется раскрытие дополнительной информации о ставке дисконтирования, а также соответствующей информации, раскрытие которой требуется при использовании дисконтированных денежных потоков для оценки “ценности от использования”. Эта поправка не оказала немедленного влияния на консолидированную финансовую отчётность Компании, поскольку возмещаемая стоимость каждого из ее подразделений, генерирующих денежные потоки, в настоящий момент определяется с использованием показателя “ценность от использования”. Кроме того, была внесена поправка, разъясняющая, что самым крупным подразделением, которое может использоваться для распределения гудвила, приобретенного в результате объединения бизнеса, является индивидуальный операционный сегмент согласно МСФО 8, а не агрегированный для целей составления отчетности операционный сегмент. Эта поправка не оказала влияние на Компанию, так как она имеет один отчётный сегмент.

МСБУ 38 Нематериальные активы: Затраты на рекламу и мероприятия по стимулированию спроса признаются в составе расходов в тот момент, когда Компания либо имеет право на доступ к товарам, либо получает услугу. Настоящая поправка не оказала влияния на деятельность Компании, поскольку она не вовлечена в подобные виды деятельности по стимулированию спроса.

Прочие поправки, принятые в результате проекта “Усовершенствования МСФО”, не оказали влияния на учетную политику, финансовое положение или результаты деятельности Компании

Новые стандарты и интерпретации

Следующие МСФО, интерпретации КИМСФО и поправки к МСФО еще не вступили в силу на 31 декабря 2009 года:

- МСФО 3 Объединение бизнеса, пересмотренный.
- МСБУ 27 Консолидированная и отдельная финансовая отчётность, поправка.
- Интерпретация 17 Распределение неденежных активов между собственниками.
- Интерпретация 14 МСБУ 19 Предельный размер величины актива по плану с установленными выплатами, минимальные требования к финансированию и их взаимодействие.
- Интерпретация 19 Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами.
- МСФО 9 Финансовые инструменты.
- МСБУ 24 Раскрытие информации о связанных сторонах, поправка.
- МСФО 1 Дополнительные исключения для организаций, впервые применяющих МСФО.
- МСФО 2 Выплаты, основанные на акциях.
- МСБУ 39 Объекты, разрешенные к хеджированию.
- Интерпретация 18 Передача активов от клиентов.
- МСБУ 32 Классификация эмиссии прав.
- Поправки к МСФО (апрель 2009 года)

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

2.2 Консолидация

Дочерние предприятия

Дочерними предприятиями 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 предприятия 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 предприятий соответствует учетной политике Компании.

Инвестиции в ассоциированную компанию и участие в совместных предприятиях

Инвестиции Компании в ассоциированные компании и совместно-контролируемые предприятия учитываются по методу долевого участия. Ассоциированная компания – это компания, на которую Компания оказывает существенное влияние. Компания также имеет доли участия в совместно-контролируемых предприятиях, 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 совместно-контролируемые предприятия учитываются в отчете о финансовом положении по первоначальной стоимости плюс изменения, возникшие после приобретения в доле чистых активов ассоциированных компаний и совместно-контролируемых предприятий, принадлежащих Компании.

Инвестиции Компании в ассоциированные компании включают в себя премию за размер, определенную при покупке, которая в основном относится к стоимости лицензий на основании доказанных запасов. Лицензии амортизируются на основе доказанных запасов ассоциированных компаний и совместно-контролируемых предприятий с использованием производственного метода.

Консолидированный отчет о совокупном доходе включает долю финансовых результатов деятельности ассоциированной компании и совместно-контролируемых предприятий. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале ассоциированной компании или совместно-контролируемых 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 Компании с ассоциированной компанией, исключены в той степени, в которой Компания имеет долю участия в ассоциированной компании.

Доля в прибыли ассоциированных компаний и совместно-контролируемых 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 компаниях ассоциированных компаний.

Финансовая отчетность ассоциированной компании 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 совместно-контролируемые предприятия. На каждую отчетную дату Компания устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированные компании или совместно-контролируемые предприятия. В случае наличия таких свидетельств Компания рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании или совместно-контролируемых предприятий и балансовой стоимостью, и признает эту сумму в консолидированном отчете о совокупном доходе.

В случае потери существенного влияния над ассоциированной компанией Компания оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью ассоциированной компании на момент потери существенного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в качестве прибыли или убытка.

В случае потери совместного контроля и при условии, что бывшее совместно-контролируемое предприятие не становится дочерней или ассоциированной компанией, Компания оценивает и признает оставшуюся инвестицию по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью бывшего совместно-контролируемого предприятия на момент потери совместного контроля и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в качестве прибыли или убытка. Если Компания сохраняет существенное влияние на объект инвестиций, оставшиеся инвестиции учитываются как инвестиции в ассоциированную компанию.

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

2.3 Пересчёт иностранной валюты

Консолидированная финансовая отчетность представлена в Казахстанских тенге ("тенге"), которые являются функциональной валютой и валютой представления финансовой отчетности Компании. Каждая дочерняя организация, ассоциированная компания и совместно-контролируемое 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 консолидированный 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 отчётную дату, а статьи консолидированного отчёта о совокупном доходе таких компаний пересчитываются курсу на дату операции. Курсовые разницы, возникающие при таком пересчёте непосредственно относятся на отдельную статью капитала. При выбытии зарубежной компании общая сумма, признанная в капитале и относящаяся к конкретному зарубежному подразделению, признается в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

2.4 Расходы по разведке и разработке нефти и природного газа

Затраты по приобретению лицензий на разведку

Затраты по приобретению лицензий на разведку капитализируются и классифицируются как нематериальные активы и амортизируются по линейному методу в течение предполагаемого срока разведки. Каждый объект рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и он не обесценился. 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 по месторождениям, до подтверждения запасов в составе нематериальных активов. В момент внутреннего утверждения разработки, и получения всех лицензий и разрешений в соответствующих контролирующих органах, 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 основных средств (незавершенное строительство) до тех пор пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя заработную плату, материалы и горючее, стоимость буровых станков и платежи подрядчикам. Если углеводороды не обнаружены, тогда расходы на разведку будут списаны как расходы по сухой скважине. В случае если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке, которая может включать в себя бурение других скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин), коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут классифицированы как актив.

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

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

Затраты на разработку

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

2.5 Основные средства

Основные средства учитываются 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.

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

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

2.6 Обесценение нефинансовых активов

Компания оценивает активы или группы активов на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что балансовая 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 балансовая стоимость группы активов превышает ее возмещаемую стоимость, тогда группа активов подлежит обесценению и происходит списание до стоимости замещения. 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 по обесценению 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 по обесценению. В таком случае, остаточная стоимость актива увеличивается до возмещаемой стоимости. Увеличенная стоимость актива не может превышать балансовую 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 консолидированном отчете о совокупном доходе.

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

2.7 Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают затраты на приобретение лицензий на разведку нефтегазовых ресурсов и компьютерных программ. 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.

Ожидаемый срок полезной службы активов пересматривается на ежегодной основе, и, при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет.

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

2.8 Финансовые активы

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

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

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 ставки вознаграждения.

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 ставки вознаграждения, за вычетом любого резерва на обесценение.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи – это непроизводные финансовые активы, которые специально отнесены в данную категорию или которые не были отнесены ни в одну из других категорий. После первоначального признания финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные прибыль или убыток признаются непосредственно в капитале до прекращения признания инвестиций или определения обесценения. В этот момент накопленная прибыль или убыток, ранее учтенные в составе капитала, признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе. На 31 декабря 2009 года Компания не имела финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи.

Справедливая стоимость

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

Обесценение финансовых активов

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

Активы, учитываемые по амортизированной стоимости

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

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 балансовая стоимость актива не превышает его амортизированной стоимости на дату сторнирования. Любое последующее сторнирование убытка от обесценения признается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

По торговой дебиторской задолженности создается резерв на обесценение в том случае, если существует объективное свидетельство того, что Компания не получит все суммы, причитающиеся ей в соответствии с первоначальными условиями счета-фактуры (например, вероятность неплатежеспособности или других существенных финансовых затруднений дебитора). Балансовая 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 консолидированном отчете о совокупном доходе, переносится из капитала в отчет о прибылях и убытках. Сторнирование ранее признанного убытка под обесценение по долевым инструментам, классифицированным как предназначенные для продажи, не признается в консолидированном отчете о совокупном доходе. Сторнирование убытков от

обесценения по долговым инструментам осуществляется через консолидированный отчет о совокупном доходе, если увеличение справедливой стоимости инструмента может быть объективно связано с событием, произошедшим после признания убытков от обесценения в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Прекращение признания финансовых активов

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

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

2.9 Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости 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 предполагаемой цене реализации, за вычетом расходов, связанных с такой реализацией. Материалы и запасы учитываются по стоимости, не превышающей ожидаемой суммы, возмещаемой в ходе обычной деятельности.

2.10 Налог на добавленную стоимость (НДС)

Налоговые органы позволяют производить зачет НДС по реализации и закупкам на чистой основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по закупкам на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт облагаются по нулевой ставке.

2.11 Денежные средства и их эквиваленты

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

2.12 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 консолидированном отчете о совокупном доходе не признаются. При последующей продаже или повторном выпуске таких акций полученная сумма включается в состав капитала. Выкупленные собственные акции учитываются по средневзвешенной стоимости.

Дивиденды

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

Операции по выплатам, основанным на акциях

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

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

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

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 Black-Scholes-Merton.

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

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

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

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

2.13 Торговая кредиторская задолженность

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

2.14 Резервы

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

2.15 Займы

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

2.16 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 признается только в той степени, в какой 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 действующих или объявленных (и практически принятых) на отчетную дату налоговых ставок.

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

2.17 Вознаграждение работникам

Пенсионный план

Компания удерживает 10% от начисленной заработной платы работников как пенсионные отчисления в соответствующие пенсионные фонды. Максимальный уровень пенсионных отчислений установлен в размере 75 минимальных месячных заработных плат, составляющей 13 470 тенге в месяц в первом полугодии 2009 года и 13 717 тенге в месяц во втором полугодии (в 2008 году: 10 515 тенге в месяц в первом полугодии 2008 года и 12 025 тенге в месяц во втором полугодии). В соответствии с действующим казахстанским законодательством работники сами несут ответственность за своё пенсионное обеспечение.

2.18 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 бухгалтерском балансе как товарно-материальные запасы.

2.19 Подоходные налоги

Налог на сверхприбыль 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 налогового чистого дохода (налогооблагаемый доход после вычета КПН и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование свыше 25% вычетов, относящихся к каждому контракту.

3. Существенные учётные оценки и суждения

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

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Компании по износу, истощению и амортизации. Компания оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Компания использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. 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 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 объемы, 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

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

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.

Обязательства по выбытию активов

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Компания несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Компании относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Компании, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Компании по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства. Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают 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 обязательства, 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 КИМСФО 1 “Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах”. При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компании могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 12,8% и 11,5% резерва на 31 декабря 2009 и 2008 годов соответственно относится к затратам по окончательному закрытию. Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Компания оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по бухгалтерскому балансу, на 31 декабря 2009 года составляли 5,0% и 7,9% соответственно (в 2008 году: 5,0% и 7,9%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в Примечании 12.

Экологическая реабилитация

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

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на недисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими 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. В соответствии с Меморандумом о взаимопонимании, подписанным с Министерством по охране окружающей среды в июле 2005 года, Компания согласилась взять на себя ответственность за некоторое загрязнение воды и почвы, которое явилось результатом добычи нефти, относящейся к началу добычи. На дату выпуска данной финансовой отчетности объем и сроки плана по рекультивации не были согласованы с Правительством. Соответственно, обязательство не было дисконтировано. Так как первоначальные сроки обязательства ещё не установлены и руководство обоснованно ожидает выполнить план по рекультивации в течение периода до семи лет, Компания классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, согласованных с соответствующими органами, которые должны быть понесены в 2010 году. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки.

Дополнительные неопределённости, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 20. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 12.

Налогообложение

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2009 года. Компания начисляет и платит КПН по ставке 20% от налогооблагаемого дохода в 2009 году. В ноябре 2009 года Правительство Республики Казахстан приняло закон, согласно которому изначально принятое постепенное снижение ставок КПН в 2010 и 2011 годах до 17,5% и 15%, соответственно, откладывается на более длительный период. Согласно поправкам, установленные ставки КПН будут снижены до 17,5% в 2013 году, до 15% в 2014 году и далее. В соответствии с вышеупомянутым законом, изначально принятое увеличение ставок налога на добычу полезных ископаемых на 1% в 2010 году и еще на 1% в 2011 году также переносится на более долгий срок. В результате, ставки 2009 года сохраняют силу до 2012 года включительно, тогда как их увеличение произойдет в 2013 и 2014 годах, соответственно.

Отсроченный налог рассчитывается как в отношении КПН, так и НСП. Отсроченные КПН и НСП рассчитываются на временные разницы в активах и обязательствах, привязанных к контрактам на недропользование, по ожидаемым ставкам, предусмотренным новым налоговым кодексом Республики Казахстан, действующим с 1 января 2009 года. Базы отсроченных КПН и НСП рассчитываются по условиям налогового законодательства, принятого в вышеупомянутом новом налоговом кодексе, и раскрыты в Примечании 16.

4. Основные средства

	Нефтегазовые активы	Прочие активы	Незавершённое капитальное строительство	Итого
2008				
Чистая начальная балансовая стоимость на 1 января 2008 года	206 451 279	36 892 418	3 329 960	246 673 657
Поступления	962 924	371 751	42 062 732	43 397 407
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	(6 769 655)	–	–	(6 769 655)
Выбытия	(1 208 967)	(1 162 411)	(810 685)	(3 182 063)
Перемещения из незавершённого капитального строительства	30 036 378	3 226 796	(33 263 174)	–
Внутренние перемещения	5 602 827	(5 626 288)	23 461	–
Отчисления по износу и истощению	(26 885 283)	(4 130 053)	–	(31 015 336)
(Обесценение) / сторнирование обесценения	(186)	(759 145)	576 245	(183 086)
Чистая балансовая стоимость на конец периода на 31 декабря 2008 года	208 189 317	28 813 068	11 918 539	248 920 924
На 31 декабря 2008 года				
Первоначальная стоимость	332 724 973	41 972 079	11 918 539	386 615 591
Накопленный износ	(124 535 656)	(13 159 011)	–	(137 694 667)
Чистая балансовая стоимость	208 189 317	28 813 068	11 918 539	248 920 924
2009				
Чистая начальная балансовая стоимость на 1 января 2009 года	208 189 317	28 813 068	11 918 539	248 920 924
Поступления	1 020 029	1 253 022	42 019 721	44 292 772
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	(794 517)	–	–	(794 517)
Выбытия	(2 468 772)	(380 150)	(2 281 856)	(5 130 778)
Перемещения из незавершённого капитального строительства	35 083 465	6 285 162	(41 368 627)	–
Внутренние перемещения	483 912	(496 180)	12 268	–
Отчисления по износу и истощению	(26 166 197)	(3 973 459)	–	(30 139 656)
(Обесценение) / сторнирование обесценения	–	(791 888)	1 382 446	590 558
Чистая балансовая стоимость на конец периода на 31 декабря 2009 года	**215 347 237**	**30 709 575**	**11 682 491**	**257 739 303**
На 31 декабря 2009 года				
Первоначальная стоимость	363 383 910	46 672 242	11 682 491	421 738 643
Накопленный износ	(148 036 673)	(15 962 667)	–	(163 999 340)
Чистая балансовая стоимость	**215 347 237**	**30 709 575**	**11 682 491**	**257 739 303**

На 31 декабря 2009 года незавершённое капитальное строительство включает чистую балансовую стоимость активов по разведке и оценке в сумме 912 446 тысяч тенге (в 2008 году: 472 037 тысяч тенге). Поступления таких активов в течение 2009 года составили 723 019 тысяч тенге (в 2008 году: 517 613 тысяч тенге), а выбытия составили 282 610 тысяч тенге (в 2008 году: 513 055 тысяч тенге).

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

5. Нематериальные активы

	2009	2008
На 1 января		
Чистая начальная балансовая стоимость	**2 831 782**	5 548 240
Поступления	**487 845**	641 198
Выбытия	**(27 179)**	(4 167)
Амортизационные отчисления	**(1 015 703)**	(3 353 489)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря	**2 276 745**	2 831 782
На 31 декабря		
Первоначальная стоимость	**13 018 707**	12 575 142
Накопленная амортизация	**(10 741 962)**	(9 743 360)
Чистая балансовая стоимость	**2 276 745**	2 831 782

6. Финансовые активы

Прочие финансовые активы

	2009	2008
Долгосрочные вклады, выраженные в тенге	**636 520**	613 815
Долгосрочные вклады, выраженные в долларах США	**–**	3 863 736
Прочее	**161 411**	630 470
Итого долгосрочных финансовых активов	**797 931**	5 108 021
Срочные вклады, выраженные в долларах США	**447 254 500**	124 625 296
Срочные вклады, выраженные в тенге	**87 033 308**	129 292 592
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	**–**	10 758 938
Прочее	**270**	270
Итого краткосрочных финансовых активов	**534 288 078**	264 677 096
	535 086 009	269 785 117

В 2009 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в долларах США составляла 9,3% (в 2008 году: 8,9%). Средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в тенге составляла в 2009 году 7,9% (в 2008 году: 10,2%).

На 31 декабря 2009 года краткосрочные вклады, выраженные в долларах США, включают денежные средства ограниченного использования в размере 9 840 620 тысяч тенге (в 2008 году: ноль), 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 (Примечания 7 и 11).

На 31 декабря 2009 года Компания признала обесценение финансовых активов, удерживаемых до погашения, на сумму 570 928 тысяч тенге (Примечание 15). Обесценение относится к непогашенным в срок облигациям, выпущенными БТА Банком. БТА Банк не выполнил свои обязательства по купонной выплате, запланированной на 29 октября 2009 года.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

	2009	2008
Торговая дебиторская задолженность	**49 398 083**	37 640 937
Прочее	**523 914**	1 467 613
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	**(211 081)**	(1 289 077)
	49 710 916	37 819 473

На 31 декабря 2009 года торговая и прочая дебиторская задолженность, выраженная в долларах США, представляла 90% от общей суммы дебиторской задолженности (в 2008 году: 94%). Оставшаяся дебиторская задолженность выражена в тенге. Торговая дебиторская задолженность является беспроцентной со сроком погашения в 30 дней.

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

	2009	2008
Текущая часть	**49 689 150**	31 684 394
Просрочка от 0 до 30 дней	**2 442**	6 134 596
Просрочка от 60 до 90 дней	**–**	483
Просрочка от 120 и более дней	**19 324**	–
	49 710 916	37 819 473

Денежные средства и их эквиваленты

	2009	2008
Срочные вклады в банках, выраженные в тенге	**71 469 368**	42 926 389
Срочные вклады в банках, выраженные в долларах США	**8 041 112**	241 278 281
Срочные вклады в банках, выраженные в евро	**641 004**	–
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в тенге	**6 933 117**	469 100
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в долларах США	**20 541 767**	457 973
	107 626 368	285 131 743

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

В 2009 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в тенге составляла 6,2% (в 2008 году: 8,6%). В 2009 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в долларах США составляла 3,0% (в 2008 году: 3,6%).

7. Инвестиции в ассоциированные компании и совместно-контролируемые предприятия и дебиторская задолженность ассоциированной компании

Инвестиции в ассоциированные компании и совместно-контролируемые предприятия

	2009	2008
Доля в “Петроказахстан Инк.” (“ПКИ”)	**130 962 455**	–
Доля в ТОО “СП Казгермунай” (“Казгермунай”)	**122 424 309**	120 814 950
Прочее	**761 154**	1 095 816
	254 147 918	121 910 766

Петроказахстан Инк.

22 декабря 2009 года Компания приобрела у НК КМГ 100% простых акций КМГ ПКИ Финанс. Акции были приобретены за денежные средства в размере 100 500 тысяч долларов США (14 930 515 тысяч тенге). КМГ ПКИ Финанс владеет 33% долей участия в ПКИ, которое занимается разведкой, разработкой и добычей углеводородов в южном и центральном Казахстане, а также продажей нефти и нефтепродуктов.

Данное приобретение КМГ ПКИ Финанс не представляет собой объединение бизнеса, соответственно, Компания учитывала эту сделку как приобретение активов и обязательств. Инвестиции КМГ ПКИ Финанс в ПКИ признаются в консолидированной финансовой отчётности Компании как инвестиции в ассоциированную компанию.

Компания капитализировала затраты по приобретению в размере 5 675 тысяч долларов США (846 066 тысяч тенге), которые непосредственно относятся к этому приобретению.

Компания выплатила НК КМГ денежные средства в сумме 85 858 тысяч долларов США (12 758 155 тысяч тенге), за вычетом налога у источника. На 31 декабря 2009 года задолженность Компании по налогу у источника выплат составляла 14.642 тысячи долларов США (2 172 360 тысяч тенге), которая должна быть уплачена Правительству Республики Казахстан в результате этой сделки.

Цена приобретения была распределена между активами и обязательствами на основе соотносительной справедливой стоимости на дату приобретения следующим образом:

	Справедливая стоимость на 22 декабря 2009 года
Доля участия в ПКИ	**130 980 827**
Денежные средства и их эквиваленты	**13 217 801**
Прочие активы	**610 003**
Займы	**(128 983 948)**
Прочая кредиторская задолженность	**(48 102)**
	15 776 581

На 22 декабря 2009 года денежные средства и их эквиваленты включали денежные средства, ограниченные в использовании, на сумму 66 329 тысяч долларов США (9 855 848 тысяч тенге), размещенные на депозитный счет в соответствии с условиями займа КМГ ПКИ Финанс (Примечание 11).

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

Доля Компании в активах и обязательствах ПКИ на 31 декабря 2009 года на предварительной основе представлена следующим образом:

	2009
Денежные средства	**12 376 981**
Текущие активы	**51 528 240**
Долгосрочные активы	**149 376 305**
	213 281 526
Текущие обязательства	**28 416 660**
Долгосрочные обязательства	**53 902 411**
	82 319 071
Чистые активы	**130 962 455**

Доля финансовых результатов ассоциированной компании за период с даты приобретения по конец года, включённая в консолидированную финансовую отчётность Компании на предварительной основе представлена следующим образом:

	2009
Доход	**3 489 068**
Расходы от операционной деятельности	**(2 851 783)**
Доход от операционной деятельности	**637 285**
Финансовые затраты, нетто	**(12 725)**
Доход до налогообложения	**624 560**
Расходы по подоходному налогу	**(366 019)**
Прибыль за период	**258 541**
Убыток от пересчёта иностранной валюты, признанный непосредственно в прочем совокупном доходе	**(276 913)**

Учет приобретенной 33%-ой доли в ПКИ в консолидированной финансовой отчетности за 2009 год основан на предварительной оценке, в силу того что Компания не завершила независимую оценку справедливой стоимости активов, обязательств и условных обязательств ПКИ на момент приобретения.

В 2006 году ПКИ и Лукойл Оверсиз Кумколь БВ (“Лукойл”) предъявили иски друг другу в Арбитражном институте торгово-промышленной палаты Стокгольма (“Трибунал”).

28 октября 2009 года Трибунал вынес арбитражное решение, постановив передачу акций АО “Тургай Петролеум” Лукойлу по цене 800 000 тысяч долларов США, и оформить соглашение по передаче акций. Трибунал также предписал ПКИ оплатить Лукойлу сумму 487 997 тысяч долларов США “в качестве компенсации ущерба за выплату дивидендов” плюс вознаграждение по ставке 4,42% в год с 16 октября 2008 года по дату оплаты. Окончательное решение данного спора находится в процессе обсуждения между сторонами. На 17 февраля 2010 года Компания не получала официального уведомления в отношении завершения действия или исполнения соглашения о передаче акций.

“СП Казгермунай”

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

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

	2009	2008
Денежные средства	**28 182 715**	5 797 262
Текущие активы	**8 219 342**	8 971 883
Долгосрочные активы	**127 628 947**	131 413 798
	164 031 004	146 182 943
Текущие обязательства	**16 472 625**	4 470 120
Долгосрочные обязательства	**25 134 070**	20 897 873
	41 606 695	25 367 993
Чистые активы	**122 424 309**	120 814 950

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

	2009	2008
Доход	**86 500 472**	106 058 916
Расходы от операционной деятельности	**(69 279 410)**	(48 216 992)
Доход от операционной деятельности	**17 221 062**	57 841 924
Финансовые (затраты) доходы, нетто	**(2 092 941)**	55 335
Доход до налогообложения	**15 128 121**	57 897 259
(Расходы) льгота по подоходному налогу	**(17 525 803)**	872 844
(Убыток) прибыль за период	**(2 397 682)**	58 770 103
Положительная курсовая разница, признанная непосредственно в прочем совокупном доходе	**7 775 291**	579 154
Дивиденды выплаченные	**(3 768 250)**	(39 164 528)

Дебиторская задолженность совместно-контролируемого предприятия

	2009	2008
Дебиторская задолженность “CITIC Canada Energy Limited” (“CCEL”)	**21 351 028**	18 862 017

Инвестиции в CCEL

В 2007 году Компания приобрела 50%-ую долю в совместно-контролируемом предприятии CCEL, средства которого инвестированы в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане от “State Alliance Holdings Limited” (холдинговая компания, принадлежащая “CITIC Group”, компании, котируемой 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 переводить CITIC любые дивиденды полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 790,5 миллионов долларов США (117 288 512 тысяч тенге) на 31 декабря 2009 года (в 2008 году: 778,8 миллионов долларов США или 94 056 389 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 CCEL. Соответственно, Компания признает в своем отчёте 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 141,7 миллиона долларов США (21 022 017 тысяч тенге) на 31 декабря 2009 года (в 2008 году: 153,5 миллиона долларов США или 18 533 003 тысячи тенге).

Кроме того, Компания имеет право, в определенных случаях указанных в договоре о покупке, реализовать свой опцион на продажу и вернуть CITIC инвестиции и получить обратно 150 миллионов долларов США плюс вознаграждение по годовой ставке 8%, минус совокупную сумму 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 составляет 15% в год.

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

	2009	2008
Текущие активы	**27 436 006**	35 420 789
Долгосрочные активы	**112 162 558**	121 482 925
	139 598 564	156 903 714
Текущие обязательства	**11 680 985**	39 822 436
Долгосрочные обязательства	**127 917 579**	117 081 278
	139 598 564	156 903 714
Чистые активы	**–**	–

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

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

8. Товарно-материальные запасы

	2009	2008
Материалы, по себестоимости	**7 165 606**	5 832 084
Сырая нефть, по себестоимости	**8 360 098**	8 573 779
	15 525 704	14 405 863

На 31 декабря 2009 года 380 703 тонны сырой нефти Компании находилось в резервуарах и транзите (в 2008 году: 498 293 тонны).

9. Капитал

	Выпущенные акции (количество акций)				
	Простые акции	Привилегированные акции	Простые акции	Привилегированные акции	Итого уставного капитала
На 1 января 2008 года	**69 887 836**	**4 136 107**	**258 331 887**	**1 034 027**	**259 365 914**
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	78 308	–	880 251	–	880 251
Увеличение собственных выкупленных акций в результате скупки собственных акций	(55 748)	–	(521 318)	–	(521 318)
На 31 декабря 2008 года	**69 910 396**	**4 136 107**	**258 690 820**	**1 034 027**	**259 724 847**
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	12 258	–	203 266	–	203 266
Увеличение собственных выкупленных акций в результате скупки собственных акций	(1 499 180)	–	(21 381 199)	–	(21 381 199)
На 31 декабря 2009 года	**68 423 744**	**4 136 107**	**237 512 887**	**1 034 027**	**238 546 914**

9.1 Уставный капитал

Разрешённые к выпуску акции

Общее количество объявленных к выпуску простых и привилегированных акций составляет 70 220 935 (в 2008 году: 70 220 935) и 4 136 107 (в 2008 году: 4 136 107) соответственно. По состоянию на 31 декабря 2009 года 43 087 006 простых акций (в 2008 году: 43 087 006) принадлежат Материнской компании. Простые и привилегированные акции Компании не имеют номинальной стоимости.

Дивиденды

В соответствии с казахстанским законодательством, дивиденды не могут быть объявлены, в случае если Компания имеет отрицательный капитал в финансовой отчётности, подготовленной в соответствии со стандартами бухгалтерского учёта Республики Казахстан, или если выплата дивидендов приведёт к отрицательному капиталу в нормативной финансовой отчётности. Суммарные дивиденды на акцию, признанные как выплаты акционерам за период, составили 656 тенге за акцию (в 2008 году: 563 тенге за акцию), как по обыкновенным, так и по привилегированным акциям на дату фиксации реестра 8 июня 2009 года.

9.2 Опционная программа для сотрудников

Расход, признанный по плану наделения служащих Компании акциями по льготной цене, связанному с услугами, полученными от работников в течение года, составляет 248 106 тысяч тенге (в 2008 году: 354 612 тысяч тенге).

Планы наделения служащих компании акциями по льготной цене

В соответствии с планом 1 наделения служащих компании акциями по льготной цене (“ЕОР 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 до пятой годовщины с даты предоставления права.

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

План по IPO

После IPO Компании в 2006 году, ключевой персонал, высшее руководство и директора получили разовое вознаграждение в форме ГДР с нулевой ценой исполнения в качестве поощрения за участие в успешном процессе IPO. Датой награждения было 29 декабря 2006 года. Право на опционы было предоставлено 29 декабря 2006 года и распределение было полностью исполнено в течение одного месяца с даты предоставления права.

Изменения в течение года

Следующая таблица показывает количество ГДР (No.) и средневзвешенные цены исполнения в долларах США на ГДР (WAEP) и изменения в опционах на акции в течение года:

	2009		2008	
	No.	**WAEP**	No.	WAEP
В обращении на 1 января	**808 701**	**14,82**	1 340 786	14,88
Выдано в течение года	**746 805**	**13,42**	–	–
Исполнено в течение года	**(109 093)**	**14,99**	(469 847)	3,91
Истечение срока действия в течение года	**(61 871)**	**21,18**	(62 238)	17,04
В обращении на 31 декабря	**1 384 542**	**17,41**	808 701	14,82
Может быть исполнено на 31 декабря	**257 823**	**15,25**	196 287	15,12

Оставшийся средневзвешенный срок, основанный на договоре по опционам на акции, на 31 декабря 2009 года составляет 3,76 года (в 2008 году: 4,36 года). Диапазон цены исполнения по опционам в обращении на 31 декабря 2009 года составлял 13,00 – 26,47 долларов США за ГДР (в 2008 году: 14,64 – 26,47 долларов США).

EOP 1, EOP 2 и план по IPO являются планами на основе долевых инструментов, и справедливая стоимость оценивается на дату выдачи.

10. Прибыль на акцию

	2009	2008
Средневзвешенное количество всех акций в обращении	**73 057 697**	74 092 287
Прибыль за год	**209 726 900**	241 282 369
Базовая прибыль на акцию	**2,87**	3,26
Разводнённая прибыль на акцию	**2,78**	3,26

Приведённое выше раскрытие включает как обыкновенные, так и привилегированные акции, так как владельцы привилегированных акций имеют совокупные права участия в распределении дохода на акцию, что ведет к идентичному доходу на акции для обоих классов акций.

Средневзвешенное количество всех акций для базовой прибыли на акцию*	**73 057 697**	74 092 287
Эффект разводнения:		
Опционы на акции	**(158 495)**	(152 141)
Собственные выкупленные акции	**2 424 086**	348 551
Средневзвешенное количество всех акций после эффекта разводнения	**75 323 288**	74 288 697

* Средневзвешенное количество всех акций учитывает средневзвешенный эффект изменений по операциям с собственными акциями в 2009 году.

11. Займы

	2009	2008
Займы с фиксированной процентной ставкой	**8 690 190**	20 438 076
Средневзвешенная эффективная процентная ставка	**7,45%**	5,23%
Займы с плавающей процентной ставкой	**128 982 970**	–
Средневзвешенные эффективные процентные ставки	**5,41%**	–
Итого займов	**137 673 160**	20 438 076
Долгосрочная часть	**92 023 143**	5 532 332
Текущая часть	**45 650 017**	14 905 744

Займы Компании выражены в долларах США. Займы с фиксированной ставкой (в 2009 году: 7 330 565 тысяч тенге, в 2008 году: 6 089 431 тысяча тенге), в основном, относятся к обязательству по возмещению исторических затрат, понесённых Правительством до того, как Компания приобрела лицензии, срок которых истекает 31 декабря 2025 года. Компания дисконтировала это обязательство по ставке в 7,93% и учитывает эти займы по амортизированной стоимости.

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

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 7). 5 июля 2006 года КМГ ПКИ Финанс выпустило ноты с плавающей ставкой вознаграждения на сумму 1 374 500 тысяч долларов США. На 31 декабря 2009 года непогашенная сумма по нотам и начисленное вознаграждение составляют 850 010 тысяч долларов США и 19 382 тысячи долларов США, соответственно (126 107 460 тысяч тенге и 2 875 510 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 2,9073%. Ставка устанавливается ежегодно в июле. За год, закончившийся 31 декабря 2009 года, ставка вознаграждения составила 4,5323%. 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 2009 года отсроченная сумма основного долга составляла 79 463 тысячи долларов США (11 789 187 тысяч тенге).

12. Резервы

	Обязательства по экологической реабилитации	Налоги	Обязательства по выбытию активов	Прочие	Итого
На 1 января 2008 года	**28 242 849**	**17 637 623**	**20 778 251**	**3 576 278**	**70 235 001**
Дополнительные резервы	–	3 323 015	130 682	945 415	4 399 112
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(2 120 138)	–	–	(2 120 138)
Амортизация дисконта	–	–	1 647 715	–	1 647 715
Изменения в оценках	–	–	(6 769 655)	–	(6 769 655)
Использовано в течение года	(2 737 510)	–	(603 290)	(237 330)	(3 578 130)
Текущая часть	4 882 783	18 840 500	1 120 014	253 942	25 097 239
Долгосрочная часть	20 622 556	–	14 063 689	4 030 421	38 716 666
На 31 декабря 2008 года	**25 505 339**	**18 840 500**	**15 183 703**	**4 284 363**	**63 813 905**
Дополнительные резервы	–	12 714 474	50 660	629 190	13 394 324
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(10 544 242)	–	–	(10 544 242)
Амортизация дисконта	–	–	1 204 068	–	1 204 068
Изменения в оценках	(93 363)	–	(794 517)	–	(887 880)
Использовано в течение года	(3 403 119)	–	(914 886)	(245 648)	(4 563 653)
Текущая часть	4 823 769	21 010 732	999 735	262 843	27 097 079
Долгосрочная часть	17 185 088	–	13 729 293	4 405 062	35 319 443
На 31 декабря 2009 года	**22 008 857**	**21 010 732**	**14 729 028**	**4 667 905**	**62 416 522**

13. Доходы

	2009	2008
Экспорт:		
Сырая нефть	**435 815 380**	552 120 489
Внутренний рынок (Примечание 20):		
Сырая нефть	**31 964 447**	36 933 575
Продукты переработки	**4 897 497**	–
Продукты переработки газа	**4 826 049**	5 288 097
Прочие продажи услуги	**7 990 106**	10 651 261
	485 493 479	604 993 422

14. Операционные расходы

	2009	2008
Рентный налог	**58 673 500**	–
Налог на добычу полезных ископаемых	**55 087 266**	–
Транспортные расходы	**53 793 843**	53 135 541
Вознаграждения работникам	**50 876 767**	43 117 573
Износ, истощение и амортизация	**31 155 360**	34 368 825
Услуги по ремонту и обслуживанию	**21 568 989**	24 653 917
Электроэнергия	**10 429 959**	9 291 579
Материалы и запасы	**10 135 010**	12 717 118
Управленческий гонорар и комиссии по продажам (Примечание 17)	**7 648 453**	8 439 633
Штрафы и пени	**8 132 702**	1 808 845
Прочие налоги	**5 031 000**	5 690 873
Обесценение инвестиции в совместное предприятие	**3 043 907**	2 396 198
Убыток от выбытия основных средств	**2 547 437**	852 909
Социальные проекты	**2 239 845**	1 649 078
Экспортная таможенная пошлина	**–**	68 796 006
Роялти	**–**	25 312 574
Изменение баланса нефти	**213 835**	(4 656 735)
Прочее	**10 027 756**	9 593 539
	330 605 629	297 167 473

15. Финансовые доходы / расходы

15.1 Финансовые доходы

	2009	2008
Процентный доход по срочным вкладам в банках	**42 880 748**	39 451 659
Процентный доход по дебиторской задолженности совместно-контролируемого предприятия	**3 216 660**	2 851 148
Процентный доход по финансовым активам, удерживаемым до погашения	**404 288**	508 358
Доход от реструктуризации займов	**–**	2 467 162
Прочее	**257 209**	96 251
	46 758 905	45 374 578

15.2 Расходы на финансирование

	2009	2008
Амортизация дисконта на обязательство по выбытию активов	**1 204 068**	1 647 715
Процентные расходы	**958 917**	1 152 326
Обесценение финансовых активов, удерживаемых до погашения	**570 928**	–
Реализованный убыток по производным инструментам по сырой нефти	**246 132**	–
Прочее	**261 244**	346 590
	3 241 289	3 146 631

16. Подоходный налог

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

	2009	2008
Корпоративный подоходный налог	**63 934 177**	116 119 081
Налог на сверхприбыль	**20 648 241**	60 186 172
Текущий подоходный налог	**84 582 418**	176 305 253
Корпоративный подоходный налог	**(7 015 624)**	(5 997 466)
Налог на сверхприбыль	**(1 820 965)**	(3 215 921)
Отсроченный подоходный налог	**(8 836 589)**	(9 213 387)
Расходы по подоходному налогу	**75 745 829**	167 091 866

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

В следующей таблице приведена сверка ставки подоходного налога в Казахстане (20% в 2009 году и 30% в 2008 году) с эффективной ставкой налога Компании на прибыль до налогообложения. Поправки в налоговые ставки и в механизм расчёта НСП приведены в Примечании 3.

	2009	2008
Прибыль до налогообложения	**285 472 729**	408 374 235
Подоходный налог	**75 745 829**	167 091 866
Эффективная ставка налога	**27%**	41%

	% прибыли до налогообложения	
Ставка подоходного налога, установленная законодательством	**20**	30
Увеличение (уменьшение) в результате:		
Налога на сверхприбыль	**8**	14
Налога на сверхприбыль за предыдущие годы	**(1)**	–
Дохода, не облагаемого налогом	**–**	(4)
Изменения в резерве по КПН	**(1)**	–
Расходы, неотносимые на вычеты	**1**	1
Эффективная налоговая ставка	**27**	41

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

	Основные средства	Резервы	Налоги	Прочее	Итого
На 1 января 2008 года	**16 283 743**	**(2 363 927)**	**(923 101)**	**(5 212 276)**	**7 784 439**
Влияние на консолидированный отчет о совокупном доходе	(13 428 407)	1 079 503	643 336	2 492 181	(9 213 387)
На 31 декабря 2008 года	**2 855 336**	**(1 284 424)**	**(279 765)**	**(2 720 095)**	**(1 428 948)**
Влияние на консолидированный отчет о совокупном доходе	1 273 534	162 153	(8 551 971)	(1 720 305)	(8 836 589)
На 31 декабря 2009 года	**4 128 870**	**(1 122 271)**	**(8 831 736)**	**(4 440 400)**	**(10 265 537)**

17. 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 членом Правления ФНБ “Самрук-Казына”, который был назначен 3 ноября 2008 года. “БТА Банк” является связанной стороной так как контролируется ФНБ “Самрук-Казына”, который приобрёл 75% выпущенных акций 2 февраля 2009 года. “Казкоммерцбанк” стал связанной стороной 15 мая 2009 года, после того, как ФНБ “Самрук-Казына” завершил приобретение 21,2% простых акций банка.

Продажи и приобретения со связанными сторонами за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 годов и сальдо по сделкам со связанными сторонами на 31 декабря 2009 и 2008 годов, представлены следующим образом:

	2009	2008
Продажи товаров и услуг (Примечание 13)		
Организации под общим контролем	**398 493 065**	467 588 108
Прочие организации, контролируемые государством	**1 106 860**	827 958
Совместные предприятия	**398 864**	257 207
Ассоциированные компании	**9 416**	13 131
Народный Банк Казахстана	**778**	–
Приобретения товаров и услуг (Примечание 14)		
Организации под общим контролем	**25 084 989**	26 067 031
Материнская компания	**7 212 870**	8 014 300
Прочие организации, контролируемые государством	**12 651 588**	9 289 979
Ассоциированные компании	**267 312**	272 630
Народный Банк Казахстана	**1 278 380**	148 427
Проценты, начисленные по финансовым активам		
Народный Банк Казахстана	**17 857 881**	2 203 602
Средняя процентная ставка по депозитам	**8,30%**	8,88%
Казкоммерцбанк	**10 621 306**	n/a
Средняя процентная ставка по депозитам	**8,34%**	n/a
БТА Банк	**2 347 620**	n/a
Средняя процентная ставка по депозитам	**11,48%**	n/a
Убыток от обесценения по финансовым активам, удерживаемым до погашения		
БТА Банк	**570 928**	n/a
Зарплата и прочие краткосрочные выплаты		
Члены Совета директоров	**109 729**	83 686
Члены Правления	**196 930**	143 631
Share-based payments		
Члены Совета директоров	**5 698**	–
Члены Правления	**37 687**	61 850

	31 декабря 2009 г.	31 декабря 2008 г.
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 6)		
Народный Банк Казахстана	**51 232 052**	91 888 302
Казкоммерцбанк	**14 572 711**	n/a
БТА Банк	**19 085 560**	n/a
Финансовые активы (Примечание 6)		
Народный Банк Казахстана	**232 974 000**	93 843 547
Казкоммерцбанк	**182 825 420**	n/a
БТА Банк (за вычетом обесценения)	**5 222 040**	n/a
Торговая и прочая дебиторская задолженность (Примечание 6)		
Организации под общим контролем	**51 319 746**	36 569 465
Прочие организации, контролируемые государством	**785 946**	798 591
Совместные предприятия	**21 399 372**	19 214 446
Ассоциированные компании	**–**	4 567
Народный Банк Казахстана	**–**	189 910
Торговая кредиторская задолженность		
Организации под общим контролем	**523 423**	444 739
Материнская компания	**1 009 802**	1 132 020
Прочие организации, контролируемые государством	**389 600**	251 657
Совместные предприятия	**–**	48 600
Ассоциированные компании	**180 151**	120 785
Народный Банк Казахстана	**82 162**	–

Продажи и дебиторская задолженность

Продажи связанным сторонам представляют собой в основном экспортные и внутренние продажи сырой нефти и нефтепродуктов предприятиям группы КМГ. Экспортные продажи связанным сторонам составили 5 320 931 тонну сырой нефти в 2009 году (в 2008 году: 5 212 638 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

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

приблизительно 66 462 тенге в 2009 году (в 2008 году: 83 797 тенге). Кроме того, Компания поставляет нефть и нефтепродукты на внутренний рынок в соответствии с постановлением Правительства Казахстана, имеющего контрольную долю участия в Материнской компании. Такие поставки на внутренний рынок составили 2 017 488 тонн добытой сырой нефти в 2009 году (в 2008 году: 2 071 729 тонн). Цены реализации на внутреннем рынке определяются соглашением с НК КМГ. В 2009 году за поставленную на внутренний рынок нефть Компания получала в среднем 18 579 тенге (в 2008 году: 17 812 тенге). Торговая и прочая дебиторская задолженность связанных сторон представляет собой в основном суммы, относящиеся к операциям по экспортной реализации.

На 31 декабря 2009 года у Компании было обязательство, согласно постановлению Правительства, на поставку 2,2 миллиона тонн сырой нефти на внутренний рынок в 2009 году (в 2008 году: 2,2 миллиона тонн).

Приобретения и кредиторская задолженность

Комиссия за управленческие услуги Материнской компании составила 7 212 870 тысяч тенге в 2009 году (в 2008 году: 8 014 300 тысяч тенге). Агентское вознаграждение за продажи сырой нефти в 2009 году составило 435 583 тысячи тенге (в 2008 году: 425 333 тысячи тенге). Услуги по транспортировке 6 967 200 тонн сырой нефти в 2009 году (в 2008 году: 6 972 820 тонн) были куплены у компании группы КМГ за 21 064 331 тысячу тенге в 2009 году (в 2008 году: 20 845 471 тысяча тенге). Остальные услуги, приобретенные у компаний группы 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 ключевому руководящему персоналу представляют собой амортизацию выплат на основе долевых инструментов в течение срока наделения правами.

18. Цели и политика по управлению финансовыми рисками

Основные финансовые инструменты Компании включают банковские займы, задолженность перед Правительством за геологическую информацию, торговую и прочую кредиторскую задолженность. Основной целью данных финансовых инструментов является привлечение средств для финансирования операций Компании по слиянию и приобретению. У Компании есть различные финансовые активы, такие как торговая дебиторская задолженность, краткосрочные и долгосрочные вклады, и денежные средства и их эквиваленты.

Основными рисками, возникающими по финансовым инструментам Компании, являются риск изменения процентной ставки, валютный риск, кредитный риск и риск ликвидности. Руководство Компании рассматривает и утверждает принципы управления каждым из указанных рисков; эти принципы приведены ниже.

Риск изменения процентной ставки

Риск изменения рыночных процентных ставок относится, прежде всего, к долгосрочным займам Компании с плавающей процентной ставкой.

Политика Компании – регулировать процентные расходы, используя комбинацию задолженности с фиксированной и плавающей процентной ставкой. Для этого Компания заключает процентные свопы с фиксированной ставкой, по которым она соглашается перечислять или получать через определенные промежутки времени разницу между фиксированным и плавающим процентными платежами, рассчитанными на основе оговоренной условной основной суммы долга.

На 31 декабря 2009 года Компания имела долговые обязательства с плавающей ставкой на сумму в 128 982 970 тысяч тенге (в 2008 году: ноль). В настоящее время руководство рассматривает возможность фиксирования ставки по задолженности с плавающей ставкой посредством заключения процентных свопов.

Валютный риск

Изменения обменного курса доллара США может повлиять на консолидированный отчет о финансовом положении Компании в результате того, что инвестиции и займы Компании выражены в долларах США. Компания стремится снизить эффект валютного риска путем снижения или увеличения суммы задолженности в долларах США в своем портфеле ценных бумаг на основании ожиданий руководства в отношении изменений курса обмена доллара США в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

У Компании также существуют операционные валютные риски. Такие риски связаны с продажами сырой нефти в валютах, отличных от функциональной валюты Компании. Приблизительно 90% продаж Компании выражены в долларах США, в то время как почти все затраты выражены в тенге. Большая часть выручки от реализации поступает в течение тридцати дней с момента продажи. Таким образом, подверженность риску изменения курса обмена в любой момент времени ограничена одним месяцем с момента продаж, и руководство отслеживает данный риск, но исторически не предпринимало никаких действий для его снижения.

При определении структуры портфеля ценных бумаг в отношении валюты расчетов, руководство принимает во внимание предусмотренные в бюджете оттоки денежных средств в тенге в течение последующих трех – шести месяцев и обеспечивает наличие минимальных активов в тенге для погашения данных сумм по мере их появления или наступления срока оплаты.

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

	Увеличение / уменьшение в обменном курсе тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
2009		
Доллары США	**+ 10%**	**49 142 464**
Доллары США	**- 15%**	**(73 713 695)**
2008		
Доллары США	+ 25%	101 465 921
Доллары США	+ 40%	162 345 473

Кредитный риск

Компания совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Компании все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Компании минимален. Тем не менее, концентрация кредитного риска Компании является существенной, так как подавляющее большинство дебиторской задолженности составляет задолженность аффилированного предприятия Материнской компании (Примечание 6).

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Компании, которые включают денежные средства и их эквиваленты, финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, риск Компании связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен балансовой стоимости данных инструментов. Компания подвержена кредитному риску в результате осуществления своей операционной деятельности и определенной инвестиционной деятельности. В ходе осуществления инвестиционной деятельности Компания, в основном, размещает вклады в казахстанских банках.

Политика управления денежными средствами Компании ограничивает суммы финансовых активов, которые можно содержать в каком-либо из банков, в зависимости от размера капитала 1 уровня такого банка и его долгосрочного кредитного рейтинга, присвоенного агентством Standard & Poors, (например, не более 40% для банка с рейтингом “BB” на 31 декабря 2009 года). Политика также требует, чтобы Компания не размещала финансовые активы в тех банках, чей рейтинг ниже более чем на два уровня суверенного кредитного рейтинга Казахстана. Однако в результате задержек в исполнении программы Компании по приобретению нефтегазовых активов и требованию Правительства Республики Казахстан о хранении большей части финансовых активов Компании в казахстанских банках (Примечание 20) и ограниченного числа банков, соответствующих требованиям кредитного рейтинга, Компания, по состоянию на 31 декабря 2009 года, нарушала требования политики управления денежными средствами. Финансовые активы, размещенные в Казкоммерцбанке и Народном банке, превышают максимальный порог и максимальный процент от капитала 1 уровня по состоянию на 30 сентября 2009 года, согласно последней опубликованной отчетности.

В результате текущего дефицита ликвидности, спровоцированного продолжающимся глобальным финансовым кризисом, Компания не в состоянии отзывать значительные суммы денег, не причиняя серьёзную дезорганизацию в деятельности банков.

В следующей таблице показаны сальдо инвестиций и денежных средств в банках на отчетную дату с использование обозначений кредитных рейтингов “Standard and Poor’s”.

		Рейтинг[1]			
Банки	Местонахождение	**2009**	2008	**2009**	2008
Народный Банк	Казахстан	**B+ (отриц.)**	BB+ (отриц.)	**284 204 891**	184 726 459
Казкоммерцбанк	Казахстан	**B (отриц.)**	BB (отриц.)	**197 375 592**	242 112 054
АТФ Банк[2]	Казахстан	**Рейтинг**	Рейтинг		
		отозван	отозван	**43 506 484**	42 667 028
RBS Казахстан	Казахстан	**A**	A+	**38 916 400**	8 702 495
HSBC	Казахстан	**AA (отриц.)**	AA-	**25 679 952**	21 617 317
БТА Банк	Казахстан	**D**	BB (отриц.)	**24 307 599**	39 155 075
Ситибанк Казахстан	Казахстан	**A (стабильн.)**	–	**17 254 342**	–
Дойче Банк	Германия	**A+ (стабильн.)**	–	**4 626 872**	–
Credit Suisse	Британские				
	Виргинские острова	**A+**	A+	**4 573 579**	3 439 832
ING Bank	Нидерланды	**A+**	AA	**1 997 796**	341 780
Прочие	Казахстан			**107 189**	765 142
				642 550 696	543 527 182

[1] Источник: Интерфакс – Казахстан, Factivia, официальные сайты банков по состоянию на 31 декабря соответствующего года.
[2] АТФ Банк является членом ЮниКредит Групп.

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

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 2009 года на основании договорных недисконтированных платежей:

Год, закончившийся 31 декабря 2009 года	По требованию	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1 год - 5 лет	Свыше 5 лет	Всего
Займы	–	254 991	45 920 835	92 751 802	4 454 030	143 381 658
Торговая и прочая кредиторская задолженность	34 402 259	–	–	–	–	34 402 259
	34 402 259	**254 991**	**45 920 835**	**92 751 802**	**4 454 030**	**177 783 917**

Год, закончившийся 31 декабря 2008 года	По требованию	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1 год - 5 лет	Свыше 5 лет	Всего
Займы	–	4 680 905	10 840 351	4 361 042	4 508 649	24 390 947
Торговая и прочая кредиторская задолженность	32 380 235	–	–	–	–	32 380 235
	32 380 235	4 680 905	10 840 351	4 361 042	4 508 649	56 771 182

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.

С 1 мая 2009 года Компания вступила в соглашение о хеджировании операций по экспорту нефти. Целью соглашения является обеспечение стабильности доходов в случае, если цена на нефть упадет ниже установленного уровня. Для достижения данной цели “коллар” с нулевой стоимостью был выбран как наиболее подходящий инструмент. За год, закончившийся 31 декабря 2009 года, Компания признала реализованный убыток от операций хеджирования нефти на сумму 246 132 тысячи тенге. На 31 декабря 2009 года Компания не имела каких-либо соглашений о хеджировании операций по экспорту нефти.

В ближайшем будущем Компания не планирует хеджировать риск изменения цен на сырую нефть.

Управление капиталом

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

На 31 декабря 2009 года у Компании было устойчивое финансовое положение и структура капитала. В дальнейшем, Компания намерена поддерживать структуру капитала в соответствии с отраслевыми нормами и практикой, что будет достигнуто в течение периода времени, принимая во внимание инвестиционные возможности и доступность заёмного финансирования.

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 2009 и 2008 годов, не было внесено изменений в цели, политику и процедуры управления капиталом.

19. Финансовые инструменты

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

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	2009	2008	**2009**	2008
Текущие финансовые активы				
Денежные средства и их эквиваленты	**107 626 368**	285 131 743	**107 626 368**	285 131 743
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	**–**	10 758 938	**–**	10 710 003
Срочные вклады в долларах США	**447 254 500**	124 625 296	**447 254 500**	124 625 296
Срочные вклады в тенге	**87 033 308**	129 292 592	**87 033 308**	129 292 592
Дебиторская задолженность совместно-контролируемого предприятия	**1 082 100**	–	**1 082 100**	–
Прочие финансовые активы	**270**	270	**270**	270
Долгосрочные финансовые активы				
Дебиторская задолженность совместно- контролируемого предприятия	**20 268 928**	18 862 017	**20 268 928**	18 862 017
Срочные вклады в долларах США	**–**	3 863 736	**–**	3 863 736
Срочные вклады в тенге	**636 520**	613 815	**636 520**	613 815
Прочие финансовые активы	**161 411**	630 470	**161 411**	630 470
Финансовые обязательства				
Займы с плавающей процентной ставкой	**128 982 970**	–	**128 982 970**	–
Займы с фиксированной процентной ставко	**8 690 190**	20 438 076	**8 690 190**	20 438 076

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

20. Условные и договорные обязательства

Политические и экономические условия

Республика Казахстан продолжает осуществление экономических реформ и развитие своей правовой, налоговой и нормативной базы в соответствии с требованиями рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики в значительной степени зависит от этих реформ и изменений, а также от эффективности экономических, финансовых и денежно-кредитных мер, предпринимаемых государством.

На экономику Казахстана повлиял рыночный кризис и экономический спад, как и во всем мире. Продолжающийся глобальный финансовый кризис привел к нестабильности рынков капитала и цен на нефть, значительному ухудшению ликвидности банковского сектора и более жестким условиям кредитования в Казахстане. Вследствие чего Правительство Казахстана провело ряд стабилизационных мер, направленных на поддержание ликвидности и предоставление финансирования казахстанским банкам и компаниям. В рамках этих мер Правительство Казахстана, которое является основным акционером Компании, поставило задачу перед Компанией продолжать размещение денежных средств и краткосрочных инвестиций в банках Казахстана (Примечание 18). Данные меры ограничивают возможность Компании диверсифицировать большинство свих кредитных рисков за пределами Казахстана.

В настоящее время руководство Компании предпринимает соответствующие меры для поддержания устойчивой деятельности Компании в текущих условиях. Возможное дальнейшее ухудшение ситуации описанной выше, которое может негативно повлиять на результаты и финансовое состояние Компании, на данный момент невозможно определить.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Казахстанское правительство обязывает нефтедобывающие компании поставлять часть добытой сырой нефти на внутренний рынок.

Так как цена по таким дополнительным 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 2 017 488 тонн нефти (в 2008 году: 2 071 729 тонн) на внутренний рынок, а совместное предприятие “Казгермунай” поставило 615 000 тонн сырой нефти (в 2008 году: 380 000 тонн) на внутренний рынок.

Примечания к консолидированной финансовой отчётности продолжение

В тысячах тенге, если не указано иное

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определённых обстоятельствах налоговые проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределённости, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2009 года.

Налоговый комитет Министерства финансов Республики Казахстан провел налоговую проверку Компании за 2004 и 2005 годы. По результатам проверки, начатой в 2007 году и завершенной в августе 2009 года, налоговым органом было произведено доначисление в размере 32 005 320 тысяч тенге, из которых 16 170 934 тысячи тенге – сумма налогов, 8 034 790 тысяч тенге – административный штраф вследствие налогового правонарушения и 7 799 596 тысяч тенге – пени за несвоевременную уплату. Основными причинами доначислений были:

i. Отнесение на вычеты, а не капитализация услуг по гидроразрыву и прочих работ по увеличению нефтеотдачи пласта, транспортных услуг, геологических и геофизических расходов.
ii. Исключение переоценки основных средств, проведенной в 1997 году, из налоговой базы при расчете НСП.
iii. Непризнание дохода от переоценки основных средств, для целей исчисления КПН в соответствии с применимым налоговым законодательством.

Руководство Компании убеждено, что его интерпретация налогового законодательства справедлива и имеются весомые аргументы для оспаривания позиции Компании в полном объеме согласно действующему законодательству Республики Казахстан. 15 сентября 2009 года Компания подала апелляцию в Министерство финансов на результаты данной комплексной проверки. В результате, 9 февраля 2010 года Министерство финансов выпустило определение, согласно которому основная сумма начисленного налога была уменьшена до 3 846 878 тысяч тенге, а соответствующие проценты на несвоевременную уплату были снижены до 3 936 615 тысяч тенге (вероятно, что также последует решение касательно административного штрафа). В свете этих положительных событий, руководство, в настоящее время, оценивает варианты касательно подачи следующих апелляций.

Тем не менее, руководство Компании признает неопределенность и низкую вероятность положительного исхода всех судебных разбирательствах ввиду двусмысленности, различных интерпретаций налогового законодательства и непоследовательности позиции налоговых органов. В связи с этим руководство Компании начислило определенные суммы в отношении доначислений, произведенных налоговым органом. По состоянию на 31 декабря 2009 года Компания начислила 7 285 707 тысяч тенге, относящихся к доначислениям за 2004 и 2005 годы и дополнительно 4 135 935 тысяч тенге по этим вопросам за период с 2006 года по 2009 года, включая проценты за несвоевременную уплату (Примечание 12).

Уведомление по таможенной пошлине

18 августа 2009 года таможенный комитет Республики Казахстан представил Компании уведомление на сумму 17 574 728 тысяч тенге за недоплаченную экспортную таможенную пошлину (включая основной долг на сумму 15 260 014 тысяч тенге и проценты за несвоевременную оплату на сумму 2 314 714 тысяч тенге). Данное уведомление относится к отгрузкам нефти на экспорт за январь 2009 года, по которым рентный налог был полностью оплачен в соответствии с законодательством Республики Казахстан, объемы по которым прошли таможенную отчистку в декабре 2008 года.

23 сентября 2009 года Компания подала апелляцию в суд первой инстанции. 1 декабря 2009 года суд первой инстанции вынес решение в пользу Компании. Тем не менее, 20 января 2010 года суд второй инстанции удовлетворил апелляцию таможенного комитета. 8 февраля 2010 года Компания подала апелляцию в суд третьей инстанции.

Руководство Компании полагает, что законодательство Республики Казахстан не допускает двойного налогообложения и поэтому экспортная таможенная пошлина, в конечном счете, может быть не начислена на объемы нефти, экспортированные начиная с 1 января 2009 года (дата вступления в силу нового налогового кодекса), по которым рентный налог был начислен и оплачен. Руководство также полагает, что в итоге оно окажется правым в данном вопросе и в связи с этим суммы не были начислены в консолидированной финансовой отчётности за год, закончившийся 31 декабря 2009 года.

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 весьма суровы. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть на основе более строгого толкования существующих положений, гражданского законодательства или изменения в законодательстве, не могут быть достоверно оценены. Кроме сумм, раскрытых в Примечании 12, руководство считает, что не существует вероятных либо возможных экологических обязательств, которые могут существенно и негативно повлиять на финансовое положение Компании, консолидированный отчет о совокупном доходе или консолидированный 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, консолидированный отчёт о совокупном доходе или консолидированный отчет о движении денежных средств.

Месторождения нефти и газа Компании расположены на земле, принадлежащей Мангистауской и Атырауской областным администрациям. Лицензии выданы Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, и Компания уплачивает роялти 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)	No. 40	2021
Эмба (1 месторождение)	No. 37	2021
Эмба (1 месторождение)	No. 61	2016
Эмба (23 месторождения)	No. 211	2018
Эмба (15 месторождений)	No. 413	2020

Договорные обязательства по лицензиям и контрактам на нефтяные месторождения

Год	Капитальные расходы	Operational расходы
2010	75 723 502	4 013 192
2011	841 000	4 013 192
2012	–	4 013 192
2013	–	4 013 192
2013-2021	–	22 840 168
Итого	76 564 502	38 892 936

Обязательства по поставке сырой нефти

У Компании есть обязательства по поставке нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок в соответствии с директивами Правительства (Примечание 17).

Договорные обязательства Казгермунай

По состоянию на 31 декабря 2009 года доля Компании в договорных обязательствах “Казгермунай” представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы	Operational расходы
2010	3 436 917	1 720 192

Условные обязательства Казгермунай

В 2008 году налоговые органы подали иск на Казгермунай в отношении обязательств, связанных со ставками, применяемыми при подсчете штрафов за сжигание газа в объемах, превышающих разрешенный лимит. Налоговые органы утверждают, что “Казгермунай” занизил свои обязательства за сверхнормативное сжигание газа за период с 1 января 2007 года по 30 июня 2008 года. Казгермунай находится в процессе подачи аппеляции в Верховный Суд Республики Казахстан. По состоянию на 31 декабря 2009 года “Казгермунай” начислил штрафы и пени, относящиеся к вышеупомянутому сжиганию газа в объемах, превышающих лимит, на сумму 111,9 миллионов долларов США или 17 089 219 тысяч тенге.

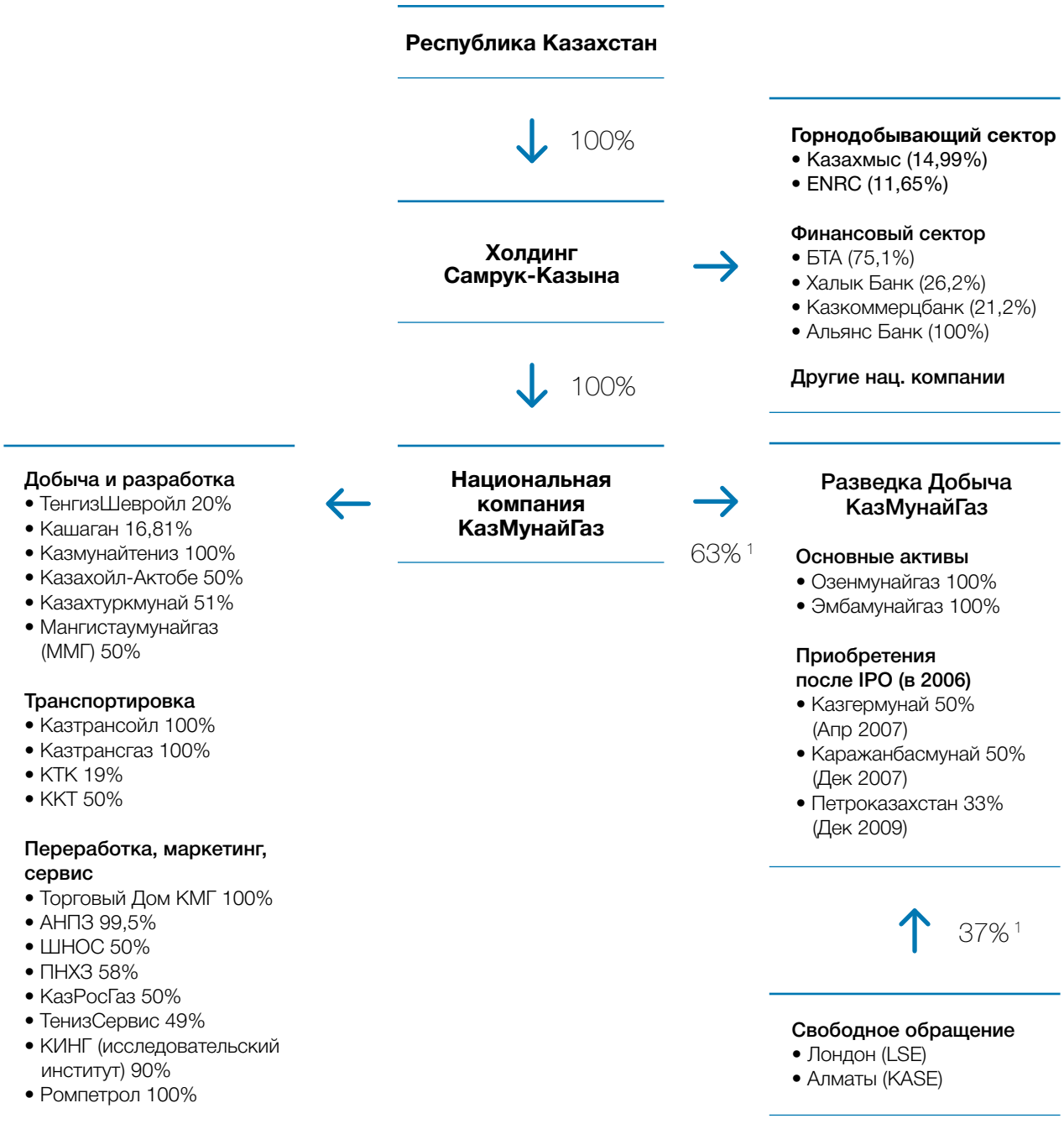
Несмотря на то, что дата слушания была определена на 18 февраля 2010 года, в течение 2009 года Казгермунай оплатил 94 миллиона долларов США или 13 601 860 тысяч тенге от суммы иска во избежание принудительного взыскания штрафа. Руководство Казгермунай постоянно делает оценку окончательного исхода дела и считает вероятным, что иск налоговых органов будет удовлетворен и, таким образом, отразило всю сумму за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, так как ранее по данному обязательству не было признано никаких сумм.

Данная консолидированная финансовая отчётность подписана от имени Компании следующими лицами, состоящими в должностях, указанных по состоянию на 17 февраля 2010 года:

Ибрашев К. Н.
Генеральный директор

Дрэйдер Ш., CA
И.о. Заместителя генерального директора по экономике и финансам

Структура собственности



[1] Простые акции, не включая выкупленные акции.

Информация для акционеров

Годовое общее собрание акционеров

Годовое общее собрание акционеров состоится в 10:00, 25 мая 2010 г., по адресу:
г. Астана, Республика Казахстан, Кургальжинское шоссе, 2А
Гостиничный комплекс “Думан”

Веб-сайт

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

Запросы акционеров

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

- Держатели простых и привилегированных акций:
  АО “Фондовый Центр”, 79 “А”, ул. Желтоксан, Алматы, 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), +1 201 680 68 25 (вне США), E-mail: shrrelations@bnymellon.com

Количество выпущенных акций

	Простые акции	Привилегированные акции	Всего уставный капитал[2]
Количество выпущенных акций[1]	70 220 935	4 136 107	74 357 042

1 Включает выкупленные ГДР для реализации опционной программы Компании, хранящиеся в доверительном управлении (на 31.12.2009 г. - 1 419 656 штук ГДР), а также акции и ГДР, выкупленные в соответствии с программой выкупа собственных акций (на 31.12.2009 г. – 8 699 697 штук ГДР и 110 632 акций).
2 Акции Компании находятся в обращении на Казахстанской Фондовой Бирже, а глобальные депозитарные расписки - на Лондонской Фондовой Бирже. Одна ГДР соответствует 1/6 простой акции.

Контактные данные

Зарегистрированный офис Компании
АО “Разведка Добыча “КазМунайГаз”
ул. Кабанбай Батыра 17,
г. Астана, 010000, Республика Казахстан
Тел.: +7 7172 97 74 27
Факс: +7 7172 97 74 26

Связь с общественностью
(для общих запросов)
Тел.: +7 7172 97 79 08
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: info@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

Московское представительство
Крымский Вал, д. 3, стр. 2, офис 205,
г. Москва, 119049, Россия
Тел: +7 495 627 73 18
Факс: +7 495 627 73 19
E-mail: admin@kmgep.ru

Корпоративные советники

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

Справочная информация

CCEL
CCEL (CITIC Canada Energy Limited, 100% владелец CCPL, ранее Nations Energy Company Ltd, разрабатывает месторождение Каражанбас).

Gaffney, Cline & Associates
Независимая международная консалтинговая компания, специализирующаяся на оценке запасов углеводородов.

KASE
Казахстанская Фондовая Биржа.

LSE
Лондонская Фондовая Биржа.

Казгермунай (КГМ)
ТОО "СП "Казгермунай" - шестая по объемам добычи Казахстанская нефтяная компания по результатам 2009 года. Запасы компании по категории 2P (доказанные и вероятные) по состоянию на конец 2009 года, по предварительным данным, составляют 30 млн. тонн (232 млн. баррелей). Добыча в 2009 году составила 3,2 млн. тонн (68 тыс. баррелей в сутки). Вторым участником КГМ является "ПетроКазахстан Инк." (через PetroKazakhstan Kumkol Resources).

Каражанбасмунай (КБМ)
АО "Каражанбасмунай" принадлежат 100% прав на разработку нефтегазового месторождения Каражанбас в западной части Казахстана до 2020 года. Запасы компании по категории 2P (доказанные и вероятные запасы) по состоянию на конец 2009 года, по предварительным данным, составляют 73 млн. тонн.

Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК)
Нефтепровод, соединяющий месторождение Тенгиз в Казахстане с российским портом Новороссийск на Черном море, является важным маршрутом транспортировки нефти с берегов Каспийского моря на международный рынок

Китайская инвестиционная корпорация (CIC)
Государственный инвестиционный фонд КНР. Основная миссия CIC - осуществление долгосрочных инвестиций для снижения рисков финансовой деятельности на благо своих акционеров.

Мангистаумунайгаз (ММГ)
Одна из крупнейших нефтегазодобывающих компаний в Казахстане. Основные направления деятельности ММГ: разведка, разработка, добыча и переработка нефти

Национальная Компания КазМунайГаз (НК КМГ)
Государственная нефтегазовая компания Республики Казахстан, в форме акционерного общества, 100 процентов акций которого принадлежат Фонду национального благосостояния "Самрук-Казына".

Озенмунайгаз (ОМГ)
Один из двух производственных филиалов компании РД КМГ, который действует на 2 основных месторождениях в Мангистауской области.

ПетроКазахстан Инк. (ПКИ)
Группа компаний, которая занимается разведкой и добычей углеводородов, а также продажей нефти и нефтепродуктов. "ПетроКазахстан Инк." имеет долю в 16 месторождениях, 11 из которых находятся на различных стадиях разработки.

Узень-Атырау-Самара (УАС)
Нефтепроводной маршрут протяженностью 1 500 километров, проходящий по территории Атырауской и Мангистауской областей в Россию.

Фонд "Самрук – Казына"
Фонд Национального благосостояния по управлению государственными активами, акциями национальных компаний и финансовых институтов развития Казахстана.

Эмбамунайгаз (ЭМГ)
Один из двух производственных филиалов компании РД КМГ, действующий на 39 месторождениях в Атырауской области на западе Казахстана.

Для заметок

О Казахстане:

Население: 16,2 млн. человек (01.01.2010 г.).

Площадь: 2,7 млн. кв. километров.

ВВП (2009 г.): 15 888 млрд. тенге (107,7 млрд. долларов США, 147,5 тенге за 1 доллар США);

Реальный рост ВВП: 1,2% (2009 г.), 7,8% (средн. в 2002 – 2010).

Национальная валюта: тенге (на 31 декабря 2009 г. обменный курс составил 148,36 тенге за 1 доллар США; средний обменный курс в 2009 г. составил 147,50 тенге за 1 доллар США).

Столица: Астана (переведена из Алматы в 1997 г.)

Источники: Национальный банк Казахстана, МЭМР, Статистический обзор мировой энергетики BP.

Основные факты о нефтегазовой отрасли Казахстана

• **Доказанные запасы нефти** – 40 млрд. баррелей.

• **В 2009 г. добыча нефти и газового конденсата составила** 76,5 млн. тонн, экспорт нефти – 72,6 млн. тонн.

• **Прогнозы по добыче нефти** к 2015 году составляют около 100 млн. тонн в год (2,0 млн. баррелей нефти в сутки).

• **В 2009 г. было переработано** 12,1 млн. тонн нефти.

• **В Казахстане имеется свыше 200 нефтяных и газовых месторождений.** Крупными месторождениями являются Кашаган, Тенгиз и Карачаганак.

• **Трубопровод Узень – Атырау – Самара (УАС)** играет важную роль на республиканском уровне: через него было транспортировано 17,5 млн. тонн, что составило 26% экспортированной в 2009 г. нефти.

• **Нефтепровод Каспийского трубопроводного консорциума (КТК)**: в настоящее время его пропускная способность составляет около 30,5 млн. тонн в год (610 тыс. баррелей нефти в сутки). В 2010 г. ожидается реализация проекта по расширению мощности, который планируется завершить в 2013 г. В 2009 г. через КТК было транспортировано 28,1 млн. тонн, что составило 40% экспортированной нефти из Казахстана.

• **Казахстанско-Китайский Трубопровод (ККТ):** текущая мощность ККТ - 10 млн. тонн в год (200 тыс. баррелей нефти в сутки) и может быть удвоена с вводом 2-й очереди проекта. В 2009 г. через ККТ было транспортировано 6,2 млн. тонн или 9% экспортированной из Казахстана нефти.

• **Порт Актау** имеет 3 терминала для перевалки нефти, через которые в 2009 г. было транспортировано 11,1 млн. тонн или 16% экспортированной из Казахстана нефти.

• **Нефтеперерабатывающая промышленность Казахстана** представлена Атырауским и Шымкентским нефтеперерабатывающими заводами и Павлодарским нефтехимическим заводом, которыми в 2009 г. было переработано 4 млн. тонн, 4 млн. тонн и 4,1 млн. тонн нефти соответственно.

Активы РД КМГ

1. Озенмунайгаз
2. Эмбамунайгаз
3. Казгермунай
4. Каражанбасмунай
5. ПетроКазахстан

КазМунайГаз
БАРЛАУ ӨНДІРУ АКЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ

АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз"
ул. Кабанбай Батыра 17, г. Астана, 010000, Республика Казахстан

Тел.: +7 7172 97 74 27
Эл. почта: info@kmgep.kz
Факс: +7 7172 97 74 26
Веб-сайт: www.kmgep.kz