



ҚазМұнайГаз
БАРЛАУ ӨНДІРУ АҚЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ

ГODOBOЙ OTЧET 2010



ГОДОВОЙ ОТЧЕТ

АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА

«КАЗМУНАЙГАЗ»

ЗА 2010 ГОД *

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.

* Информация в годовом отчете представлена по состоянию на 25 марта 2011 года.

СОДЕРЖАНИЕ

Коротко о Компании / 2

Финансовые и операционные показатели / 3

Структура собственности / 4

Нефтегазовая отрасль Казахстана / 5

1. О КОМПАНИИ

Обращение Председателя Совета директоров / 8

Обращение Генерального директора / 10

Совет директоров / 12

2. СОБЫТИЯ 2010 ГОДА

События 2010 года / 18

Оценка деятельности РД КМГ независимыми экспертами / 21

3. ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Операционная деятельность / 26

4. РАЗВИТИЕ КОМПАНИИ

Развитие Компании / 30

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность / 38

6. ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Охрана труда и окружающей среды / 46

7. ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

Информация по корпоративному управлению / 50

8. АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности / 66

Факторы риска / 79

9. КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

Заключение независимых аудиторов / 83

Консолидированный отчёт о финансовом положении / 84

Консолидированный отчёт о совокупном доходе / 86

Консолидированный отчёт о движении денежных средств / 87

Консолидированный отчёт об изменениях в капитале / 89

Примечания к консолидированной финансовой отчётности / 90

Информация для акционеров / 123

Справочная информация / 124

КОРОТКО О КОМПАНИИ

МИССИЯ

МИССИЯ РД КМГ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ЭФФЕКТИВНОЙ И РАЦИОНАЛЬНОЙ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ С ЦЕЛЮ МАКСИМИЗАЦИИ ВЫГОД ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ КОМПАНИИ, В СОЗДАНИИ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ И СОЦИАЛЬНЫХ ВЫГОД ДЛЯ РЕГИОНОВ НАШЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, А ТАКЖЕ В СОДЕЙСТВИИ РЕАЛИЗАЦИИ ПОТЕНЦИАЛА КАЖДОГО СОТРУДНИКА КОМПАНИИ.

ВИДЕНИЕ

РД КМГ - ВЕДУЩАЯ КОМПАНИЯ В ОБЛАСТИ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В КАЗАХСТАНЕ, В ЧИСЛЕ ЛИДЕРОВ НЕФТЕГАЗОВОГО БИЗНЕСА В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ, СПОСОБНАЯ КОНКУРИРОВАТЬ В ГЛОБАЛЬНОМ МАСШТАБЕ.

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

Месторождения ОМГ и ЭМГ содержат 232 млн. тонн (1,7 млрд. баррелей) запасов нефти по категории «доказанные плюс вероятные» (2Р). Сегодня в собственном активе РД КМГ, без учета приобретений, сделанных в 2007-2010 годах, имеется 41 месторождение. Общий объем доказанных и вероятных запасов Компании на конец 2010 года, с учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай», «СГЕЛ» и «ПетроКазахстан Инк.», составляет около 2,2 млрд. баррелей. По итогам 2010 г., РД КМГ занимает второе место по добыче нефти в Казахстане.

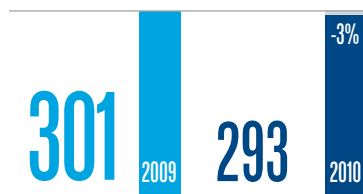
Акции Компании размещены на Казахстанской фондовой бирже (KASE), а глобальные депозитарные расписки - на Лондонской фондовой бирже (LSE).

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

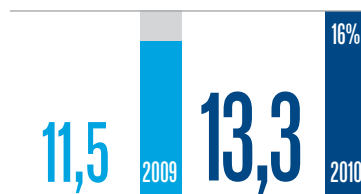
В сравнении с другими компаниями РД КМГ имеет уникальные преимущества, которые состоят в том, что через отношения с материнской НК «КазМунайГаз» РД КМГ имеет приоритетный доступ к нефтегазовым активам и инфраструктуре на суше Казахстана.

ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

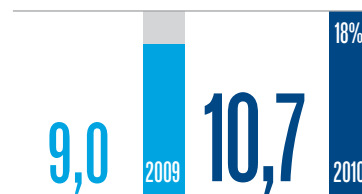
ЗАПАСЫ КАТЕГОРИИ 2Р¹
МЛН. ТОНН



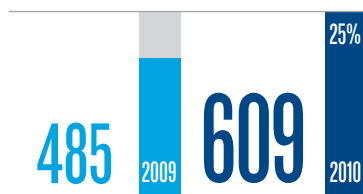
ДОБЫЧА НЕФТИ¹
МЛН. ТОНН В ГОД



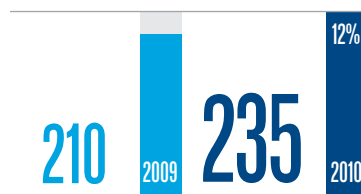
ЭКСПОРТ¹
МЛН. ТОНН В ГОД



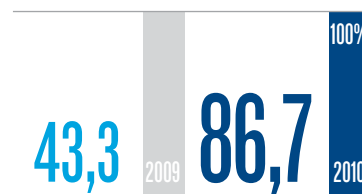
ВЫРУЧКА²
МЛРД. ТЕНГЕ



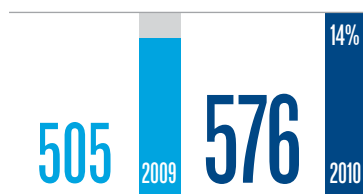
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ¹
МЛРД. ТЕНГЕ



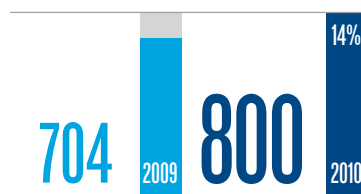
КАПВЛОЖЕНИЯ²
МЛРД. ТЕНГЕ



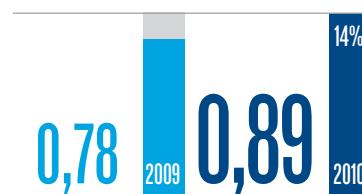
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА³
МЛРД. ТЕНГЕ



ДИВИДЕНД НА АКЦИЮ
ТЕНГЕ



ДИВИДЕНД НА ГДР⁴
ДОЛЛ. США



¹ Включая доли в КГМ, ССЕЛ и ПКИ.

² Не включая доли в КГМ, ССЕЛ и ПКИ.

³ 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.).

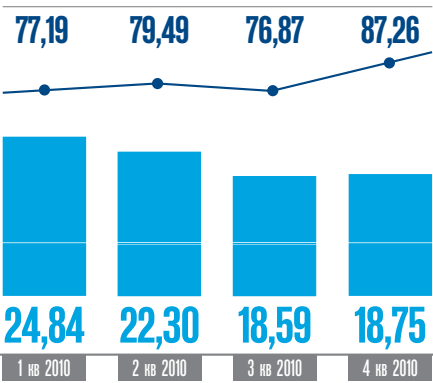
⁴ Переведено по курсу 150,0 тенге/доллар США для 2010 г. (середина текущего индикативного диапазона, установленного Национальным Банком РК).

ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РД КМГ

ДИНАМИКА КОТИРОВОК АКЦИЙ РД КМГ СРЕДНИЕ ЦЕНЫ

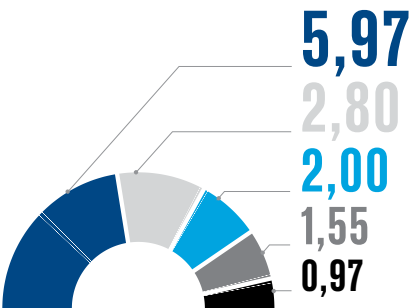
- Долл. США за 1 ГДР
- Долл. США за 1 барр. нефти сорта Brent

Источник: Bloomberg



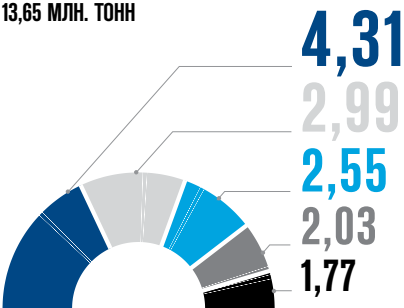
ДОБЫЧА НЕФТИ В 2010 Г. 13,29 МЛН. ТОНН

- ОМГ 5,97
- ЭМГ 2,80
- ПКИ 33% 2,00
- КГМ 50% 1,55
- ССЕЛ 50% 0,97



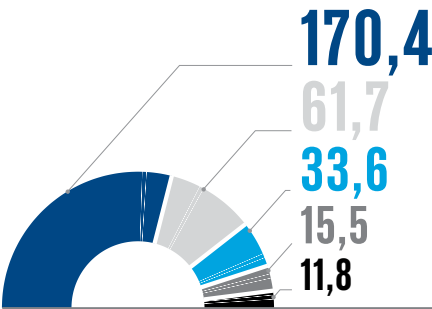
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ В 2010 Г. 13,65 МЛН. ТОНН

- УАС 4,31
- Внутренний рынок 2,99
- КТК 2,55
- Прочие 2,03
- Казахстан - Китай 1,77



ЗАПАСЫ НЕФТИ КАТЕГОРИИ 2P В 2010 Г. 293,0 МЛН. ТОНН

- ОМГ 170,4
- ЭМГ 61,7
- ССЕЛ 50% 33,6
- ПКИ 33% 15,5
- КГМ 50% 11,8



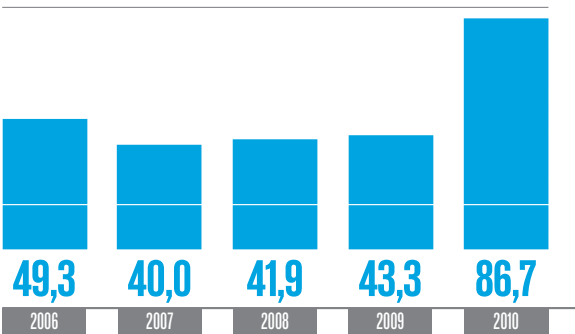
В соответствии с отчетами Gaffney, Cline & Associates для:

- ОМГ, ЭМГ, КГМ от 31.12.2010
- ПКИ от 31.03.2009

В соответствии с отчетом Miller and Lents для:

- ССЕЛ от 30.11.2010

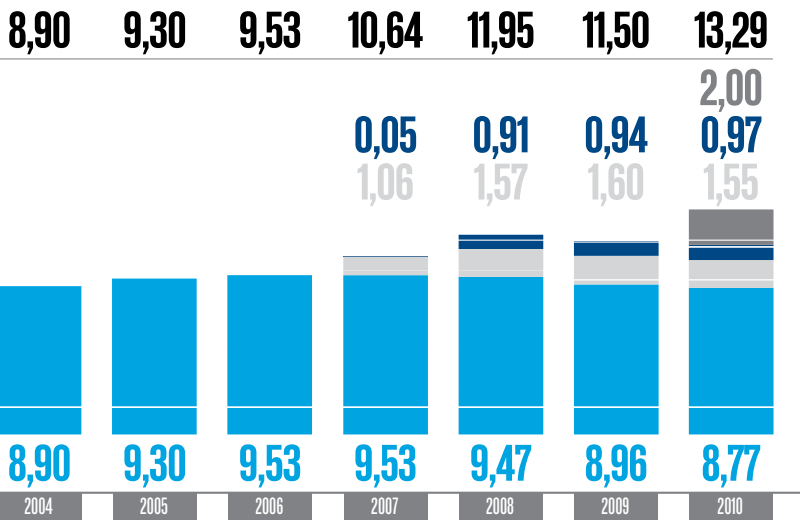
КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ РД КМГ (ОМГ и ЭМГ) МЛРД. ТЕНГЕ



KZT/USD, средний курс:
2006 - 126,09; 2007 - 122,55;
2008 - 120,29; 2009 - 147,50;
2010 - 147,35

ДОБЫЧА НЕФТИ МЛН. ТОНН

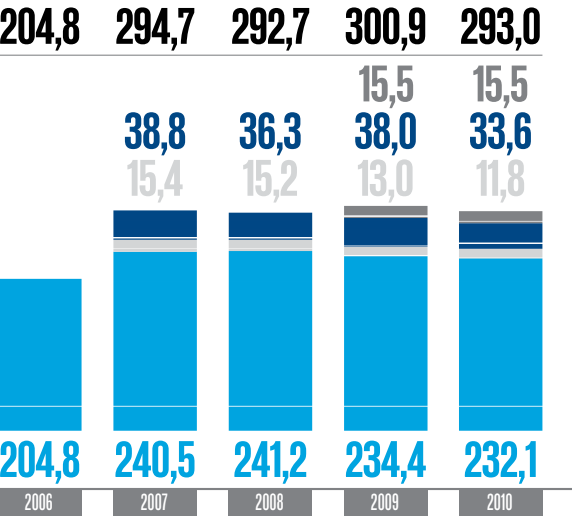
- РД КМГ
- КГМ 50%
- ССЕЛ 50%
- ПКИ 33%
- Всего



РОСТ ЗАПАСОВ НЕФТИ РД КМГ КАТЕГОРИИ 2P МЛН. ТОНН

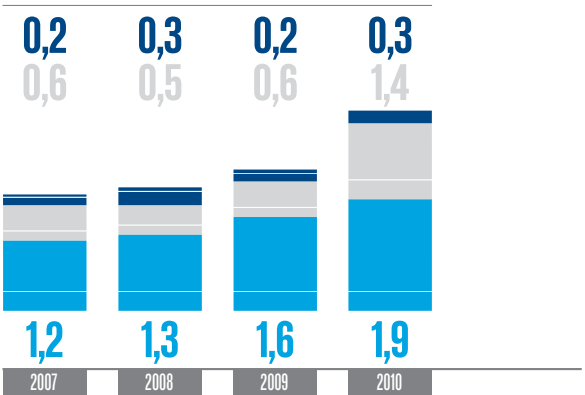
- РД КМГ
- КГМ 50%
- ССЕЛ 50%
- ПКИ 33%
- Всего

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



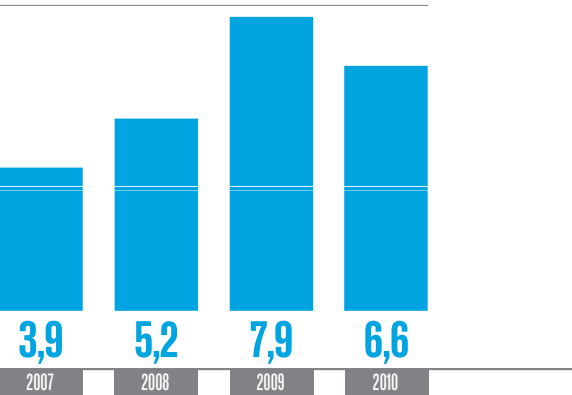
ЗАТРАТЫ НА СОЦИАЛЬНЫЕ НУЖДЫ МЛРД. ТЕНГЕ

- Мангистауская область
- Атырауская область
- Другие



KZT/USD, средний курс:
2007 - 122,55; 2008 - 120,29;
2009 - 147,50; 2010 - 147,35

ЗАТРАТЫ КОМПАНИИ НА МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ МЛРД. ТЕНГЕ



KZT/USD, средний курс:
2007 - 122,55; 2008 - 120,29;
2009 - 147,50; 2010 - 147,35

СТРУКТУРА СОБСТВЕННОСТИ



¹ Включая 11% акций, принадлежащих СИС, согласно заявлению СИС от сентября 2009 г.

² Информация указана по состоянию на июль 2010 г. согласно проведенной идентификации акционеров РД КМГ. Проценты рассчитаны от общего количества акций Компании, включая казначейские и привилегированные акции.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ КАЗАХСТАНА

ОСНОВНЫЕ ФАКТЫ О НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

Доказанные запасы нефти –
40 млрд. баррелей.

В 2010 г. добыча нефти и газового конденсата составила **79,7 млн. тонн**, экспорт нефти – **71,4 млн. тонн**.

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

В 2010 г. было переработано
13,7 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 **15,3 млн. тонн**, что составило **21%** экспортированной в 2010 г. нефти.

Нефтепровод Каспийского трубопроводного консорциума (КТК): в настоящее время его пропускная способность составляет около **30,5 млн. тонн** в год (**0,6 млн. баррелей** нефти в сутки). Планируется увеличить пропускную способность трубопровода до **67 млн. тонн** (**1,3 млн. баррелей** нефти в сутки) в 2014 г., из которых **50 млн. тонн** (**1,0 млн. баррелей** нефти в сутки) будет зарезервировано для Казахстана. В 2010 г. через КТК было транспортировано **28,5 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), которая может быть удвоена с вводом 2-й очереди проекта. В 2010 г. через ККТ было транспортировано **10,1 млн. тонн**, или **14%**, экспортированной из Казахстана нефти.

Порт Актау имеет 3 терминала для перевалки нефти, через которые в 2010 г. было транспортировано **9,5 млн. тонн**, или **13%**, экспортированной из Казахстана нефти.

Нефтеперерабатывающая промышленность Казахстана представлена Атырауским и Шымкентским нефтеперерабатывающими заводами, а также Павлодарским нефтехимическим заводом, которыми в 2010 г. было переработано **4,3 млн. тонн**, **4,6 млн. тонн** и **4,8 млн. тонн** нефти соответственно.

О КАЗАХСТАНЕ

НАСЕЛЕНИЕ:

16,2 млн. человек (01.01.2011 г.)

ПЛОЩАДЬ:

2,7 млн. кв. километров

ВВП (2010 г.):

21 513 млрд. тенге
(146,0 млрд. долларов США, 147,35 тенге за 1 доллар США)

РЕАЛЬНЫЙ РОСТ ВВП:

7,0% (2010 г.),
7,8% (средн. в 2002 – 2010 гг.)

НАЦИОНАЛЬНАЯ ВАЛЮТА:

Тенге (на 31 декабря 2010 г. обменный курс составил 147,40 тенге за 1 доллар США; средний обменный курс в 2010 г. составил 147,35 тенге за 1 доллар США).

СТОЛИЦА:

Астана (переведена из Алматы в 1997 г.)

Источники: Национальный банк Казахстана, Министерство нефти и газа, Статистический обзор мировой энергетики ВР 2010 г.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ КАЗАХСТАНА



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Активы РД КМГ

- А Сделки подлежат утверждению

1 Озенмунайгаз	2 Эмбамунайгаз	3 Казгермунай
4 Каражанбасмунай	5 ПетроКазakhstan	6 НБК
7 СапаБарлау Сервис	8 Федоровский	9 Мангистаумунайгаз
10 Казахойл Актобе	11 Казахтуркмунай	

НПЗ

Нефтепровод

Газопровод

Населенный пункт

Река



ЗАПАСЫ НЕФТИ 2Р
293 МЛН.
ТОНН



1

О КОМПАНИИ

ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ



АСКАР БАЛЖАНОВ

Председатель
Совета директоров

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» в 2010 году вновь продемонстрировало рост чистой прибыли, заработав для своих акционеров около 1,6 млрд. долларов США. Консолидированная добыча выросла на 16 процентов, составив около 13,3 млн. тонн нефти (270 тыс. баррелей в сутки). Более 20 процентов нефти, добываемой производственными филиалами «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз», было поставлено на внутренний рынок, остальное реализовано на экспорт. Доход от долей в ассоциированных компаниях и совместно контролируемых предприятиях составил более 380 млн. долларов США.

Эти показатели свидетельствуют об устойчивости РД КМГ, верности тем принципам и целям, которые декларировались при выходе Компании на IPO в 2006 году. Хорошие результаты 2010 года были во многом предопределены весьма выгодными приобретениями, которые Компания произвела в последние годы. РД КМГ намерена занять твердое второе место в Казахстане по объемам добычи нефти. Летом 2010 года Совет директоров одобрил еще три сделки по приобретению крупных пакетов акций в компаниях «Мангистаумунайгаз», «Казахойл-Актобе» и «Казахтуркмунай». Сейчас РД КМГ ожидает согласование сделок государственными органами.

Помимо этого, Совет директоров одобрил участие Компании в нескольких проектах за пределами Казахстана. В 2010 году было подписано соответствующее соглашение по проекту White Bear (Северное море) совместно с BG, а также выигран тендер на разработку месторождения Аккас (Ирак) совместно с KOGAS. Участие в проекте White Bear позволит Компании получить неоценимый опыт работы на море в сотрудничестве с крупнейшей транснациональной компанией, а в Аккасе представляет интерес специфика газодобычи. При этом и в том, и в другом случае привлекает контролируемость рисков и, в случае успеха, весьма высокая прибыль.

В 2010 году коэффициент восполнения запасов на месторождениях Узени и Эмбы составил 73 процента, что существенно лучше, чем в 2009 году, однако тем не менее не может считаться удовлетворительным. Недостаточное восполнение запасов вполне объяснимо и связано с истощенностью месторождений. Конечно, благодаря приобретению новых активов, этот фактор нивелируется, однако РД КМГ намерена предпринять дополнительные усилия прежде всего в области геологоразведки, чтобы

обеспечить восполнение запасов и на своих основных активах. Такая задача получила свое отражение в бюджете Компании – Совет директоров одобрил рост капитальных вложений в 2011 году на 21 процент, до 709 млн. долларов США. Кроме того, Компания расширяет портфель геологоразведочных активов, в частности, идет работа по передаче РД КМГ от НК «КазМунайГаз» четырех разведочных блоков Темир, Терескен, Узень – Карамандыбас, Каратон – Сарыкамыс.

Теперь несколько слов о планах. Хотел бы обратить особое внимание на новую Стратегию развития РД КМГ до 2020 года, утвержденную Советом директоров в декабре 2010 года. Члены Совета директоров как представители акционеров поставили перед менеджментом РД КМГ амбициозную задачу – войти в тридчатку нефтегазовых компаний мира. Основной целью РД КМГ является рост акционерной стоимости компании. РД КМГ стремится достигнуть роста стоимости посредством увеличения запасов и добычи углеводородного сырья, увеличения прибыльности существующих активов и развития новых направлений бизнеса.

Одним из приоритетов в деятельности РД КМГ должно стать повышение эффективности. Первые шаги сделаны – Советом директоров утверждена Программа управления затратами, соответствующие показатели будут учтены в системе сбалансированных показателей, что должно лучше мотивировать сотрудников. Однако это лишь начало большой, целенаправленной работы, которой предстоит заниматься менеджменту на протяжении ближайших лет.

Говоря о перспективах развития, хотел бы подчеркнуть важную роль, которую РД КМГ играет в развитии фондового рынка Казахстана. Сегодня ценные бумаги Компании обеспечивают значительную долю сделок на Казахстанской фондовой бирже, весьма успешно реализуется программа выкупа привилегированных акций, начатая в 2010 году, кроме того, Компания фактически представляет нефтегазовый сектор Казахстана на Лондонской бирже. Это накладывает большую ответственность, которую все члены Совета директоров прекрасно осознают.

Эффективная работа Совета директоров в целом и отдельных его комитетов в частности была отмечена агентством Standard&Poor's, которое в ноябре 2010 года подтвердило рейтинг корпоративного управления на уровне GAMMA-6. В этом отчете были констатированы улучшение работы по многим показателям и устранение ряда замечаний по корпоративному управлению в Компании, которые помогут улучшить наш рейтинг в будущем.

Уверен, что сложившийся коллектив сотрудников Компании, опыт и профессионализм которых не вызывает сомнений, сумеет выполнить поставленные задачи. РД КМГ является компанией с уже сложившейся историей, которая доказывает, что в целом она справляется с задачей работать в интересах всех своих акционеров. Совет директоров внимательно следит за тем, чтобы принимаемые решения не ущемляли интересы ни мажоритарного акционера, ни миноритариев. Не сомневаюсь, что так будет и впредь.



Аскар Балжанов
Председатель Совета директоров

ОБРАЩЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА



КЕНЖЕБЕК ИБРАЕВ

Генеральный директор
(Председатель Правления)

2010 год стал для АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» знаковым. Мы достигли определенного ряда целей, к которым шли в течение последних лет. Это результат планомерной работы, которую вела Компания. Вместе с тем успех для нас – это и повод для анализа сильных и слабых сторон, поиска наиболее оптимальных способов решения аналогичных по своей сложности задач. Поэтому в 2010 году мы начали менять некоторые подходы, наметили перегруппировку сил, приступили к поиску новых методов достижения запланированных результатов.

Опираясь на поддержку национальной компании «КазМунайГаз», мы продолжили приобретение новых активов в Казахстане. Заключены сделки по приобретению крупных пакетов акций в

«Мангистаумунайгаз», «Казахойл-Актобе», «Казахтуркмунай». Окончательное оформление сделок ожидается после получения одобрения соответствующих официальных органов.

Особо хотел бы отметить самостоятельное приобретение Компанией двух активов – НБК и СБС. Мы ведем постоянный поиск в Казахстане перспективных компаний с целью приобретения в них решающего участия. Два данных актива вызывают интерес с точки зрения геологоразведки, а также позволяют нам накопить необходимый опыт в сфере получения мультипликативного эффекта в производственной деятельности.

Минувший год ознаменовался серьезным успехом в разведке. Компания обнаружила залежь нефти на структуре Лиман на западе Казахстана. Это первое серьезное открытие на суше, сделанное нашей Компанией с момента ее создания. Мы и ранее были убеждены в необходимости вести масштабные геологоразведочные исследования на всех лицензионных территориях. Более того, Компания ведет переговоры о получении целого ряда участков с целью проведения геологоисследовательских работ. Поиск новых перспективных нефтеносных структур становится одним из наших приоритетов.

Однако очевидно, что нельзя ограничиваться операционной деятельностью только в Казахстане. Используя любую возможность для выгодного вложения своих средств в Казахстане, мы тем не менее ищем соответствующие проекты и за его пределами.

Компания участвует в консорциуме, который выиграл тендер на разработку газового месторождения Аккас в Ираке. Условия, на которых мы будем участвовать в этом проекте, весьма выгодны, кроме того, сотрудники Компании получают новый опыт – опыт разработки газовых месторождений. Нельзя сказать, что мы никогда не имели дела с газом – на многих месторождениях, которые разрабатывает Компания,

присутствует попутный газ, мы владеем старейшим в Казахстане газоперерабатывающим заводом, расположенным на полуострове Мангышлак. Однако добычей газа наши специалисты до сих пор не занимались. Теперь они научатся это делать, работая рука об руку с представителями одной из крупнейших в мире газовых компаний – корейской KOGAS. Это важно с точки зрения перспектив развития Компании.

Еще более важным для нас является участие в проекте White Bear в Северном море, где мы выступаем партнерами компании BG. Морская геологоразведка и в дальнейшем, мы надеемся, добыча – новая для нас сфера. В Казахстане вообще мало специалистов в сфере нефтяных операций на морском шельфе. Это будет бесценный опыт для наших специалистов различного профиля, тем более учитывая наше стремление выйти в казахстанский сектор Каспийского моря.

Проект White Bear реализуется в рамках большого соглашения о сотрудничестве, подписанного между НК «КазМунайГаз», РД КМГ и BG в 2008 году. Стратегическое партнерство с такой крупной и авторитетной компанией, какой является BG, открывает для нашей Компании широкие горизонты.

Все обозначенные приоритеты развития Компании нашли свое отражение в новой Стратегии, принятой в конце 2010 года. Остановившись и посмотрев на себя со стороны, мы увидели, что Компания сильно изменилась. Прежде всего изменилась структура производственных активов. Если в 2006 году РД КМГ представляла собой операционную компанию, работающую только на месторождениях производственных филиалов «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз», то сегодня РД КМГ – это уже операционный холдинг, в структуру добывающих активов которого входят также ТОО «СП «Казгермунай», АО «Каражанбасмунай», «ПетроКазахстан Инк.», ТОО «НБК». РД КМГ ожидает согласование государственными органами сделок по приобретению долей участия в АО «Мангистаумунайгаз», «Казахойл Актобе» и «Казахтуркмунай». Объем добычи на вновь приобретенных активах может составить около 47% от общей консолидированной добычи Компании.

Мировой финансовый кризис заставил нас глубже задуматься над повышением эффективности имеющихся активов. Поэтому в 2011 году большое внимание будет уделено снижению затрат.

Мы ставим перед собой весьма амбициозную, но в то же время достижимую задачу – в течение десяти лет войти в тридцатку нефтегазовых компаний мира. В частности, предполагается к 2020 году достичь показателя чистой прибыли на баррель добытого углеводородного сырья на том же уровне, который наблюдается у нефтегазовых компаний, входящих в TOP-30. Это сложный путь, но мы на него уже ступили.

Вместе с тем в новой Стратегии нашли свое отражение и те приоритеты, которые Компания декларировала ранее и приверженность которым привела РД КМГ к успеху. Мы намерены продолжать поиск и приобретение перспективных активов как на территории Казахстана, так и за рубежом, с целью приобретения участия в них. Значительный акцент будет сделан на геологоразведке, причем как на уже принадлежащих Компании лицензионных территориях, так и путем получения новых, в том числе за пределами Казахстана.

2011 год должен стать для Компании переломным. Начнется реализация новой Стратегии, выполнение Программы управления затратами, будет совершенствоваться модель управления бизнесом в целом. Мы также намерены скорректировать кадровую политику, усилить свое влияние в проектах с долевым участием.

Компания с уверенностью смотрит в будущее. Мы убеждены, что в ближайшее время нам удастся совершить качественный рывок в своем развитии во благо всех акционеров.



Кенжебек Ибраев
Генеральный директор (Председатель Правления)

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ

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.

ЕЩЕ ЧЕТВЕРО ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ, ВКЛЮЧАЯ ЕГО ПРЕДСЕДАТЕЛЯ АСКАРА БАЛЖАНОВА, ЯВЛЯЮТСЯ ПРЕДСТАВИТЕЛЯМИ АО «НАЦИОНАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ «КАЗМУНАЙГАЗ».

В СД ТАКЖЕ ВХОДЯТ ТРИ НЕЗАВИСИМЫХ ДИРЕКТОРА.

**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», «Казахстан-НефтеГаз SE», «КазахстанМунай-Газ SE», «КазРосГаз» и НК КМГ.

**ТОЛЕГЕН БОЗЖАНОВ**

Управляющий директор
по развитию бизнеса 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 «КарТел», НК КМГ. До последнего назначения являлся генеральным директором АО «Торговый Дом «КазМунайГаз».

**ЕРЖАН ЖАНГАУЛОВ**

Генеральный менеджер
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.

**КЕНЖЕБЕК ИБРАШЕВ**

Генеральный директор
РД КМГ

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». В 2010 году удостоен Ордена Республики Казахстан «Парасат».

**АСИЯ СЫРГАБЕКОВА**

Управляющий директор
по экономике и финансам НК КМГ

Является управляющим директором по экономике и финансам в НК КМГ с июля 2006 г., избрана в Совет директоров РД КМГ 26 марта 2010 г. До этого назначения с 2003 г. являлась первым заместителем Председателя Народного Банка, а также Председателем правления Народного Банка РК с 2004 по 2005 г. С 1998 по 2003 г. работала в Национальной нефтегазовой компании, занимая различные высшие руководящие должности в «Казахойл», «КазтрансГаз». В 1982 г. окончила факультет экономики Казахского государственного университета.

**ФИЛИП ДЭЙЕР**

Независимый директор
РД КМГ

Бакалавр права, член Института присяжных бухгалтеров, получил квалификацию в качестве присяжного бухгалтера в KPMG, после чего в течение 25 лет занимался инвестиционно-банковской деятельностью, специализируясь в консультациях для компаний, зарегистрированных на ЛФБ. Получил богатый опыт, работая для таких компаний, как Barclays De Zoete Wedd и Citicorp. В 2005 году он покинул ABN AMRO Hoare Govett. Вслед за этим консультировал «Роснефть» по успешному размещению ценных бумаг в 2006 году. В настоящее время является членом Совета директоров ряда компаний в качестве независимого директора. В мае 2010 года господин Дэйер стал членом Совета директоров РД КМГ.

**ПОЛ МАНДУКА**

**Независимый директор
РД КМГ**

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. Г-н Мандука является независимым директором в совете директоров в различных компаниях, включая Prudential Group plc, где он занимает должность старшего независимого директора. Он также 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, членом Комитета по вознаграждениям.

**ЭДВАРД УОЛШ**

**Независимый директор
РД КМГ**

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.

ПРИОБРЕТЕНИЕ КГМ
ПОЛНОСТЬЮ ОКУПИЛОСЬ



2

СОБЫТИЯ
2010 ГОДА

СОБЫТИЯ 2010 ГОДА



РД КМГ ВХОДИТ В ТРОЙКУ ЛИДЕРОВ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ

I КВАРТАЛ

- С учетом долей в компаниях «Казгермунай», «ССЕЛ» и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) за первый квартал 2010 года РД КМГ добыто 3 183 тыс. тонн нефти (262 тыс. баррелей в день), что на 440 тыс. тонн или на 16%, больше, чем за аналогичный период в 2009 году. Увеличение добычи связано в основном с учетом доли в добыче ПКИ, составившей 487 тыс. тонн.
- Операционная прибыль за первый квартал 2010 года согласно неаудированной промежуточной финансовой отчетности составила 54,6 млрд. тенге (370 млн. долларов США), что на 174% больше, чем в первом квартале 2009 года. Чистая прибыль составила 51,7 млрд. тенге (350 млн. долларов США). Прибыль на одну акцию составила 708 тенге (0,8 долларов США на одну ГДР).
- По решению Совета директоров осуществлен листинг привилегированных акций РД КМГ на Казахстанской фондовой бирже (KASE) и начата реализация программы их выкупа.
- На внеочередном Общем собрании акционеров (ВОСА) был избран новый состав Совета директоров РД КМГ. Председателем Совета директоров РД КМГ избран Аскар Балжанов.
- В производственном филиале «Озенмунайгаз» прошла акция протеста, поводом для которой послужил переход на новую систему оплаты труда. В ходе переговоров руководство РД КМГ и участники акции протеста пришли к конструктивному соглашению, после чего акция была прекращена.

II КВАРТАЛ

- Совет директоров принял решение скорректировать годовой план добычи нефти на основных

активах Компании (ПФ «Озенмунайгаз» и ПФ «Эмбамунайгаз») с 9 200 тыс. тонн до 9 082 тыс. тонн. Кроме того, было принято решение о сокращении капитальных затрат на 2010 год с 95 млрд. тенге (633 млн. долларов США) до 83 млрд. тенге (555 млн. долларов США), включая снижение расходов на геологоразведочные работы до 4 млрд. тенге (27 млн. долларов США).

- По решению акционеров размер дивиденда за 2009 год в расчете на одну акцию (как простую, так и привилегированную) составил 704 тенге (включая налоги, удерживаемые в соответствии с законодательством РК). Общая сумма дивиденда за 2009 год составит около 50,9 млрд. тенге (около 346 млн. долларов США). Дивиденды, выплаченные в течение 2010 года, составили около 48 млрд. тенге (327 млн. долларов США).
- Общим собранием акционеров на должность независимого директора был избран Филип Дэйер.
- С 1 июня 2010 года повышен оклад для производственного персонала филиалов с учетом отраслевого коэффициента.
- С учетом долей в компаниях «Казгермунай», «ССЕЛ» и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) за первые шесть месяцев 2010 года добыто 6 283 тыс. тонн нефти (257 тыс. баррелей в день), что на 610 тыс. тонн, или на 11%, больше, чем за аналогичный период 2009 года. Увеличение добычи связано, в основном, с учетом доли в добыче ПКИ, составившей 733 тыс. тонн.
- Операционная прибыль за первое полугодие 2010 года составила 103,5 млрд. тенге (703 млн. долларов США), увеличившись на 81% по сравнению с 57,0 млрд. тенге (394 млн. долларов США), полученными в первом полугодии 2009 года, в основном, в связи с ростом цен на нефть. Чистая прибыль за отчетный период составила 100,0 млрд. тенге (679 млн. долларов США) и прибыль на одну акцию – 1 370 тенге (1,6 доллара США на одну ГДР) по сравнению со 128,8 млрд. тенге (890 млн. долларов США) и прибылью на акцию 1 752 тенге (2,0 доллара США на одну ГДР), полученными за аналогичный период 2009 г. Снижение в основном связано со значительным доходом от курсовой разницы, полученным в 2009 году.

III КВАРТАЛ

- РД КМГ объявила о приобретении по соглашению с НК КМГ 50% доли в ТОО «Казахойл Актобе», 51% доли в ТОО «Казахтуркмунай» и 50% доли в Mangistau Investments B.V., владеющей 100% акций АО «Мангистаумунайгаз». Ожидается согласование сделок государственными органами.
- РД КМГ приобрела облигации, выпущенные НК КМГ, на сумму 220 млрд. тенге (эквивалент 1,5 млрд. долларов США) со ставкой купона 7% годовых и сроком обращения три года.
- РД КМГ и Би Джи Групп объявили о подписании договора о получении доли участия в лицензии Би Джи Групп в Британском секторе Северного моря на добычу на перспективной структуре «Уайт Беар». РД КМГ получает 35% долю в лицензии.
- Завершены сделки РД КМГ с Eastern Gate Management Ltd. о приобретении 100% ТОО «НБК» и с ТОО «Халык Комир» о приобретении 100% ТОО «СапаБарлау Сервис».
- Постановлением Правительства РК введена экспортная таможенная пошлина на сырую нефть в размере 20 долларов США за тонну.
- С учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай», «ССЕЛ» и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) за девять месяцев 2010 года добыто 9 946 тыс. тонн нефти (270 тыс. баррелей в сутки), что на 1 302 тыс. тонн, или на 15%, больше, чем за аналогичный период 2009 года.
- Операционная прибыль за девять месяцев 2010 года составила 141,9 млрд. тенге (963 млн. долларов США), увеличившись на 32% по сравнению со 107,2 млрд. тенге (730 млн. долларов США), полученными за аналогичный период 2009 года, в основном из-за роста цены на нефть. Чистая прибыль за отчетный период составила 156,8 млрд. тенге (1 064 млн. долларов США) и прибыль на одну акцию – 2 155 тенге (2,44 доллара США на одну ГДР), снизившись на 13% по сравнению со 180,6 млрд. тенге (1 231 млн. долларов США) и 2 467 тенге (2,8 доллара США на одну ГДР), полученными за аналогичный период 2009 года.

- «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) и Lukoil Overseas Kumkol B.V. (Лукойл) заключили мировое соглашение касательно спора о владении АО «Тургай Петролеум» (ТП). Согласно достигнутому Соглашению, структура собственности ТП останется прежней: ПКИ и Лукойл совместно продолжают владеть ТП на паритетной основе. Кроме того, ПКИ обязуется выплатить Лукойл компенсацию понесенного ущерба в размере около 438 миллионов долларов США. Помимо вышеупомянутого соглашения, CNPC Exploration and Development Company Limited и РД КМГ подписали соглашение о принципах, в соответствии с которым выплата компенсации для Лукойл будет осуществлена за счет средств ПКИ. Для РД КМГ не возникнет никакого ущерба и каких-либо обязательств в связи с выплатой компенсации или любого связанного с этим обязательства.

IV КВАРТАЛ

- РД КМГ победила в тендере на разработку расположенного в Республике Ирак газового месторождения Аккас совместно с Korea Gas Corporation (KOGAS).
- Открыта залежь нефти на разведочном блоке Лиман. Залежь располагается на южном склоне соляного купола Новобогатинск и находится в непосредственной близости от месторождений ПФ «Эмбамунайгаз».
- РД КМГ стала лауреатом в номинации «Организация года» национальной премии «Алтын Жүрек».
- РД КМГ заняла 47-е место из 91 компании стран Европы, Ближнего Востока и Африки в категории «Разведка и Добыча» и 101-е место в общем рейтинге информационного агентства Platts «250 крупнейших энергетических компаний мира».
- Международное рейтинговое агентство Standard&Poor's (S&P) подтвердило РД КМГ рейтинг корпоративного управления GAMMA на уровне «GAMMA-6».
- РД КМГ стала победителем в номинации «Самый активный игрок на рынке слияний и поглощений» в рейтинге «Эксперт-100-Казахстан».

- Советом директоров был утвержден бюджет РД КМГ на 2011 год с учетом цены за баррель нефти марки Brent 65 долларов США, согласно официальным прогнозам Правительства РК и НК КМГ. Капитальные вложения в 2011 году были утверждены в размере 99,1 млрд. тенге (661 млн. долларов США). Рост капитальных вложений связан с увеличением объемов эксплуатационного бурения с 213 до 239 скважин и ростом капитальных расходов на геолого-разведочные работы с 4 млрд. тенге (27 млн. долларов США) до 8 млрд. тенге (55 млн. долларов США) по сравнению с бюджетом РД КМГ на 2010 год.

- Советом директоров утверждена Стратегия развития РД КМГ на 2010-2020 годы. Согласно утвержденной Стратегии, основными приоритетами Компании являются повышение эффективности производственной деятельности, геологоразведка, участие в проектах морской нефтедобычи на Каспии, а также расширение производственной базы за счет новых приобретений на территории Казахстана и за его пределами.

- Международное рейтинговое агентство Standard&Poor's подтвердило долгосрочный кредитный рейтинг РД КМГ на уровне «BB+», прогноз «Стабильный».

- С учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай», «ССЕЛ» и «ПетроКазахстан Инк.» в 2010 году добыто 13 285 тыс. тонн нефти (270 тыс. баррелей в сутки), что на 1 788 тыс. тонн, или на 16%, больше, чем в 2009 году. Увеличение добычи в основном связано с приобретением 33% доли в «ПетроКазахстан Инк.» в декабре 2009 года. Производственные планы на 2010 год были перевыполнены всеми производственными филиалами и ассоциированными предприятиями, кроме ПФ «Озенмунайгаз».

- Чистая прибыль за 2010 год составила 235 млрд. тенге (1 591 млн. долларов США) и прибыль на одну акцию – 3 232 тенге (3,66 доллара США на одну ГДР). Операционная прибыль составила 187 млрд. тенге (1 267 млн. долларов США).

ОЦЕНКА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РД КМГ НЕЗАВИСИМЫМИ ЭКСПЕРТАМИ



В 2010 году эффективность деятельности РД КМГ по разным направлениям была высоко оценена не только казахстанскими, но и зарубежными экспертами.

РД КМГ заняла 47-е место из 91 компании стран Европы, Ближнего Востока и Африки в категории «Разведка и Добыча» и 101-е место в общем рейтинге информационного агентства Platts «250 крупнейших энергетических компаний мира». РД КМГ стала первой казахстанской компанией, которая вошла в этот рейтинг.

В основе рейтинга Platts лежат финансовые показатели деятельности публичных компаний по результатам комплексного анализа их активов, выручки, прибыли и окупаемости инвестиций. Для включения в список компании должны располагать активами совокупной стоимостью свыше трех миллиардов долларов США.

В ноябре 2010 года Международное рейтинговое агентство Standard&Poor's (S&P) подтвердило РД КМГ рейтинг корпоративного управления GAMMA на уровне «GAMMA-6».



Среди основных сильных сторон корпоративного управления РД КМГ в отчете S&P отмечено, что независимые директора в Совете директоров РД КМГ имеют опыт эффективного поддержания баланса между влиянием основного акционера и интересами миноритарных акционеров, а также тщательного надзора над менеджментом.

S&P отмечают, что хотя имеется существенное влияние Правительства Республики Казахстан и Самрук-Казына через крупного акционера РД КМГ, НК КМГ, взаимные обязательства РД КМГ и НК КМГ закреплены юридически и прозрачны. Обязательство материнской компании использовать свое преимущественное право на приобретение активов и лицензий в интересах РД КМГ выполнялось в последние годы в полном объеме.

Уровень прозрачности РД КМГ оценивается S&P как высокий, в компании ведется активная работа по связям с инвесторами, регулярно обновляется информация на трехязычном веб-сайте. Финансовая отчетность по МСФО публикуется ежеквартально и в разумные сроки. Общий уровень прозрачности и эффективность аудиторского процесса также оцениваются высоко. Процедуры управления рисками успешно внедряются и основаны на эффективных принципах. Акционеры наделены широким объемом прав, процедуры подготовки и проведения собраний акционеров оцениваются в целом как эффективные.

С точки зрения управления денежными средствами, служба рейтингов корпоративного управления рейтингового агентства S&P положительно оценила приобретение облигаций НК КМГ в размере 1,5 млрд. долларов США, так как кредитный рейтинг по обязательствам в иностранной валюте НК КМГ BB+/Стабильный/-- (на момент выпуска отчета по рейтингу корпоративного управления GAMMA РД КМГ) как минимум на три ступени выше рейтингов казахстанских банков, в которых РД КМГ размещает депозиты. В декабре 2010 года S&P подтвердило долгосрочный кредитный рейтинг РД КМГ на уровне «BB+», прогноз «Стабильный».

Кроме того, в 2010 году Компания стала победителем в номинации «Самый активный игрок на рынке слияний и поглощений» в рейтинге «Эксперт-100-Казахстан». РД КМГ была отмечена за активную реализацию своей стратегии развития.

Проект «Эксперт-100-Казахстан» реализуется рейтинговым агентством «Эксперт РА Казахстан» и журналом «Эксперт Казахстан» при поддержке Правительства Республики Казахстан. Цели проекта – выявление лидеров национальной экономики Казахстана, пропаганда передового опыта, анализ основных тенденций развития экономики республики, выработка предложений по совершенствованию экономической политики.

РД КМГ была также отмечена за реализацию социальных проектов. В октябре 2010 года РД КМГ получила премию «Алтын Жүрек» в номинации «Организация года» за оказание благотворительной, спонсорской помощи и ведение масштабной социальной политики в регионах своей деятельности.

Национальная общественная премия «Алтын Жүрек» ежегодно присуждается для выражения высокого общественного признания заслуг граждан, организаций, предприятий и учреждений на ниве милосердия, социально значимая деятельность которых оказывает благотворное влияние на развитие общества.

Решение РД КМГ о листинге привилегированных акций было позитивно воспринято биржевыми аналитиками, так как «такие бумаги способствуют эффективному привлечению интереса населения к отечественному фондовому рынку». Эксперты отметили, что с марта 2010-го до конца года практически весь торговый объем на KASE обеспечивался интересом инвесторов именно к привилегированным акциям РД КМГ.

Аналитики S&P считают, что листинг привилегированных акций и начало выполнения программы выкупа этих акций значительно улучшили положение владельцев привилегированных акций РД КМГ.

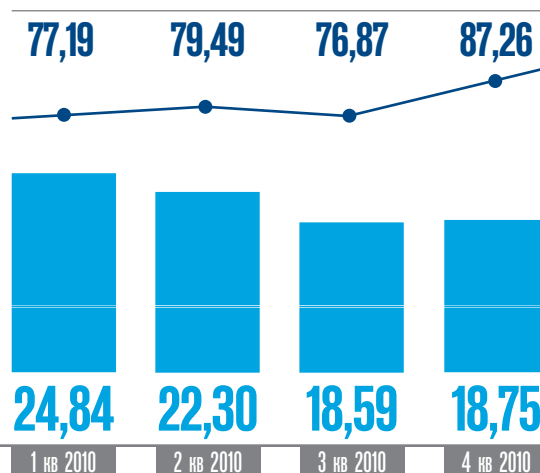
На протяжении всего года ряд биржевых аналитиков оценивали акции РД КМГ как одни из наиболее интересных для долгосрочных инвестиций в своем сегменте.

Эксперты отмечали позитивные фундаментальные показатели Компании, создающие основу для роста котировок в будущем. Как и все нефтяные компании, РД КМГ работает в условиях значительных рисков. Часть рисков связана со спецификой отрасли, часть отражает особенности инвестирования на развивающихся рынках. Однако активы РД КМГ, текущие достижения, возможности, система корпоративного управления – всё это составляет потенциал создания значительной акционерной стоимости, считают аналитики.



ДИНАМИКА КОТИРОВОК АКЦИЙ РД КМГ СРЕДНИЕ ЦЕНЫ

- Долл. США за 1 ГДР
- Долл. США за 1 барр. нефти сорта Брент



Источник: Bloomberg

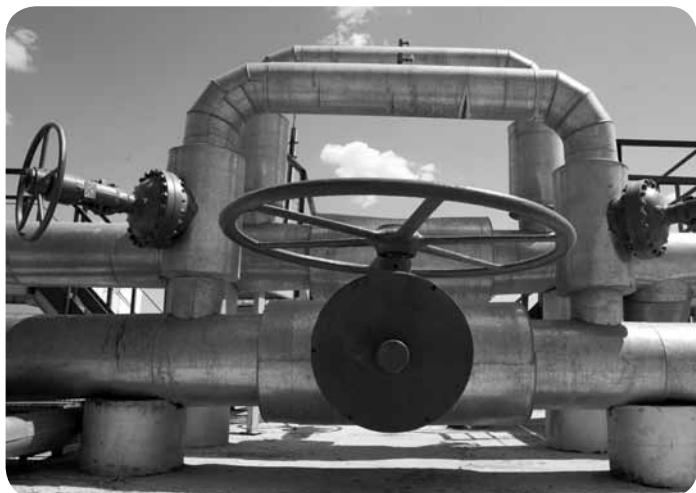


ДОБЫЧА НЕФТИ
13,3 МЛН. ТОНН

3

ОПЕРАЦИОННАЯ
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ



ДОБЫЧА И РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ

РД КМГ с учетом долей в ТОО СП «Казгермунай», «CCEL» («Каражанбасмунай») и «ПетроКазахстан Инк.» в 2010 году добыто 13 285 тыс. тонн нефти (270 тыс. баррелей в сутки), что на 1 788 тыс. тонн, или на 16%, больше, чем в 2009 году. Увеличение добычи в основном связано с приобретением 33% доли в «ПетроКазахстан Инк.» в декабре 2009 года. Производственные планы на 2010 год были перевыполнены всеми производственными филиалами и ассоциированными предприятиями, кроме ПФ «Озенмунайгаз».

Производственными филиалами «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз» в 2010 году добыто 8 766 тыс. тонн (177 тыс. баррелей в сутки), что на 196 тыс. тонн, или на 2%, меньше, чем в 2009 году, когда было добыто 8 962 тыс. тонн (181 тыс. баррелей в сутки). При этом филиал «Эмбамунайгаз» перевыполнил поставленный план на 1%, а «Озенмунайгаз» не выполнил производственный план на 1%. Снижение добычи в филиале «Озенмунайгаз» в основном обусловлено тем, что во время акции протеста в ПФ «Озенмунайгаз» в

период с 4 по 18 марта был нарушен режим обслуживания фонда скважин и не проводился своевременный ремонт нефтепромыслового оборудования, а также в период с июня по сентябрь 2010 года имели место аварийные отключения и ограничения электроэнергии на месторождениях в связи с неблагоприятными погодными условиями.

Общая доля РД КМГ в добыче ассоциированных предприятий в 2010 году составила 4 519 тыс. тонн (93 тыс. баррелей в сутки).

В 2011 году объем добычи в ПФ «Озенмунайгаз» и ПФ «Эмбамунайгаз» запланирован на уровне 9 100 тыс. тонн (183 тыс. барр. в сутки). 1 900 тыс. тонн из этого объема будет поставляться на внутренний рынок для дальнейшей переработки на Атырауском НПЗ.

ДАННЫЕ ПО ОМГ И ЭМГ ПО СОСТОЯНИЮ НА КОНЕЦ 2010 Г.

	ПФ ОМГ	ПФ ЭМГ	ИТОГО
Количество месторождений	2	39	41
Количество добывающих скважин	3 632	2 252	5 884
Количество нагнетательных скважин	1 180	443	1 617
Запасы нефти категории 2Р, млн. баррелей	1 259	447	1 707
Добыча нефти за 2010 г., тыс. баррелей в сутки	119	57	177
Кратность запасов, лет	29	22	26

В 2010 году без учета нефти компаний ТОО «СП «Казгермунай», «CCEL» и «ПетроКазахстан Инк.» было реализовано 8 643 тыс. тонн нефти (174 тыс. баррелей в сутки), в том числе на экспорт – 6 860 тыс. тонн нефти (138 тыс. баррелей в сутки). Направление «Каспийский трубопроводный консорциум» в 2010 году являлось более выгодным.

В 2010 году доля от объемов продаж компаний «Казгермунай», «CCEL» и «ПетроКазахстан Инк.», принадлежащая РД КМГ, составила 5 004 тыс. тонн нефти

(103 тыс. баррелей в сутки), включая 3 801 тыс. тонн нефти (78 тыс. баррелей в сутки), поставленных на экспорт.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ» (100%)¹

	2009	2010
Добыча нефти, тыс. тонн	3 202	3 102
Выручка, млн. тенге	178 167	226 277
Средняя цена реализации, тенге/тонна	56 695	72 757
Капитальные затраты, млн. тенге	20 273	12 110
Численность работников	590	681

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ССЕЛ (100%)²

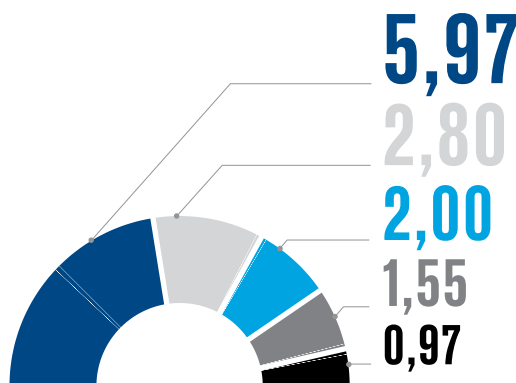
	2009	2010
Добыча нефти, тыс. тонн	1 867	1 941
Выручка, млн. тенге	102 285	136 813
Средняя цена реализации, тенге/тонна	54 492	71 160
Капитальные затраты, млн. тенге	17 421	15 821
Численность работников	2 166	2 231

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ «ПЕТРОКАЗАХСТАН ИНК.» (100%)³

	2009	2010
Добыча нефти, тыс. тонн	6 280	6 053
Выручка, млн. тенге	426 243	504 260
Средняя цена реализации, тенге/тонна	60 139	77 746
Капитальные затраты, млн. тенге	49 102	60 499
Численность работников ⁴	3 088	3 105

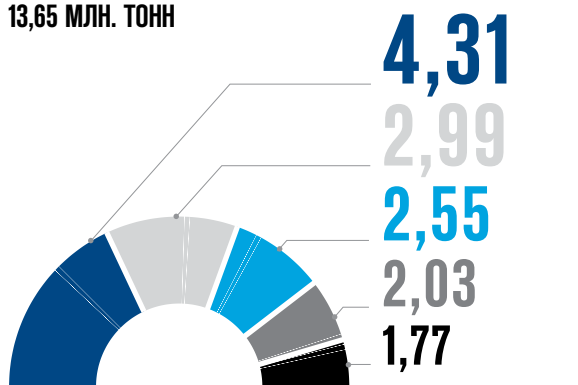
ДОБЫЧА НЕФТИ В 2010 Г. 13,29 МЛН. ТОНН

- ОМГ 5,97
- ЭМГ 2,80
- ПКИ 33% 2,00
- КГМ 50% 1,55
- ССЕЛ 50% 0,97



КОНСОЛИДИРОВАННАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ В 2010 Г. 13,65 МЛН. ТОНН

- УАС 4,31
- Внутренний рынок 2,99
- КТК 2,55
- Прочие 2,03
- Казахстан - Китай 1,77



ЗАПАСЫ НЕФТИ

Согласно отчету независимой компании Gaffney, Cline & Associates (GCA), по состоянию на 31 декабря 2010 года общие запасы нефти РД КМГ без учета долей в компаниях «Казгермунай», «ССЕЛ» и «Петро-Казахстан Инк.» по категории «доказанные плюс вероятные» (2P) составили 232 млн. тонн (1 707 млн. баррелей).

Коэффициент восполнения запасов составил 73%. Этот показатель рассчитан как отношение прироста запасов 6,4 млн. тонн (47 млн. баррелей) к добыче за год примерно 8,8 млн. тонн (65 млн. баррелей). Кратность запасов по состоянию на конец 2010 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).

¹ По состоянию на 31.01.2011.

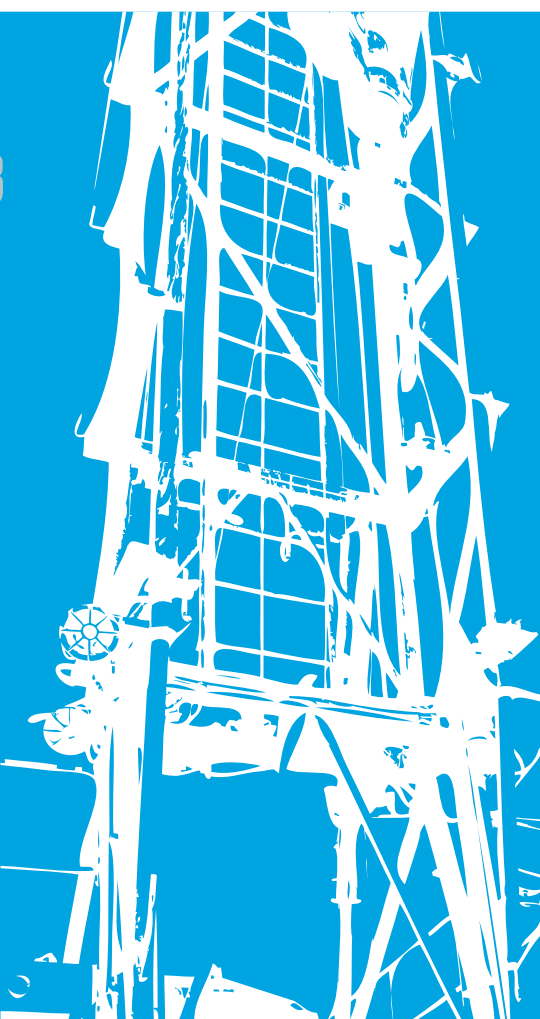
² По состоянию на 07.02.2011. Данные по АО «Каражанбасмунай» взяты из финансовой отчетности, которая не включает в себя ТОО «АТС» и ТОО «ТМС».

³ По состоянию на 15.01.2011.

⁴ Численность работников «ПетроКазахстан Инк.» включает персонал АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», АО «Тургай-Петролеум» и ТОО «СП «Казгермунай» и базируется на отчете КРП.

ДИВИДЕНДЫ, ПОЛУЧЕННЫЕ ОТ СП,
СОСТАВИЛИ **94,4** МЛРД. ТЕНГЕ

642 МЛН. ДОЛЛАРОВ
США



4

РАЗВИТИЕ
КОМПАНИИ

РАЗВИТИЕ КОМПАНИИ



В связи с истечением срока действия Стратегии развития, принятой в 2006 году, а также в свете появившихся новых факторов, влияющих на приоритеты дальнейшего развития Компании, на заседании Совета директоров 13 декабря 2010 года была утверждена Стратегия развития РД КМГ на 2010-2020 годы.

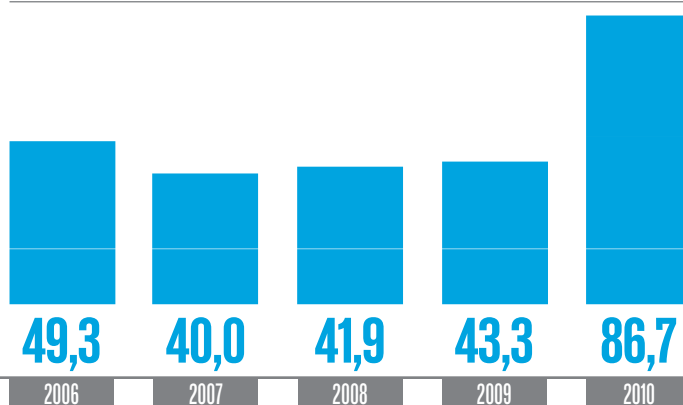
РД КМГ определила несколько приоритетов в реализации своей пересмотренной стратегии. Безусловным приоритетом деятельности РД КМГ является обеспечение безопасных условий труда своих сотрудников, а также рациональное использование природных ресурсов на уровне лучших мировых стандартов охраны окружающей среды и техники безопасности. Развитие человеческого капитала РД КМГ рассматривает как движущий фактор развития и обеспечения конкурентоспособности компании.

Геологоразведка, как основа долгосрочного роста Компании, является приоритетным направлением деятельности в достижении цели по росту ресурсной базы РД КМГ.

Основной целью РД КМГ является рост акционерной стоимости компании. РД КМГ стремится достичь роста стоимости посредством увеличения запасов и добычи углеводородного сырья, увеличения прибыльности существующих активов и развития новых направлений бизнеса.

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ РД КМГ (ОМГ и ЭМГ) МЛРД. ТЕНГЕ

KZT/USD, средний курс:
2006 - 126,09; 2007 - 122,55;
2008 - 120,29; 2009 - 147,50;
2010 - 147,35



Для обеспечения роста добычи и запасов углеводородов Компания будет проводить работу по поддержанию текущей добычи нефти на действующих месторождениях Компании, повышению коэффициента извлечения нефти на действующих месторождениях Компании и проведению разведки на перспективных геологоразведочных площадях в РК и за пределами Казахстана и доразведки на действующих месторождениях. Кроме того, Компания намерена приобретать новые активы как в Казахстане, так и за рубежом, преимущественно в выбранных приоритетных регионах и расширять портфель активов морскими проектами и газовыми активами.

Прибыльность существующих активов будет обеспечиваться за счет эффективного управления затратами, повышения эффективности бизнес-процессов и технологических процессов, в том числе путем их автоматизации, внедрения новых технологий, оптимизации структуры активов и совершенствования модели управления бизнесом.

Согласно новой Стратегии, развитие новых направлений бизнеса будет обеспечиваться путем установления долгосрочных партнерских соглашений с ведущими нефтегазовыми компаниями в области разведки и добычи и сервисных услуг, подготовки

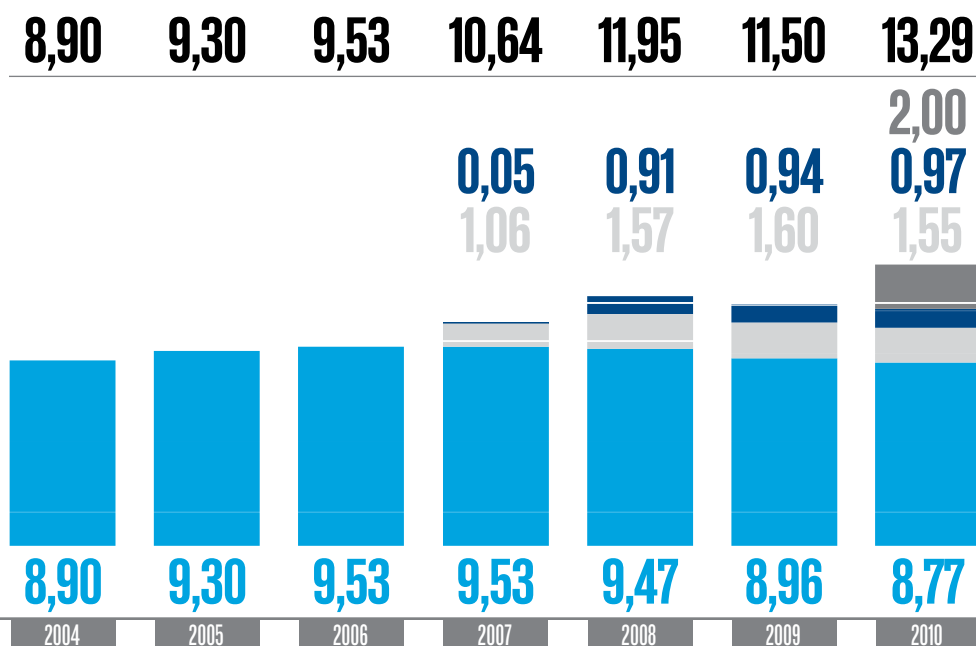
и развития высококвалифицированного персонала, развития собственной технической и технологической экспертизы, а также развития опыта управления морскими проектами, газовым бизнесом и международными активами, в том числе в партнерстве с крупными международными нефтегазовыми компаниями.

Приоритетом Компании, при наличии возможности эффективного вложения средств, являются инвестиции в Казахстане. В то же время инвестиции за пределами РК в активы разведки и добычи также являются важной частью стратегии РД КМГ. Потенциальными странами расширения географии своего бизнеса в ближнем зарубежье РД КМГ видит Россию, Туркменистан и Узбекистан ввиду хороших межправительственных отношений и схожих условий проведения нефтяных операций. РД КМГ нацелена на приобретение разведочных блоков и проектов там, где возможен существенный рост добычи, а затем приобретение действующих добывающих активов, по возможности, с низкими лифтинг-затратами.

География интересов Компании в странах дальнего зарубежья распространяется на Ирак, Вьетнам, Северную Африку, Ближний Восток и неосвоенные районы Северного и Баренцева морей.

ДОБЫЧА НЕФТИ МЛН. ТОНН

- РД КМГ
- КГМ 50%
- ССЕЛ 50%
- ПКИ 33%
- Всего





РД КМГ пока обладает ограниченным опытом управления международными проектами. Соответственно, на первоначальном этапе стратегия вхождения на рынки стран дальнего зарубежья строится на партнерстве с международными нефтегазовыми компаниями. Целесообразность стратегических альянсов продиктована необходимостью получения опыта управления международными проектами, а также получения доступа к современным технологиям. В дальнейшем РД КМГ будет стремиться самостоятельно развивать международные проекты по добыче углеводородов за пределами Казахстана.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА НА ТЕРРИТОРИИ КАЗАХСТАНА

СУША

В настоящее время портфель геологоразведочных проектов РД КМГ состоит из трех проектов: Лиман, Р-9 и Тайсойган. На этих объектах Компания анализирует геологические данные, осуществляет бурение разведочных скважин и проводит двухмерную и трехмерную сейсморазведку. Расходы на геологоразведочные работы¹ в 2010 году составили 5,0 млрд.

тенге (33 млн. долларов США). В 2011 году бюджет геологоразведки составит 17,6 млрд. тенге (117 млн. долларов США).

В октябре 2010 года на одном из разведочных блоков - Лимане - открыта залежь нефти. Она располагается на южном склоне соляного купола Новобогатинск и находится в непосредственной близости от разрабатываемого ПФ «Эмбаунайгаз» нефтяного месторождения Новобогатинское Юго-Восточное в 70 км к западу от г. Атырау.

Фонтанный приток нефти получен в первой разведочной скважине на глубине более 1 200 метров из отложений среднего триаса. По заключению геофизического исследования скважины, в разрезе скважины выделены 3 продуктивных пласта в триасовых отложениях, которые были рекомендованы для испытания в эксплуатационной колонне. Обнаружение легкой нефти плотностью 34 API указывает на имеющийся потенциал надсолевых триасовых отложений региона. Программой работ компании в 2011 году намечено проведение сейсмических исследований 3Д в объеме 165 кв. км., а также бурение двух разведочных скважин с целью детального изучения геологического строения обнаруженных залежей, а также оценки их промышленной значимости для скорейшего ввода в пробную эксплуатацию.

РД КМГ активно работает над приобретением контрактов на разведку и добычу на суше Казахстана как у сторонних недропользователей, так и с помощью НК КМГ согласно Договору о предоставлении услуг. В настоящее время Компания анализирует геологические данные по некоторым районам на суше Западного Казахстана и другим районам Казахстана в целях определения перспективных объектов.

В 2010 году были закрыты сделки РД КМГ с Eastern Gate Management Ltd. о приобретении 100% ТОО «НБК» (НБК) и с ТОО «Халык Комир» о приобретении 100% ТОО «СапаБарлау Сервис» (СБС).

Цена приобретения 100% доли в НБК составляет 35 млн. долларов США и 30 млн. долларов США - за 100% долю в СБС. Финансирование сделок было осуществлено за счет собственных наличных средств РД КМГ.

¹ Включая затраты на доразведку и 3Д сейсмические исследования.

НБК осуществляет разработку месторождения «Новобогатинское Западное» на основе контракта на разведку и добычу со сроком действия до 2027 года с правом дальнейшего продления по соглашению сторон. Данный участок примыкает к территории ПФ «Эмбаунайгаз» и полностью использует его текущую инфраструктуру по подготовке, хранению и транспортировке нефти. В настоящее время месторождение находится на этапе пробной эксплуатации. В дальнейшем РД КМГ планирует провести интеграцию активов НБК с активами ПФ «Эмбаунайгаз» в целях проведения совместной разработки и добычи и достижения синергетического эффекта.

СБС осуществляет свою деятельность на основании контракта на разведку со сроком действия контракта до конца 2012 года с правом дальнейшего продления. Данный лицензионный участок, по мнению геологотехнической службы РД КМГ, обладает существенным разведочным потенциалом в подсололевых структурах, в связи с чем в будущем Компания планирует осуществить бурение глубокой подсололевой скважины.

Эти активы находятся в непосредственной близости от активов ТОО «Казахойл Актобе» и ТОО «Казахтуркмунай». Их удобное географическое расположение дает ряд дополнительных преимуществ.

В будущем Компания намерена приобрести через НК КМГ дополнительные разведочные блоки: Темир, Терескен, Каратон-Саркамыс, территории, прилежащие к месторождению Узень-Карамандыбас, а также 2-3 геологоразведочных актива путем прямой покупки у третьих лиц, доведя портфель геологоразведочных проектов до 10-11 проектов.

МОРЕ

Как отмечено выше, РД КМГ ожидает согласование сделок государственными органами по приобретению 50% акций АО «Мангистаумунайгаз». ММГ предоставил бы РД КМГ доступ к двум морским перспективным геологоразведочным активам на шельфе казахстанского сектора Каспийского моря.

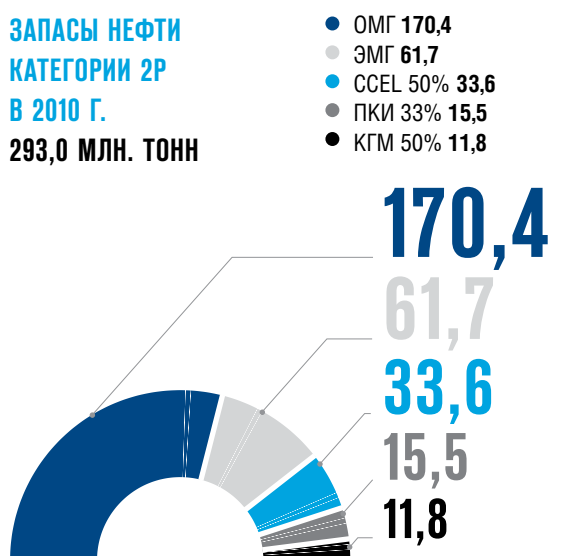
РД КМГ нацелена на увеличение доли морских активов в своем портфеле в соответствии со стратегическими амбициями Компании, связанными с выходом на Каспийское море.

РАСШИРЕНИЕ ГЕОГРАФИИ БИЗНЕСА

РД КМГ активно рассматривает возможности выхода на международные рынки. Начиная с 2008 года Компания, как самостоятельно, так и в составе консорциумов, участвовала в лицензионных раундах на разведку и разработку нефтегазовых месторождений в различных странах мира.

В августе 2010 года РД КМГполнила свой геологоразведочный портфель первым зарубежным проектом. РД КМГ и Би Джи Групп подписали договор о проведении совместной разведки перспективного блока «Уайт Беар» в Британском секторе Северного моря. Доля РД КМГ в проекте составляет 35%.

ЗАПАСЫ НЕФТИ КАТЕГОРИИ 2Р В 2010 Г. 293,0 МЛН. ТОНН



В соответствии с отчетами Gaffney, Cline & Associates для:

- ОМГ, ЭМГ, КГМ от 31.12.2010
- ПКИ от 31.03.2009

В соответствии с отчетом Miller and Lents для:

- ССЕЛ от 30.11.2010

Структура «Уайт Беар» на лицензионной территории Р1722 располагается вблизи продуктивных блоков Би Джи Групп – «Эверест» и «Армада». Би Джи продолжит оперативное руководство от имени партнеров. На 2011 год запланировано бурение одной разведочной скважины, которая предусмотрена контрактными обязательствами.

Передача доли осуществлена согласно условиям и положениям соглашения о сотрудничестве, подписанного в 2008 году. Финансовые риски участия РД КМГ в данном проекте, включая затраты на бурение и другие обязательства в рамках проекта, на этапе до обнаружения углеводородов, оцениваются приблизительно в 25-30 млн. долларов США.

При экономической оценке данного проекта РД КМГ исходит из принятых в Компании критериев рентабельности, учитывающих стоимость капитала и уровень рисков, связанных с такими проектами.

Благодаря этому проекту Компания получает доступ к опыту, знаниям и технологиям Би Джи в области морской разведки, которые важны для развития РД КМГ в среднесрочной и долгосрочной перспективе с последующим расширением участия в проектах в области разведки и добычи на Каспийском шельфе.

В октябре 2010 года РД КМГ выиграла в тендере на разработку расположенного в Республике Ирак газового месторождения Аккас совместно с Korea Gas Corporation (KOGAS) в рамках третьего лицензионного раунда, который был организован Управлением контрактов и лицензий Министерства нефти Ирака. Конкурсное предложение предусматривает уровень добычи на плато в размере 400 млн. куб. футов газа в день и ставку вознаграждения в размере 5,5 доллара США за баррель нефтяного эквивалента.

В соответствии с условиями третьего лицензионного раунда, 25% актива будет принадлежать государственной компании Ирака, а оставшаяся часть будет разделена поровну между РД КМГ и KOGAS (37,5% на 37,5%).

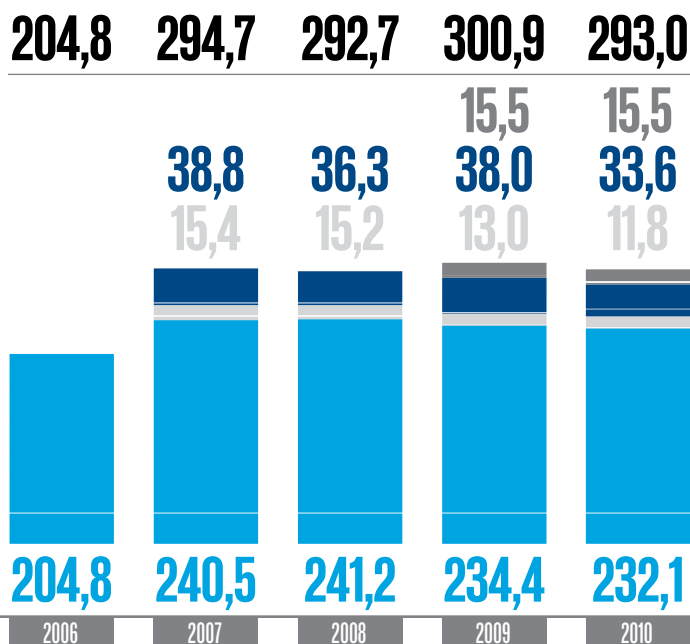
Месторождение Аккас расположено в западной части Ирака, в провинции Анбар, рядом с границей с Сирией. По данным Министерства нефти Ирака, запасы месторождения составляют около 5,6 трлн. ст. куб. футов газа.

Проект Аккас не только расширяет зарубежный портфель РД КМГ, но и является для нее первым крупным газовым активом, что поддерживает намерение Компании развивать новое направление - газовый бизнес.

РОСТ ЗАПАСОВ НЕФТИ РД КМГ КАТЕГОРИИ 2Р МЛН. ТОНН

- РД КМГ
- КГМ 50%
- ССЕЛ 50%
- ПКИ 33%
- Всего

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



Ирак весьма привлекателен для любой нефтегазовой компании, так как известен значительными запасами и крайне низкой себестоимостью добычи. Экспертный анализ сделки показал, что она дает ряд уникальных преимуществ и способна принести значительную прибыль как в долгосрочной, так и в среднесрочной перспективе.

РД КМГ считает, что эти зарубежные проекты отвечают критериям для международного расширения; они предоставят доступ к навыкам и технологиям, которые позволят Компании достичь цели войти в тридцатку мировых нефтегазовых компаний.

ПРИБРЕТЕНИЕ НОВЫХ АКТИВОВ

РД КМГ рассматривает приобретение активов на территории Казахстана на суше одним из основных направлений развития Компании в среднесрочной перспективе.

Использование взаимоотношений с НК КМГ и преимущественного права НК КМГ на приобретение активов в Казахстане, согласно казахстанскому законодательству, позволяет РД КМГ успешно участвовать в сделках приобретения в Казахстане на экономически привлекательных условиях. Осуществленные до настоящего времени сделки демонстрируют высокую эффективность такой стратегии.

В июле 2010 года РД КМГ объявила о приобретении по соглашению с НК КМГ 50% доли в ТОО «Казахойл Актобе» (КОА), 51% доли в ТОО «Казахтуркмунай» (КТМ) и 50% доли в Mangistau Investments B.V. («MIBV»), владеющей 100% акций АО «Мангистаумунайгаз» (ММГ). По предварительной оценке, в результате данной сделки прирост консолидированной добычи РД КМГ составит более 27%, а рост доказанных и вероятных запасов категории 2Р составит 406 млн. баррелей (18,5%).

Цена приобретения этих трех активов составляет 750 млн. долларов США, из которых 350 млн. долларов США составляет цена 50% доли участия в КОА, 70 млн. долларов США – 51% доли участия в КТМ и 330 млн. долларов США – 50% доли участия в Mangistau Investments B.V. Финансирование сделок будет обеспечено за счет собственных денежных средств РД КМГ. Общая сумма чистого долга, соответствующего приобретаемым долям, составляет 1 499 млн. долларов США, из которых 116 млн. долларов США относится к КОА, 53 млн. долларов США – к КТМ и 1 330 млн. долларов США – к консолидированной задолженности MIBV.

Для завершения сделки необходимо выполнение ряда условий, включая получение разрешений от регулирующих органов и, согласно законодательству Республики Казахстан, письменный отказ остальных акционеров КОА и КТМ от своего преимущественного права.

СОЦИАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

4,1

МЛРД.
ТЕНГЕ

28

МЛН.
ДОЛЛАРОВ
США



5

СОЦИАЛЬНАЯ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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.

РД КМГ осуществляет социальную политику строго в соответствии с разработанными программами как самостоятельно, так и совместно с местными и региональными властями. Компания ежегодно выделяет значительные средства на повышение уровня жизни жителей регионов, в которых ведет производственную деятельность и следит за тем, чтобы все социальные проекты реализовывались в срок и в полном объеме.

СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ РД КМГ В МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ И В Г. ЖАНАОЗЕН

В рамках своих контрактных обязательств, в соответствии с Программой развития социальной инфраструктуры города Жанаозен и Каракиянского района, РД КМГ начиная с 2008 года ежегодно выделяет 900 млн. тенге (6,1 млн. долларов США), которые направляются на развитие жилищно-коммунального хозяйства Жанаозена и социальной инфраструктуры города.

Кроме того, РД КМГ и Акимат Мангистауской области заключили Меморандум о дополнительном финансировании социальных проектов региона. Согласно Меморандуму, дополнительно к средствам, предусмотренным контрактными обязательствами, в 2010 году компания на нужды города выделила свыше 970 миллионов тенге (6,6 млн. долларов США). На эти

средства в Жанаозене создана одна тысяча социальных рабочих мест, строится 200-квартирный коммунальный жилой дом. Расширяется до 500 гектаров подсобное хозяйство в местности Тонырекшин, оборудованы 63 дворовые площадки, установлены 10 спортивных площадок с искусственным покрытием на территории школ города. Также за счет этих средств оплачиваются счета за коммунальные услуги местным ветеранам Великой Отечественной войны.

Компания взяла на себя обязательство оказать финансовую помощь в обеспечении поселка Сенек питьевой водой с месторождений Туе-Су и Саускан.

Не остаются без внимания дети-инвалиды, многодетные и малоимущие семьи, ветераны войны и труда, одинокие пожилые люди. Оказана поддержка детской юношеской федерации по боксу и спортивному клубу инвалидов. Всего в 2010 году на оказание спонсорской и благотворительной помощи в Мангистаускую область за счет чистой прибыли РД КМГ направила 37 миллионов тенге (0,25 млн. долларов США).

Кроме того, в период с 2010 по 2012 год будет построен лечебно-медицинский центр со стационаром на 50 мест в городе Жанаозен. В 2010 году начата работа по перепрофилированию зоны отдыха «Кендерли» в медико-реабилитационный центр, а на побережье Каспийского моря идет строительство детского оздоровительного лагеря на 250 мест стоимостью более 570 млн. тенге (3,9 млн. долларов США). Это позволит обеспечить восстановительное лечение и реабилитационные мероприятия для нефтяников и членов их семей. Будеу произведены реконструкция и капитальный ремонт существующих объектов социальной сферы с благоустройством территории.

В рамках программы социальной поддержки неработающих пенсионеров под опекой РД КМГ находятся около 3 тысяч человек. РД КМГ — это одна из немногих компаний в Казахстане, обеспечивающих своих неработающих пенсионеров материальной помощью в виде путевок в санатории отдыха, бесплатной годовой подпиской на республиканские и региональные печатные СМИ. Компания также взяла на себя финансирование летнего отдыха детей нефтяников в санаториях и детских лагерях Казахстана и ближнего зарубежья.

Особое внимание Компания уделяет развитию спорта и здорового образа жизни в регионе. В городе Жанаозен работает многофункциональный физкультурно-оздоровительный комплекс стоимостью более 2 млрд. тенге. В спорткомплексе предусмотрены залы для бокса, дзюдо, айкидо, баскетбола, волейбола, футбола, художественной гимнастики. Имеются 25-метровый плавательный бассейн, 50-метровый тир, зал тяжелой атлетики. В Жанаозене также успешно функционирует стадион на три тысячи мест, строительство которого также финансировала РД КМГ.

СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ В АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ

В 2010 году РД КМГ в рамках обязательств по контрактам на недропользование перечислило 276,5 млн. тенге (1,9 млн. долларов США) на финансирование проектов, предусмотренных Социальной программой развития Атырауской области на 2010-2014 годы.

Кроме того, в 2010 году, в соответствии с Программой социального партнерства по поддержке социальной инфраструктуры региона между РД КМГ и акиматом Атырауской области, компания выделила 970 млн. тенге (6,6 млн. долларов США) на социальные проекты в Макатском, Кызылкогинском, Жылыойском и Махамбетском районах. Так, осуществлено переселение жителей поселков Комсомол, Кошкар, Бек-Бике, на эти цели было направлено 750 млн. тенге (5,1 млн. долларов США). В Макатском районе открыт реабилитационный центр для пациентов туберкулезной больницы, а в поселке Миялы Кызылкогинского района начато проектирование и строительство физкультурно-оздоровительного комплекса, который сдадут в эксплуатацию в 2011 году.

Помимо этого, РД КМГ продолжает обеспечивать коммунальные предприятия поселков Байчунас и Искене Макатского района топливной нефтью для обогрева указанных населенных пунктов.

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 Атырау, спортивным организациям, а также материальную помощь ветеранам ВОВ и труженикам тыла. В 2010 году на эти цели было направлено около 125 млн. тенге (0,8 млн. долларов США).

ПРОЕКТЫ

ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

Одна из составляющих социальной политики ТОО «СП «Казгермунай» – это подписание Меморандума о сотрудничестве в социально-экономическом развитии области с местным акиматом.

В мае 2010 года «Казгермунай» выделил в корпоративный фонд «Игилик» сумму в размере 2 млн. долларов США для развития экономики и социальной сферы региона.

Кроме того, компания по согласованию с акиматом области в течение года оказала спонсорскую помощь на сумму 1 млн. долларов США на социальную поддержку в области образования, здравоохранения, развития спорта, на поддержку объектов культурного наследия, инвалидам всех групп, детям с ограниченными возможностями, малоимущим слоям населения Кызылординской области. В целом за прошлый год было выделено более 600 млн. тенге (4,1 млн. долларов США) на различные социальные нужды населения области.

ТОО «СП «Казгермунай» является на сегодня единственной компанией в области, которая обеспечивает стопроцентную потребность Кызылорды в сухом газе, поставляемом по фиксированной цене, согласованной с акиматом области, которая в 2010 году составила 20 тенге за кубический метр.

За достигнутые успехи ТОО «СП «Казгермунай» стало лауреатом Республиканского конкурса «Парыз 2010» в номинации «Лучшее социально ответственное предприятие».

ПРОЕКТЫ

АО «КАРАЖАНБАСМУНАЙ»

АО «Каражанбасмунай» активно поддерживает социально значимые проекты Мангистауской области, главным образом направленные на решение проблем малообеспеченных слоев населения, образовательную деятельность и развитие инфраструктуры региона.

В 2010 году на спонсорскую помощь выделено около 300 млн. тенге (2 млн. долларов США), которые были направлены на ремонт и строительство дороги Актау-Каламкас, а также на газификацию домов малообеспеченных и социально уязвимых слоев населения г. Форт-Шевченко, п. Баутино, п. Аташ. Кроме того, была оказана помощь ветеранам ВОВ, спортсменам Казахстанской федерации бокса, а также осуществлено финансирование масштабных спортивных и культурных мероприятий в регионе.

ПРОЕКТЫ

«ПЕТРОКАЗАХСТАН ИНК.»

«ПетроКазахстан» в первую очередь старается поддерживать программы, направленные на оказание помощи социально незащищенным слоям населения; поддержку квалифицированных кадров и создание рабочих мест; развитие массового спорта; экологических и образовательных программ. С целью ведения этой работы на постоянной основе подписаны меморандумы о сотрудничестве с администрациями Южно-Казахстанской и Кызылординской областей. Компания оказывает финансовую помощь в газификации, телефонизации, обеспечении водой и электроснабжением ряда поселков, вносит вклад в развитие культуры и спорта.



С 2000 года в Кызылординской области при поддержке компании «ПетроКазахстан» работает Общественный фонд «Региональный центр «Достижения Молодых». Основные цели этого фонда - ознакомление школьников с законами экономики, привитие им практических навыков предпринимательства. Финансовая поддержка деятельности фонда дала возможность 37 тыс. школьникам постичь законы рыночных отношений. Кроме того, в центре прошли обучение и получили сертификаты 210 учителей области.

Компания «ПетроКазахстан» в течение многих лет является спонсором ряда средних школ области, а также Сайрамского детского дома № 4. При финансовой поддержке компании в Шымкенте работает единственная в регионе балетная школа, в которой обучается около 250 детей, из них 38 – воспитанники детского дома № 4 Сайрамского района и детского дома «Комеш Булак».

Наряду с поддержкой различных спортивных организаций, «ПетроКазахстан» является спонсором Национальной федерации джиу-джитсу. Спортсмены федерации активно участвуют в соревнованиях международного уровня и достойно представляют Казахстан, занимая призовые места.

В Алматы компания активно поддерживает общественный фонд «Добровольное Общество Милосердие», является постоянным партнером в реализации акции фонда «Подари Детям Жизнь». Это помощь детям с неизлечимыми заболеваниями в Казахстане.



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 2010 году на эти цели в бюджете было предусмотрено 1 млрд. 600 млн. тенге (10,9 млн. долларов США). Эти средства направлены 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 «Эмбаунайгаз» (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-оздоровительных комплексов.

КАДРОВАЯ ПОЛИТИКА

Компания видит в качестве основного фактора обеспечения своего долгосрочного роста развитие кадрового потенциала.

Инвестиции в человеческий капитал являются стратегическим приоритетом Компании. РД КМГ содействует профессиональному развитию сотрудников, а также проявлению их профессиональных талантов и творческой инициативы. В свою очередь, РД КМГ ожидает от сотрудников увеличения вклада в развитие Компании.

Кадровая политика Компании направлена на выявление потребностей в специалистах с учетом стратегических целей и задач РД КМГ с целью оптимального распределения человеческих ресурсов, разработку оптимальных схем стимулирования труда, увязанных с получением прибыли организацией, и обеспечение благоприятного морально-психологического климата, основанного на уважении к людям.

Компетентность персонала РД КМГ оценивается не только во время приема на работу. Периодически проводится аттестация работников Компании, которая позволяет объективно определить уровень профессионализма каждого работника; 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.

Сегодня 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. При этом 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 2010 года повысили уровень квалификации свыше 4 500 работников Компании посредством участия в семинарах, тренингах, сертификационных программах, конференциях.

Особое внимание уделяется вопросам обучения рабочих, инженерно-технического персонала Компании. В течение года работники обучались на курсах ГОИЧС, охраны труда и промышленной безопасности, противопожарной безопасности, по перевозке опасных грузов и др.

С целью повышения уровня корпоративного управления, эффективности деятельности Компании в 2010 году был проведен ряд корпоративных тренингов для менеджмента центрального аппарата и филиалов.

За отчетный год на обучение было затрачено более 500 млн. тенге (3,4 млн. долларов США).

Компания уделяет большое внимание работе с персоналом по разъяснению стратегии развития РД КМГ, краткосрочных и долгосрочных планов. В течение 2010 года рабочие группы профильных блоков Компании провели ряд встреч с трудовыми коллективами, на которых была представлена новая

система оплаты труда, предусматривающая повышение заработной платы в среднем на 25%. Совместно с профсоюзами производственных филиалов был разработан коллективный договор на 2011-2013 гг., определяющий основы трудовых отношений работников и работодателя, гарантии и льготы для сотрудников, формы и размеры оплаты труда, выплаты компенсаций и материальной помощи, нормы рабочего времени и времени отдыха.

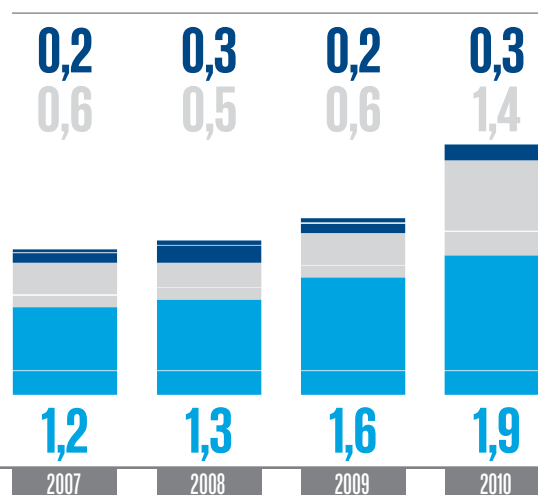
Руководство Компании систематически проводит встречи с представителями трудовых коллективов, совещания, на которых, при участии председателей профсоюзов и неформальных лидеров трудовых коллективов производственных филиалов, обсуждаются вопросы развития персонала, улучшения условий работы и другие направления кадровой политики.

В целях ведения активной разъяснительной работы, обсуждения актуальных проблем социально-кадровой работы Компания издает корпоративную газету «Мунайлы мекен», которую получают все работники РД КМГ.

ЗАТРАТЫ НА СОЦИАЛЬНЫЕ НУЖДЫ МЛРД. ТЕНГЕ

- Мангистауская область
- Атырауская область
- Другие

KZT/USD, средний курс:
2007 - 122,55; 2008 - 120,29;
2009 - 147,50; 2010 - 147,35



ПРИРОДООХРАННЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ

6,6 МЛРД. ТЕНГЕ

44,7 МЛН. ДОЛЛАРОВ
США

6

ОХРАНА ТРУДА
И ОКРУЖАЮЩЕЙ
СРЕДЫ

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, гарантированное возмещение убытков, причиненных третьим лицам и окружающей среде. Все реализуемые мероприятия подкреплены финансовыми средствами и исполняются из года в год в стопроцентном объеме.

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.

Для профилактики и снижения уровня 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 для жизни и здоровья персонала. Анализ последних лет ясно показывает, что наблюдается стабилизация уровня производственного травматизма, тем не менее, проблема несчастных случаев по-прежнему актуальна.

В 2010 году на производственных объектах Компании произошло 3 несчастных случая, связанных с воздействием опасных производственных факторов.

Количество несчастных случаев в 2010 году по сравнению с 2004-м, когда образовалась Компания, снижено в 4 раза. Соответственно, снизился коэффициент частоты несчастных случаев почти в 4 раза.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Политика Компании в области охраны окружающей среды включает следующие основные задачи: обеспечение охраны окружающей среды путем применения наилучших технологий; соблюдение законодательства об охране окружающей среды; поддержание системы Контроля Качества (ISO 9001), системы Управления Состоянием Окружающей Среды (ISO 14001); утилизация отходов производства, рекультивация загрязненных земель.

Деятельность Компании осуществляется с соблюдением применимых требований в области экологии, охраны труда и здоровья и в соответствии с методами, применяемыми в добросовестной международной практике разработки нефтяных месторождений.

В 2010 году Компанией на реализацию природоохранных мероприятий были выделены финансовые средства в размере 6,6 млрд. тенге (44,7 млн. долларов США).

Данные средства были направлены на ликвидацию загрязнений с историческим периодом образования, утилизацию накопленных отходов производства, предупреждение загрязнений акватории Каспийского моря, а также проведение экологических мониторинговых наблюдений за состоянием окружающей среды.

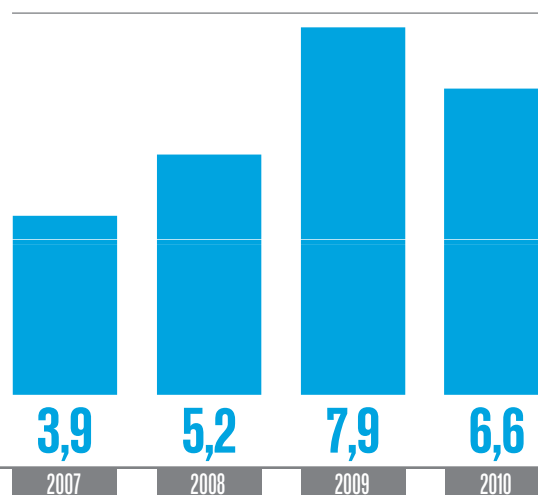
С целью соблюдения норм экологического законодательства Компанией на текущий год получены в Министерстве охраны окружающей среды экологические разрешения, согласованы планы мероприятий по охране окружающей среды, которые подлежат обязательному выполнению.

Кроме того, разработана и также согласована с Министерством охраны окружающей среды Программа экологического контроля, на основании которой осуществляется постоянное слежение за состоянием природной экосистемы месторождений.

Компанией ежегодно осуществляется экологический мониторинг компонентов окружающей среды на своих производственных объектах. Для этих целей Компания привлекает сторонние специализированные организации, имеющие необходимые разрешительные документы, лицензии и аккредитованные лаборатории для проведения анализов.

ЗАТРАТЫ КОМПАНИИ НА МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ МЛРД. ТЕНГЕ

KZT/USD, средний курс:
2007 - 122,55; 2008 - 120,29;
2009 - 147,50; 2010 - 147,35





Ежегодно инвестирование мероприятий по ликвидации исторической замазученности увеличивается в прогрессивной динамике. Компанией осуществляются мероприятия по переработке замазученного грунта, очистке загрязненных земель с применением биотехнологий и технической рекультивации. Для этих целей Компания привлекала сторонние специализированные организации, имеющие необходимые разрешительные документы, лицензии, оборудование и обученный персонал.

В 2010 году объемы переработки замазученного грунта составили 120 000 тонн, очистки земель с применением биотехнологий – 106,4 га, технической рекультивации замазученных земель – 0,816 га.

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА

В рамках утвержденной Программы утилизации попутного газа с 2005 по 2010 год завершены работы на 8 объектах ПФ «Эмбаунайгаз» и начиная с 2011 года на этих объектах производится полная утилизация попутного газа так же, как и на объектах ПФ «Озенмунайгаз».

С целью более рационального использования добываемого попутного газа увеличен объем его применения для собственных нужд производственных филиалов. Принятые меры позволили сократить сжигание газа на факелах и увеличить использование попутного газа до 65%.

Осуществлен многоэтапный выбор технологии сероочистки попутного нефтяного газа (ПНГ) Прорвинской группы месторождений, обеспечивающей высокую глубину очистки ПНГ и высокую степень преобразования сероводорода в элементарную серу.

В 2011 году будут рассмотрены два варианта реализации проекта транспортировки газа Прорвинской группы месторождений. Это строительство газопровода ЦПС Прорва - УПГ ТОО «Толкынмунайгаз» (Боранкольский ГПЗ) протяженностью 75 км либо строительство газопровода ЦПС Прорва – МГ САЦ (Опорная) протяженностью 110 км.

Учитывая необходимость полного использования газа, РД КМГ планирует организацию до 2014 года добычи природного газа на месторождениях Прорвинской группы, который вместе с попутным нефтяным газом можно будет транспортировать в систему УПГ ТОО «Толкыннефтегаз» или в МГ САЦ.

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

7

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

СОБЛЮДЕНИЕ ОБЪЕДИНЕННОГО КОДЕКСА

Данный раздел годового отчета был разработан в соответствии с правилами по раскрытию и прозрачности Управления по Финансовым Услугам Великобритании (FSA's Disclosure and Transparency Rules) DTR 7.2 (Положение о корпоративном управлении).

Как иностранная компания, чьи ГДР включены в официальный список Листингового агентства Великобритании, Компания не обязана соблюдать Кодекс корпоративного управления Великобритании либо предыдущую версию, Объединенный Кодекс Корпоративного управления. Однако, в соответствии с DTR 7.2, Компания обязана предоставлять в своем годовом отчете информацию о соблюдении ею казахстанского кодекса корпоративного управления, равно как и информацию о действующих принципах корпоративного управления, применяемых в дополнение к практике, соблюдение которой требуется законодательством Республики Казахстан. В дополнение Компания предоставит информацию об имеющихся отличиях ее действующей практики корпоративного управления от практики, описанной в Объединенном кодексе. Директора признают важность корпоративного управления и поддерживают развитие высоких стандартов корпоративного управления в Компании.

Компания признает принятие Советом по финансовой отчетности (Financial Reporting Council) – независимым регулятором Великобритании по вопросам совершенствования корпоративного управления – Кодекса корпоративного управления Великобритании в мае 2010 года, который применяется к компаниям, имеющих премиальный листинг в Великобритании, за периоды, начинающиеся не раньше 29 июня 2010 года. Таким образом, Компания представит информацию о соответствии Кодексу корпоративного управления Великобритании в годовой отчетности за 2011 год.

КАЗАХСТАНСКИЙ КОДЕКС КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОДЕКС КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ КОМПАНИИ

В казахстанском Кодексе корпоративного управления изложена лучшая практика корпоративного управления в Казахстане. Казахстанский Кодекс корпоративного управления

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

В течение 2010 года Компания соблюдала положения казахстанского Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах.

Компания приняла казахстанский Кодекс корпоративного управления с изменениями, включающими некоторые 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 другие положения Объединенного Кодекса корпоративного управления Великобритании и будет стремиться к совершенствованию своих стандартов корпоративного управления в будущем.

Дополнительные положения кодекса корпоративного управления Компании в дополнение к требованиям законодательства Республики Казахстан (а именно Казахстанского Кодекса корпоративного управления):

- Введены дополнительные принципы корпоративного управления:

Принцип независимой деятельности общества.
Принцип ответственности.

- Некоторые принципы дополнены различными положениями, такими как:

Принципы социальной политики.

Положения о структуре взаимоотношений с акционерами Компании.

Разделение полномочий между Председателем Совета Директоров и генеральным директором CEO.

Положения, описывающие обязанности Председателя Совета Директоров.

Требование о минимальном количестве независимых директоров.

Дополнительные положения, регулирующие требования

и принципы установления «независимости» независимых директоров, соответствующие требованиям Объединенного Кодекса.

Положения о доступе к информации и повышении квалификации для директоров Компании.

Положения, регулирующие принципы вознаграждения директоров.

Положения о защите внутренней информации.

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

РАЗЛИЧИЯ МЕЖДУ КОДЕКСОМ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ КОМПАНИИ И ПОЛОЖЕНИЯМИ ОБЪЕДИНЕННОГО КОДЕКСА

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 2010 году состоялось восемь заседаний независимых директоров, без участия председателя, на которых обсуждались следующие вопросы: разработка стратегии развития Компании в новой редакции, проекты по приобретению нефтегазовых активов в Республике Казахстан и за ее пределами, взаимоотношения Компании с ее мажоритарным акционером, управление денежными средствами Компании и соблюдение Политики по управлению денежными средствами, вопросы внутреннего аудита и внутреннего контроля, вопросы назначений в Совет директоров и Правление и политика преемственности.

Оценка деятельности председателя Совета директоров директорами официально не проводилась. Деятельность Совета директоров за 2010 год была оценена независимым консультантом. Более подробная информация об оценке деятельности Совета директоров изложена на стр. 55 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 или в соответствующем положении Кодекса корпоративного управления Компании.

Положение о Комитете по аудиту предусматривает, что председатель Совета директоров не должен являться членом Комитета по аудиту, несмотря на такую возможность, предусмотренную 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 предусматривают, что не менее одной трети членов Совета директоров должны быть независимыми директорами.

В марте 2010 года завершился срок, на который был избран предыдущий состав Совета директоров. При этом 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. По итогам заседания были переизбраны двое из трех независимых директоров: Пол Мандука и Эдвард Уолш. 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 являлась 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, большинство в котором представляли избранные независимые директора, Филип Дэйер был избран в состав Совета директоров в качестве независимого директора.

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

- 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. 12-15), исходя из имеющейся у него информации, подтверждает, что:

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

СТРУКТУРА СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

По состоянию на 31 декабря 2010 года Совет директоров состоял из восьми членов, которыми являлись:

ФИО	Должность
Аскар Балжанов	Председатель Совета директоров
Кенжебек Ибрашев	Член Совета директоров (генеральный директор)
Ержан Жангаулов	Член Совета директоров
Толеген Бозжанов	Член Совета директоров
Асия Сыргабекова	Член Совета директоров
Филип Дэйер	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, по итогам которого произошли 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 председателем Совета директоров Компании.
- В соответствии с решением годового общего собрания акционеров 25 мая 2010 года Филип Дэйер был избран в состав Совета директоров в качестве независимого директора.

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

СТРУКТУРА ПРАВЛЕНИЯ

В 2010 году в состав Правления Компании входили руководители высшего звена, включая генерального директора и его заместителей.

Члены Правления по состоянию на 31 декабря 2010 года:

ФИО руководителя	Должность в Компании
Кенжебек Ибрашев	Генеральный директор и председатель Правления
Владимир Мирошников	Первый заместитель генерального директора – 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
Тарас Хитуов	Управляющий директор по персоналу и социальной политике
Кийкбай Ешманов	Директор ПФ «Озенмунайгаз»
Жумабек Жамауов	Директор ПФ «Эмбамунайгаз»

В течение 2010–2011 гг. на основании решения Совета директоров Компании в состав Правления внесены следующие изменения:

- 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 этим, Кийкбай Ешманов был избран членом Правления и назначен директором ПФ «ОМГ».
- 21 сентября 2010 года Тарас Хитуов был избран членом Правления.
- 13 декабря 2010 года было принято решение о прекращении полномочий члена Правления Истургана Баймуханова (Директора ПФ «ЭМГ»). Членом Правления был избран Жумабек Жамауов.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ

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

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

Правление, в свою очередь, несет ответственность за разработку плана мероприятий по реализации данных функций и

за текущую операционную деятельность Компании. Правление отчитывается перед Советом директоров за состояние проделанной работы по достижению целей Компании.

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

За 2010 год Совет директоров провел 21 заседание, включая семь заседаний – путем очного голосования и 14 заседаний – путем заочного голосования.

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

- Утверждение Стратегии развития Компании на 2010–2020 годы.
- Приобретение Компанией нефтегазовых активов: 51% доли участия в ТОО «Казахтуркмунай»; 50% доли участия в ТОО «Казахойл Актобе»; 50% доли участия в «Mangistau Investments B.V.»; 100% доли участия в ТОО «НБК»; 100% доли участия в ТОО «СапаБарлауСервис»; 50% доли в Ural Group Limited; 100% прав на недропользование по контрактам на проведение разведки углеводородного сырья в Мангистауской и Атырауской областях.
- Участие Компании в проекте в Северном море, в третьем лицензионном раунде в Республике Ирак.
- Рассмотрение перспективных планов развития месторождений производственных филиалов Компании «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз».
- Приобретение облигаций НК КМГ.
- Программа обратного выкупа привилегированных акций Компании.
- Вопросы соблюдения Политики управления денежными средствами.
- Предварительное утверждение консолидированной финансовой отчетности Компании за предыдущий год.

- Вопросы взаимоотношений с аффилированными лицами – дочерними организациями НК КМГ.
- Отчет о работе Совета директоров и Правления в 2009 году.
- Отчет по оценке деятельности Совета директоров в 2009 году.
- Рассмотрение планов и отчетов Службы внутреннего аудита, хода выполнения рекомендаций Службы внутреннего аудита.
- Заключение Компанией сделок с заинтересованностью.
- Вопросы, отнесенные к компетенции высших органов дочерних организаций.
- Избрание председателя Совета директоров.
- Формирование комитетов Совета директоров.
- Вопросы трудовых коллективов.
- Итоговая результативность ключевых показателей эффективности деятельности (КПД) членов Правления, руководителя Службы внутреннего аудита и корпоративного секретаря Компании.
- Избрание членов Правления.
- Предоставление опционов в соответствии с Опционной программой.
- Определение вознаграждения членов Правления.
- Кадровые вопросы Службы внутреннего аудита и корпоративного секретаря.

Советом директоров в 2010 году были утверждены следующие документы:

- Стратегия развития Компании на 2010-2020 годы.
- Перспективные планы развития месторождений производственных филиалов Компании «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз».
- Политика управления затратами.
- Программа управления затратами.
- Правила оплаты труда работников.
- Дополнения и изменения в Положение о комитете по аудиту.
- Изменения в Политику управления денежными средствами и Положение о бюджетировании.
- Приложение к учетной политике «Порядок распределения Общих затрат для целей раздельного налогового учета».
- Положения о филиалах дочерних организаций Компании.

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

ПРИСУТСТВИЕ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ЧЛЕНОВ КОМИТЕТОВ В ЗАСЕДАНИЯХ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И КОМИТЕТОВ

Количество заседаний, проведенных в 2010 г.	СД	КА	КН	КВ	КСП
Кайргельды Кабылдин	7	-	-	-	-
Аскар Балжанов	21		3	1	1
Кенжебек Ибрашев	21	2	2	8	2
Асия Сыргабекова	13	-	-	-	-
Толеген Бозжанов	16	-	-	-	-
Ержан Жангаулов	18	-	-	-	-
Кристофер Маккензи	7	-	-	-	-
Пол Мандука	21	6	3	8	2
Филип Дэйер	11	3	2	6	2
Эдвард Уолш	21	6	3	8	2

Правление является исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. В 2010 году на регулярной основе и по мере необходимости было проведено 46 заседаний Правления Компании.

В 2010 году Правление Компании рассмотрело следующие наиболее важные вопросы, относящиеся к операционной деятельности Компании:

- Одобрены сделки по приобретению долей участия и 100% прав на недропользование в ряде казахстанских нефтегазовых компаний.
- Одобрено участие Общества в лицензионных раундах в Республике Ирак на разработку газоконденсатных месторождений, что впоследствии позволило Компании выиграть данный тендер и выйти на международный уровень.

- Утверждена Стратегия развития АО «РД «КазМунайГаз».
- Утверждена производственная программа на 2011 год.
- Одобрен перспективный план развития ПФ «Озенмунайгаз» и ПФ «Эмбамунайгаз» на период 2010-2020 гг.
- Проведена программа обратного выкупа привилегированных акций Компании.
- Одобрена программа управления затратами Компании.
- Одобрены основные параметры новой системы оплаты труда производственного персонала АО «РД «КазМунайГаз».
- Утвержден бизнес-план Компании на 2010-2014 гг.
- Утверждены ряд процедур, регулирующих внутреннюю деятельность Компании в соответствии со стандартами ИСУ.

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

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

Оценка эффективности работы Совета директоров Компании производилась внешней независимой консалтинговой компанией.

Была произведена комплексная оценка Совета директоров и работы его комитетов в 2010 г. Исследование включало анализ повесток дня и протоколов заседаний Совета директоров за 12 месяцев, подробное анкетирование, а также индивидуальные интервью с директорами и руководителями высшего звена. В рамках исследования производилась оценка выполнения Советом приоритетных задач, анализ сбалансированности состава Совета с точки зрения профессиональной квалификации и независимости, взаимодействия Совета с руководством Компании, качества ключевых процессов деятельности Совета директоров.

В отчете Board Solutions сделан вывод о том, что Председатель Совета директоров Компании осуществляет руководство Советом на должном уровне, стандарты управления и эффективность работы Совета соответствуют общепринятым бизнес-практикам.

Были выявлены направления улучшения и оптимизации деятельности Совета и проведено их обсуждение на заседании Совета. Рекомендации включали продолжение совершенствования качества информации, предоставляемой Совету, а также пересмотр повесток дня с целью отведения большего времени на важные бизнес-вопросы и меньшего – на административные. Также был сделан ряд комментариев относительно улучшения процессов оценки и управления рисками, планирования преемственности на уровне Совета

и высшего руководства Компании. Был разработан план действий, отражающий указанные направления оптимизации, для последующей реализации.

КОМИТЕТ ПО АУДИТУ

ЧЛЕНЫ КОМИТЕТА ПО АУДИТУ

В 2010 году в состав указанного Комитета входили только независимые директора, а именно: Пол Мандука (председатель Комитета), Кристофер Маккензи (до 26 марта 2010 года), Филип Дэйер (с 29 июня 2010 года) и Эдвард Волш. 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 2010 года Комитетом по аудиту проведено пять 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 Казахской 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 2010 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 работы Службы внутреннего аудита на три года.

Проведена оценка эффективности внутреннего аудита.

Рассмотрен и одобрен отчет о работе Комитета по аудиту за 2009 год.

- Внешний аудит.

Внесена рекомендация о назначении внешнего аудитора Компании на период 2011-2013 годов.

- Иные вопросы.

Рассмотрены вопросы, касающиеся прогнозов движения денежных средств Компании в среднесрочной перспективе.

Рассмотрены вопросы соблюдения Политики управления денежными средствами.

КОМИТЕТ ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

ЧЛЕНЫ КОМИТЕТА ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

В 2010 году в состав указанного Комитета входили только независимые директора. Его членами являлись Кристофер Маккензи (председатель Комитета до 26 марта 2010 года), Филип Дэйер (председатель Комитета с 29 июня 2010 года), 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 членам Правления и Совета директоров Компании в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан, Листинговых правил и внутренних документов Компании.

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

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

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМИТЕТА ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ В 2010 ГОДУ

В течение 2010 года Комитет по вознаграждениям провел семь 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 2010 году Комитет по вознаграждениям рассмотрел такие вопросы, как:

- Предоставление опционов руководителям и работникам Компании.
- Вознаграждение и утверждение КПД членов Правления, работников Службы внутреннего аудита, корпоративного секретаря.
- Рассмотрение результатов по КПД членов Правления за 2009 год.

- Выплата годового вознаграждения (бонуса) за 2008 и 2009 годы.

- Преемственность должностных позиций, занимаемых иностранными работниками.

Общие суммы вознаграждений, начисленных независимым директорам за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, указаны в нижеследующей таблице:

ФИО	Годовое 000 \$ US	Физическое участие 000 \$ US	Заседания независимых директоров 000 \$ US	Возглавление комитета 000 \$ US	Итого 2010 (за вычетом налогов) 000 \$ US	Итого 2010 (включая налоги) 000 KZT
Кристофер Маккензи	25	10	10	4	49	7 968
Пол Мандука	138	70	20	25	253	41 478
Эдвард Уолш	138	70	20	15	243	39 840
Филип Дэйер	90	50	10	8	158	25 911
Итого	392	200	60	52	704	115 197

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 2010 года, указаны в нижеследующих таблицах:

ФИО	Должность	Заработная плата 000 KZT	Прочие выплаты за год 000 KZT	Итого 2010 000 KZT	Итого 2009 000 KZT	Итого 2010 000 \$ US	Итого 2009 000 \$ US
Кенжебек Ибрашев	Генеральный директор	32 408	24 860	57 268	18 098	389	123
Аскар Балжанов	Генеральный директор	1 145	4 346	5 491	47 891	37	325
Владимир Мирошников	Первый заместитель генерального директора - руководитель группы оперативного управления в г. Актау	28 238	38 324	66 562	25 610	452	174
Жаннета Бекежанова	Заместитель генерального директора по экономике и финансам	15 830	29 854	45 684	17 716	310	120
Аскар Аубакиров	Заместитель генерального директора по корпоративному развитию и управлению активами	20 847	9 308	30 155	1 770	205	12
Кайролла Ережепов	Управляющий директор по персоналу и социальной политике	334	15 234	15 568	12 406	106	84
Тарас Хитуов	Управляющий директор по персоналу и социальной политике	6 683	245	6 928	0	47	0
Жумабек Жамауов	Директор ПФ «Эмбаунайгаз»	1 663	0	1 663	0	11	0
Багиткали Бисекен ¹	Директор ПФ «Озенмунайгаз»	4 560	51 280	55 840	30 485	379	207
Кийкбай Ешманов	Директор ПФ «Озенмунайгаз»	10 203	1 944	12 147	0	82	0
Истурган Баймуханов	Директор ПФ «Эмбаунайгаз»	14 097	12 315	26 412	9 783	179	66
Каирбек Елеусинов	Директор ПФ «Озенмунайгаз»	0	1 348	1 348	18 527	9	126
Довулбай Абилханов	Директор ПФ «Озенмунайгаз»	0	0	0	10 200	0	69
Мурат Курбанбаев	Директор ПФ «Озенмунайгаз»	0	0	0	4 445	0	30
Общая сумма вознаграждений		136 009	189 058	325 066	196 930	2 206	1 335

¹ В 2010 году Багиткали Бисекену было предоставлено право выкупа квартиры в г. Атырау за 15% от балансовой стоимости. Общая сумма дохода, полученного Багиткали Бисекеном от вышеуказанного приобретения, составила 40,132 тысячи тенге.

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 пционы	Цена исполнения опциона	Даты созревания
Кайргельды Кабылдин	-	-	-	-
Аскар Балжанов	4 декабря 2007 г. 2 декабря 2008 г.	15 300 23 576	US\$26,47 US\$13,00	4 декабря 2010 г. 2 декабря 2011 г.
Асия Сыргабекова	-	-	-	-
Ержан Жангаулов	-	-	-	-
Толеген Бозжанов	-	-	-	-
Кристофер Маккензи	-	-	-	-
Пол Мандука	-	-	-	-
Эдвард Уолш	-	-	-	-
Филип Дэйер	-	-	-	-
Кенжебек Ибрашев	1 июня 2009 г. 1 января 2010 г. 20 июля 2010 г.	20 327 18 034 17 813	US\$21,80 US\$24,90 US\$19,05	1 июня 2012 г. 1 января 2013 г. 20 июля 2013 г.
Владимир Мирошников	4 октября 2006 г. 4 декабря 2007 г. 2 декабря 2008 г. 20 июля 2010 г.	22 563 12 240 18 861 14 250	US\$14,64 US\$26,47 US\$13,00 US\$19,05	Созрел полностью 4 октября 2009 г. 4 декабря 2010 г. 2 декабря 2011 г. 20 июля 2013 г.
Жаннета Бекежанова	4 октября 2006 г. 4 декабря 2007 г. 2 декабря 2008 г. 20 июля 2010 г.	19 508 10 880 16 765 12 667	US\$14,64 US\$26,47 US\$13,00 US\$19,05	Созрел полностью 4 октября 2009 г. 4 декабря 2010 г. 2 декабря 2011 г. 20 июля 2013 г.
Аскар Аубакиров	1 декабря 2009 г. 20 июля 2010 г.	5 978 11 875	US\$25,00 US\$19,05	1 декабря 2012 г. 20 июля 2013 г.
Кайролла Ережепов	4 октября 2006 г. 4 декабря 2007 г. 2 декабря 2008 г.	14 684 4 604 8 513	US\$14,64 US\$26,47 US\$13,00	Созрел полностью 4 октября 2009 г. 4 декабря 2010 г. 2 декабря 2011 г.
Истурган Баймуханов	29 июня 2010 г. 20 июля 2010 г.	9 480 9 500	US\$19,09 US\$19,05	29 июня 2013 г. 20 июля 2013 г.
Тарас Хитуов	19 октября 2010 г.	9 835	US\$18,05	19 октября 2013 г.
Багиткали Бисекен	18 мая 2007 г. 4 декабря 2007 г. 2 декабря 2008 г. 29 июня 2010 г.	16 968 6 347 11 736 8 623	US\$20,00 US\$26,47 US\$13,00 US\$19,09	Созрел полностью 18 мая 2010 г. 4 декабря 2010 г. 2 декабря 2011 г. 29 июня 2013 г.
Кийкбай Ешманов	4 декабря 2007 г. 2 декабря 2008 г. 29 июня 2010 г. 20 июля 2010 г.	1 038 1 781 9 480 9 500	US\$26,47 US\$13,00 US\$19,09 US\$19,05	4 декабря 2010 г. 2 декабря 2011 г. 29 июня 2013 г. 20 июля 2013 г.
Жумабек Жамауов	1 февраля 2011 г.	7 845	US\$21,50	1 февраля 2014 г.

КОМИТЕТ ПО НАЗНАЧЕНИЯМ

В 2010 году в состав Комитета по назначениям входили: Кайргельды Кабылдин (председатель Комитета до 26 марта 2010 года), Аскар Балжанов (председатель Комитета с 30 марта 2010 года), Кристофер Маккензи (до 26 марта 2010 года), Эдвард Уолш, Пол Мандука и Филип Дэйер (с 29 июня 2010 года).

Основными целями деятельности Комитета являются повышение эффективности и качества работы Совета директоров при подборе специалистов для замещения должностей в органах Компании, обеспечение преемственности при смене должностных лиц Компании, а также определение критериев подбора кандидатов на должности членов Совета директоров, генерального директора, членов Правления и корпоративного секретаря Компании.

Комитет по назначениям рассматривает вопросы, связанные с изменением в составе Совета директоров и Правления; с прекращением полномочий и назначением на должность корпоративного секретаря, уходом на пенсию и назначением дополнительных и замещающих директоров.

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМИТЕТА ПО НАЗНАЧЕНИЯМ ЗА 2010 ГОД

В течение 2010 года Комитетом было проведено два заседания, где были рассмотрены вопросы:

- Внесение рекомендации общему собранию акционеров об избрании независимого директора.
- Избрание председателя Комитета по вознаграждениям и члена Комитетов по аудиту и назначениям.
- Избрание члена Правления.

КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ

В 2010 году в состав Комитета по стратегическому планированию входили: Эдвард Уолш (председатель Комитета), Аскар Балжанов (до 26 марта 2010 года), Толеген Бозжанов (с 30 марта 2010 года), Кенжебек Ибрашев.

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

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМИТЕТА ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ ЗА 2010 ГОД

В течение 2010 года Комитетом было проведено два заседания, где были рассмотрены вопросы:

- Стратегия развития Компании.
- Перспективные планы развития месторождений производственных филиалов «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз».
- Приобретение Компанией нефтегазовых активов: 51% доли участия в ТОО «Казахтуркмунай»; 50% доли участия в ТОО «Казахойл Актобе»; 50% доли участия в «Mangistau Investments B.V.»; 100% доли участия в ТОО «НБК»; 100% доли участия в ТОО «СапаБарлауСервис»; 50% доли в Ural Group Limited; 100% прав на недропользование по контрактам на проведение разведки углеводородного сырья в Мангистауской и Атырауской областях.
- Участие Компании в проекте в Северном море.
- Участие Компании в третьем лицензионном раунде в Республике Ирак.
- Проекты возможных приобретений в Республике Казахстан и за рубежом.
- Политика по управлению затратами.

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 2010 года:

ФИО	Количество простых акций	Количество ГДР	Количество привилегированных акций
Кайргельды Кабылдин	-	-	-
Аскар Балжанов	-	49 102	-
Кенжебек Ибрашев	-	-	-
Ержан Жангаулов	-	8 681	-
Толеген Бозжанов	-	-	-
Кристофер Маккензи	-	6 996	-
Пол Мандука	-	6 828	-
Эдвард Уолш	-	6 828	-
Филип Дэйер	-	-	-
Асия Сыргабекова	-	-	-
Владимир Мирошников	1 163	9 494	-
Жаннета Бекежанова	-	-	2 203
Аскар Аубакиров	-	-	34
Тарас Хитуов	-	-	-
Кийкбай Ешманов	-	-	-
Жумабек Жамауов	-	-	-

ОСНОВНЫЕ АКЦИОНЕРЫ И/ИЛИ ДЕРЖАТЕЛИ ГДР

В соответствии с законодательством Республики Казахстан ниже представлен список держателей ценных бумаг Компании, владеющих акциями по состоянию на 31 декабря 2010

года, о количестве которых необходимо сообщать. Данное требование не распространяется на держателей ГДР, однако Компания считает необходимым указать информацию о том, что 30 сентября 2009 года государственный инвестиционный фонд Китайской Народной Республики China Investment Corporation (CIC) объявил о приобретении ГДР, равнозначных 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 Включая 3 373 907 Казначейских 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 был избран новый состав Совета директоров Компании на три последующих года.

Кайргельды Кабылдин являлся Председателем Совета директоров Компании до 26 марта 2010 года.

Аскар Балжанов был переизбран членом Совета директоров 26 марта 2010 года. 30 марта 2010 года Совет директоров избрал Аскара Балжанова председателем Совета директоров Компании.

Кенжебек Ибрашев являлся членом Совета директоров и генеральным директором, председателем Правления Компании. Он был переизбран членом Совета директоров на общем собрании акционеров 26 марта 2010 года.

Ержан Жангаулов являлся членом Совета директоров Компании. Он был переизбран членом Совета директоров 26 марта 2010 года.

Толеген Бозжанов являлся членом Совета директоров Компании. Он был переизбран членом Совета директоров 26 марта 2010 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 переизбран независимым директором Компании 26 марта 2010 года.

Эдвард Уолш был переизбран независимым директором Компании 26 марта 2010 года.

Филип Дэйер был избран независимым директором Компании 25 мая 2010 года.

ТРУДОВЫЕ ДОГОВОРЫ ЧЛЕНОВ ПРАВЛЕНИЯ

Все члены Правления заключили трудовые договоры с Компанией, по которым им обычно предоставляется страхование от несчастных случаев во время поездок и возмещение расходов во время служебных командировок, в соответствии с внутренними правилами Компании. За исключением вышеизложенного, не существует и не предполагается заключение никаких иных трудовых договоров Компании с членами Совета директоров или членами Правления.

ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

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

Директора подтверждают, что в течение 2010 года действовали процессы, которые определяли, оценивали и управляли значительными рисками, с которыми сталкивалась Компания. К тому же директора использовали подход, учитывающий риски при создании системы внутреннего контроля и в рассмотрении эффективности.

Ключевые элементы системы внутреннего контроля Компании включают в себя:

- Внутреннюю документацию Компании, такую как финансовая, операционная, административная политика, политика по управлению денежными средствами и другие процедуры.
- Постоянный мониторинг операционной, финансовой деятельности и работы, связанной с соблюдением требований техники безопасности в Компании.

Служба внутреннего аудита Компании предоставляет Совету директоров объективную информацию о том, насколько система внутреннего контроля Компании достаточно сформирована и эффективно действует. Отчеты Службы внутреннего аудита включают рекомендации по совершенствованию форм и методов работы системы внутреннего контроля. Служба внутреннего аудита отслеживает выполнение рекомендаций Руководством и отчетывается по ним Комитету по аудиту.

Кроме того, информация по финансовым рискам может быть найдена в Анализе финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности, начиная со стр. 66, общую информацию по профилю рисков Компании можно найти в разделе «Факторы риска» на стр. 79 и информацию по мероприятиям по охране окружающей среды и обеспечению техники безопасности можно найти в разделе «Охрана труда и окружающей среды» на стр. 46.

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

КОМИТЕТ ПО УПРАВЛЕНИЮ РИСКАМИ

В 2010 году Комитет по управлению рисками осуществлял свою деятельность под председательством генерального директора Кенжебека Ибрашева. В состав Комитета входят 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, а также корпоративный секретарь. Руководитель службы внутреннего аудита участвует в заседаниях Комитета в качестве наблюдателя.

Основными целями деятельности Комитета являются 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 2010 года Комитет по управлению рисками провел пять заседаний, на которых рассмотрел и принял решения по следующим вопросам:

- Годовой план работы отдела управления рисками и развития системы управления рисками в 2010-2011 гг.
- Отчет об идентификации и оценке портфеля рисков Компании.
- Программа правовой безопасности Компании.
- Совершенствование корпоративного управления, рейтинг GAMMA.
- Вопрос об организационной структуре в системе управления рисками Компании.
- Ключевые риски Компании.

- Автоматизация процессов создания договоров и учета данных претензионно-исковой работы в Компании.
- Мероприятия по управлению некоторыми ключевыми рисками.
- О преемственности по ключевым должностям.
- Обсуждение вопросов об управлении свободным денежным потоком Компании.
- Об исполнении рекомендаций СВА.
- Корпоративная программа страхования на 2010 год.
- Рассмотрение текущих ситуаций, возникших в процессе оперативной деятельности структурных подразделений Компании в 2010 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, и он не предназначен и не должен 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, то 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 подлежащим освобождению от уплаты налога. Держатель из Великобритании, который является физическим лицом и проживает в Великобритании, при отчуждении доли в акциях или ГДР будет обязан уплатить налог Великобритании на прирост капитала на облагаемый налогом доход. Держатель из Великобритании, который является физическим лицом, не проживающим в Великобритании и имеющим право на налогообложение в Великобритании на основе перевода средств, будет уплачивать налог Великобритании на прирост капитала в той мере, в которой облагаемый налогом доход, полученный при отчуждении доли в акциях или ГДР, перечислен или считается перечисленным в Великобританию. В частности, сделки с ГДР на Лондонской фондовой бирже могут привести к перечислению прибыли, которая, соответственно, будет облагаться налогом Великобритании на прирост капитала.

Физическое лицо - держатель акций или ГДР, который перестает быть резидентом или не проживает в Великобритании в налоговых целях в течение менее 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), то 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, то договор о передаче акций или ГДР не должен облагаться ЭГСН.

**АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО
ПОЛОЖЕНИЯ
И РЕЗУЛЬТАТОВ
ФИНАНСОВО-
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

8

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 новых активов, 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 в совместно контролируемых компаниях по добыче нефти и природного газа ТОО СП «Казгермунай» и CCEL, а так же 33% долю в «ПетроКазахстан Инк.».

Добыча нефти Компании и ассоциированных с ней предприятий, учитывая долевое участие Компании (50% доля в ТОО СП «Казгермунай», 50% доля в CCEL и 33% доля в ПетроКазахстан Инк.), за 2010 год составила 13 285 тыс. тонн или 270 тыс. баррелей в сутки (ПФ ОМГ и ПФ ЭМГ – 177 тыс. баррелей в сутки, ТОО СП «Казгермунай» – 33 тыс. баррелей в сутки, CCEL – 18 тыс. баррелей в сутки, ПетроКазахстан Инк. – 42 тыс. баррелей в сутки¹).

Вышеуказанные ассоциированные предприятия детально рассматриваются в разделе «Обзор финансовой и операционной деятельности ассоциированных компаний и совместно-контролируемых предприятий». Данный Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности затрагивает только основные активы Компании, 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 2010 ГОДУ

Цена на нефть сорта Brent в 2010 году в среднем составила 79,18 долларов США за баррель, увеличившись по сравнению с 2009 годом на 17,51 долларов США за баррель.

	4 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
	(доллар США /баррель)			%	(доллар США /баррель)		%
Brent (DTD)	86,46	75,69	74,53	16%	79,18	61,67	28%

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.

¹ Включая 50% доли в операционных результатах АО «Тургай Петролеум» за 12 месяцев 2010 года.

Обменный курс тенге/доллар США и темпы инфляции в стране, измеренные по индексу потребительских цен

(«ИПЦ»), за указанные периоды сложились следующим образом:

	4 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
Средний обменный курс, тенге за 1 доллар США	147,49	147,41	149,77	-2%	147,35	147,50	-0,1%
ИПЦ	2,6%	0,8%	1,4%	86%	7,8%	6,2%	26%
Обменный курс, тенге за 1 доллар США на дату баланса	147,40	147,47	148,36	-1%	147,40	148,36	-1%

Источник: Национальный банк Казахстана

Курс тенге незначительно укрепился по отношению к доллару США со 147,50 тенге/доллар США в среднем за 2009 год до 147,35 тенге/доллар США в среднем за 2010 год. Уровень инфляции за 2010 год составил 7,8% по сравнению с 6,2% в 2009 году.

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В 2010 ГОДУ

Компания практически достигла планов по добыче нефти, намеченных на 2010 год, добыв 8 766 тыс. тонн нефти против плана в 8 781 тыс. тонн. Добыча нефти в 2010 году на 2% меньше аналогичного показателя в 2009 году.

	4 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
ПФ ОМГ	1 492,15	1 523,00	1 543,43	-3%	5 965,75	6 250,81	-5%
ПФ ЭМГ	718,14	716,92	670,70	7%	2 800,01	2 711,34	3%
Всего	2 210,29	2 239,92	2 214,13	-0,2%	8 765,76	8 962,15	-2%

По состоянию на 31 декабря 2010 года эксплуатационный фонд скважин включает 5 884 добывающих и 1 623 нагнетательных скважин.

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

За отчетный период из бурения в эксплуатацию введено 215 нефтяных скважин, что на 120 скважин больше, чем за аналогичный период 2009 года. При этом добыча нефти от ввода новых скважин составила 206,99 тыс. тонн по сравнению с 133,44 тыс. тонн за 2009 год. В отчетном периоде осуществлен капитальный ремонт 1234 скважины, что обеспечило 674,14 тыс. тонн дополнительной добычи. Компанией применяются передовые технологии повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), в том числе гидроразрыв пласта и использование потокоотклоняющих полимерных составов. В 2010 году за счет осуществления 295 скважино-операций ПНП было дополнительно добыто 327,94 тыс. тонн нефти.

В 2010 году Компания проводила геологоразведочные работы на разведочных блоках Лиман, Р-9 и Тайсойган, доразведку месторождений С.Нуржанов, Макат Восточный, Прорва Западная, Жанаталап.

По блоку Р-9 в течение 2010 года завершены полевые сейсморазведочные работы 3D в объеме 400 км² и 2Д-МОГТ в объеме 40 кв.м. на структурах Кызылкудук и Жантай. По результатам обработки получены рекомендации по перспективным структурам в надсолевой и подсолевой части блока для постановки поисково-разведочного бурения в 2011-2012 гг.

По блоку Лиман полученный положительный результат – открытие новой залежи на площади Новобогат Юго-Восточный – позволил приступить к оформлению продления периода разведки еще на три года для проведения оценочных работ на участке обнаружения. По условиям действующего Контракта территория блока Лиман подлежит полному возврату государству за исключением участка оценки.

По блоку Тайсойган в отчетном периоде выполнены работы по подсчету запасов, авторскому надзору и продлению этапа пробной эксплуатации месторождений Уаз и Кондыбай до 09.01.2012 г.

На месторождении С.Нуржанов в течение 2010 года проводилось бурение разведочных скважин №507, №508, №700 с общей проходкой 9 000 м. Здесь установлена промышленная продуктивность отложений валанжина.

Проекты доразведки по месторождениям Западная Прорва, С. Нуржанов, Восточный Макат были согласованы в ЦКРР и Комитете геологии. Общая проектная глубина составила 5 000 м.

На месторождении Кенбай завершены полевые сейсморазведочные работы, обработка и интерпретация данных 3D-МОГТ в объеме 128 кв.км на участках Молдабек Восточный и Котыртас Северный.

На месторождении Жанаталап завершены полевые сейсморазведочные работы, обработка и интерпретация данных 3D-МОГТ в объеме 300 кв.км на месторождениях Жанаталап, Балгимбаев, уч. Карашыганак и на структуре Мартыши Северный.

ПЛАНОВАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В 2011 ГОДУ

В результате пересмотра утвержденных планов ожидается, что в 2011 году добыча нефти сложится на уровне 9,1 млн. тонн, что на 334 тыс. тонн или 4% больше объема, добытого в 2010 году. Для обеспечения данного объема добычи в 2011 году запланировано бурение 185 добывающих, 54 нагнетательных скважин, 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.

В 2011 году Компанией запланировано проведение геологоразведочных работ на перспективных блоках с целью дальнейшего уточнения геологического строения и приращения разведанных запасов нефти и газа. В частности, на блоке Р-9 намечается пробурить пять надсолевых скважин на структурах Камысколь Южный, Камысколь Северный, Кызылкала Юго-Восточный, Масабай Северный и Есболай, продолжить анализ строения пород верхнего палеозоя.

На перспективной структуре Ю.В. Новобогатинск продолжится бурение разведочных скважин и будет проведена трехмерная сейсморазведка на площади в 165 кв.км.

На блоке Тайсойган планируется бурение трех скважин месторождении Кондыбай согласно проекта пробной эксплуатации. Также планируется проведение сейсморазведочных работ 3D-МОГТ на месторождении Уаз объемом 68 кв.км и на месторождении Кондыбай 82 кв.км для создания объемной модели объектов изучения и планирования дальнейших разведочных работ. Намечается начать бурение разведочной скважины для выяснения перспектив нефтегазоносности пород среднего триаса на структуре Бажир Восточный.

На месторождении С.Нуржанов в 2011 году будет пробурена скважина №509 проектной глубиной 3 500 м. С целью вовлечения в разведку верхней части разреза месторождения и оценки нефтегазоносности валанжинского горизонта нижнего мела, в 2011 г. намечено бурение 2-ой поисково-разведочной скважины проектной глубиной 2 000 м согласно проекта разведки валанжинского горизонта месторождения С.Нуржанов.

На месторождении Макат Восточный с целью уточнения геологического строения и выяснения потенциала продуктивной толщи в триасе, установленной скважиной №101 в 2010 году, планируется бурение второй разведочной скважины глубиной 1 500 м в 2011 году.

На месторождении Прорва Западная с целью уточнения геологического строения и выяснения перспектив нефтегазоносности в триасовых и юрских отложений в соответствии с проектом доразведки месторождения, продолжится бурение новых разведочных скважин. Необходимо отметить, что по результатам интерпретации сейсмических данных 3D-МОГТ уточнилась разломная тектоника блока и обнаружены новые, незатронутые бурением участки.

В 2011 году в соответствии с контрактными обязательствами начнутся масштабные геолого-геофизические исследования на разведочном блоке Жаркамыс Восточный.

Капитальные затраты Компании в 2011 году ожидаются на уровне 106,4 млрд.тенге. Бюджет Компании в 2011 г. будет периодически пересматриваться для отражения изменений в цене на нефть, обменного курса тенге, инфляции и прочих факторов.

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 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%	(в тыс. тенге, если не указано иное)		%
Доходы	164 212 857	148 424 375	137 838 565	19%	609 242 398	485 493 479	25%
Операционные расходы	119 326 557	110 056 257	90 113 109	32%	422 493 059	330 605 629	28%
Операционные расходы (тенге за баррель) ^{1,2}	5 291	5 219	4 242	25%	4 937	4 123	20%
Операционные расходы (доллар США за баррель) ^{1,2}	35,87	35,40	28,32	27%	33,51	27,95	20%
Операционная прибыль (убыток)	44 886 300	38 368 118	47 725 456	-6%	186 749 339	154 887 850	21%
Чистая прибыль ³	77 693 561	56 774 223	29 151 097	167%	234 501 890	209 726 900	12%
Затраты на добычу нефти и прочие затраты ^{1,4}	37 964 599	36 550 792	30 140 501	26%	131 544 149	105 691 438	24%
Затраты на добычу нефти и прочие затраты (доллар США за баррель) ^{1,4}	15,82	15,04	12,35	28%	13,84	10,86	27%
Капитальные затраты	34 834 011	25 398 401	17 817 479	96%	86 679 884	42 844 814	102%

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 «КазТранс-Ойл» (в Республике Казахстан), и на внутренний рынок, как показано ниже в таблице:

	4 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	2010	2009
Экспорт через УАС					
Объем нефти (в миллионах тонн)	1,0	1,1	1,2	4,3	4,9
% от общего объема продажи нефти	48%	49%	55%	50%	56%
% от общей выручки от продажи нефти	56%	57%	67%	58%	66%
Экспорт через КТК					
Объем нефти (в миллионах тонн)	0,7	0,6	0,4	2,5	2,0
% от общего объема продажи нефти	31%	29%	19%	29%	22%
% от общей выручки от продажи нефти	38%	35%	25%	35%	25%
Прочие					
Объем нефти (в миллионах тонн)	0,4	0,5	0,6	1,8	2,0
% от общего объема продажи нефти	21%	22%	27%	21%	21%
% от общей выручки от продажи нефти	7%	8%	8%	7%	8%

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 2010 года (см. веб-сайт Компании)): вознаграждения работникам, материалы и запасы, 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 1,91 и 1,55 доллара США в периоды, завершившиеся 31 декабря 2010 года и 31 декабря 2009 года соответственно (2,61 и 1,58 доллара США для кварталов, закончившихся 31 декабря 2010 года и 31 декабря 2009 года соответственно).

Относительная прибыльность вышеуказанных экспортных маршрутов зависит от качества нефти в трубопроводах, преобладающих цен на международном рынке и применяемых трубопроводных тарифов. В частности, КТК представляется более выгодным маршрутом для транспортировки за счет более высокого качества нефти в этом трубопроводе в условиях более высоких цен на нефть, несмотря на расходы по банку качества.

Следует отметить, что объемы поставок нефти по трубопроводам согласовываются с Министерством нефти и газа Республики Казахстан (здесь и далее – МНГ) поэтому, возможность поставок нефти Компании по тем или иным трубопроводам может быть ограничена.

ДОХОДЫ

В следующей таблице приведены данные об объемах продаж и ценах реализации нефти и нефтепродуктов за 3 квартал 2010г., 4 квартал 2010 и 2009 гг. и 12 месяцев 2010 и 2009 гг.:

	4 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%	(в тыс. тенге, если не указано иное)		%
Экспортные продажи нефти							
Трубопровод VAC							
Реализация	89 561 927	83 369 774	91 632 184	-2%	345 485 101	313 121 601	10%
Объем (в тыс. тонн)	1 032	1 064	1 180	-13%	4 314	4 947	-13%
Средняя цена (тенге за тонну)	86 748	78 329	77 654	12%	80 086	63 293	27%
Средняя цена (доллар США/баррель) ¹	81,35	73,50	71,71	13%	75,17	59,35	27%
Трубопровод КТК							
Реализация	60 452 326	50 560 145	33 565 242	80%	211 081 198	123 693 779	72%
Объем (в тыс. тонн)	672	633	408	65%	2 546	1 999	27%
Средняя цена (тенге за тонну)	89 965	79 875	82 258	9%	82 893	61 389	35%
Средняя цена (доллар США/баррель) ¹	84,37	74,95	75,96	11%	77,81	57,57	35%
Всего экспорт нефти	150 014 253	133 929 918	125 197 426	20%	556 566 299	435 815 380	28%
Реализация нефти на внутренний рынок							
Реализация нефти на внутренний рынок	10 932 163	11 185 692	11 205 243	-2%	40 707 699	36 861 944	10%
Объем (в тыс. тонн)	443	489	576	-23%	1 783	1 959	-9%
Средняя цена (тенге за тонну)	24 665	22 874	19 442	27%	22 830	18 818	21%
Средняя цена (доллар США/баррель) ¹	23,13	21,46	17,95	29%	21,43	17,65	21%
Всего реализация нефти на внутренний рынок	10 932 163	11 185 692	11 205 243	-2%	40 707 699	36 861 944	10%
Суммарные продажи нефти							
Реализация нефти	160 946 416	145 115 610	136 402 668	18%	597 273 998	472 677 324	26%
Объем (в тыс. тонн)	2 148	2 186	2 164	-1%	8 643	8 905	-3%
Средняя цена (тенге за тонну)	74 942	66 374	63 021	19%	69 101	53 082	30%
Средняя цена (доллар США/баррель) ¹	70,28	62,28	58,20	21%	64,86	49,78	30%
Прочие продажи	3 266 441	3 308 765	1 435 899	127%	11 968 400	12 816 155	-7%
Всего доход	164 212 856	148 424 375	137 838 567	19%	609 242 398	485 493 479	25%

¹ Цена по финансовой отчетности с учетом коэффициента 7,23 барреля на тонну нефти.

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ В 2010 ГОДУ

Выручка от реализации нефти в 2010 году по сравнению с 2009 годом увеличилась на 26% и составила 597 млрд. тенге в основном за счет увеличения средней цены реализации на 30% и сокращения объемов реализации нефти на 3% или 261 тыс. тонн. Снижение общего объема реализации нефти связано в основном с сокращением объема добычи нефти по сравнению с 2009 годом.

ЭКСПОРТ – ТРУБОПРОВОД УАС

Выручка от реализации нефти на экспорт по трубопроводу УАС в 2010 году увеличилась на 10% и составила 345 млрд. тенге. Увеличение выручки связано с увеличением средней цены реализации на 27% до 80 086 тенге за тонну и частично скорректировано уменьшением объема поставок по трубопроводу на 13% или на 633 тыс. тонн.

Выручка от реализации на экспорт по трубопроводу УАС в 4 квартале 2010 года по сравнению с аналогичным периодом 2009 года уменьшилась на 2% в связи с уменьшением объема реализации на 13% или 148 тыс. тонн. Данный эффект частично скорректирован за счет увеличения средней цены реализации на 12% до 86 748 тенге за тонну.

Сокращение объема реализации в данном направлении в 2010 году, также обусловлено в основном уменьшением объема добычи на месторождении Узень на 5% или 292 тыс. тонн по сравнению с 2009 годом в связи с забастовками работников ПФ ОМГ в течение 2010 года.

ЭКСПОРТ – ТРУБОПРОВОД КТК

Выручка от реализации нефти по трубопроводу КТК в 2010 году увеличилась на 72% по сравнению с 2009 годом до 211 млрд. тенге. Увеличение выручки связано с ростом средней цены реализации на 35% до 82 893 тенге за тонну и увеличением объема экспорта через КТК на 27%.

Выручка от реализации на экспорт по трубопроводу КТК в 4 квартале 2010 года по сравнению с аналогичным периодом 2009 года увеличилась на 80% в связи с ростом средней цены реализации на 9% до 89 965 тенге и увеличением объема реализации на 65% или 264 тыс. тонн.

РЕАЛИЗАЦИЯ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ РК

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке в 2010 году сложилась на уровне 41 млрд. тенге, что на 10% больше, чем в 2009 году в связи с ростом средней цены реализации на 21%. При этом объем реализации уменьшился на 9% или 176 тыс. тонн.

В 4 квартале 2010 года выручка уменьшилась по сравнению с 4 кварталом 2009 года на 2% до 11 млрд. тенге в связи с уменьшением объема реализации на 23% или 133 тыс. тонн. При этом средняя цена реализации на внутреннем рынке увеличилась на 27%.

Ниже в таблице приведены данные о ценах реализации от продажи нефти с учетом транспортных и прочих расходов

за периоды, завершившиеся 31 декабря 2010, 2009 года и 30 сентября 2010 года.

	4 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
	(долл. США/баррель)			%	(долл. США/баррель)		%
УАС							
Публикуемая рыночная цена¹	86,46	75,69	74,53	16%	79,18	61,67	28%
Цена реализации	81,53	73,69	71,76	14%	75,35	59,26	27%
Премия по коэффициенту баррелизации	-0,17	-0,20	-0,05	240%	-0,18	0,09	-300%
Реализованная цена²	81,36	73,49	71,71	13%	75,17	59,35	27%
Экспортная таможенная пошлина – Рентный налог	17,70	12,40	11,49	54%	13,82	7,94	74%
Транспортные расходы	7,17	7,17	7,38	-3%	7,32	7,32	0%
Комиссия по продажам	0,06	0,06	0,06	0%	0,07	0,06	17%
Нэтбек	56,43	53,86	52,78	7%	53,96	44,03	23%
КТК							
Публикуемая рыночная цена¹	86,46	75,69	74,53	16%	79,18	61,67	28%
Цена реализации	85,28	75,95	73,61	16%	78,70	58,32	35%
Банк качества	-7,75	-7,14	-4,03	92%	-6,98	-5,68	23%
Премия по коэффициенту баррелизации	6,84	6,14	6,39	7%	6,09	4,93	24%
Реализованная цена²	84,37	74,95	75,97	11%	77,81	57,57	35%
Экспортная таможенная пошлина – Рентный налог	17,82	12,43	11,49	55%	13,97	7,29	92%
Транспортные расходы	8,20	7,79	6,93	18%	7,62	7,15	7%
Комиссия по продажам	0,06	0,06	0,06	0%	0,07	0,06	17%
Нэтбек	58,29	54,67	57,49	1%	56,15	43,07	30%
Внутренний рынок							
Цена реализации	23,13	21,46	17,95	29%	21,43	17,65	21%
Транспортные расходы	1,92	1,46	1,22	57%	1,58	1,30	22%
Нэтбек	21,21	20,00	16,73	27%	19,85	16,35	21%
В среднем							
Цена реализации	71,00	62,95	58,03	22%	65,50	50,06	31%
Банк качества	-2,43	-2,07	-0,76	220%	-2,06	-1,28	61%
Премия по коэффициенту баррелизации	1,71	1,39	0,93	84%	1,41	0,99	42%
Реализованная цена²	70,28	62,27	58,20	21%	64,85	49,77	30%
Экспортная таможенная пошлина – Рентный налог	14,09	9,64	8,43	67%	11,01	6,05	82%
Транспортные расходы	6,40	6,09	5,74	11%	6,20	5,96	4%
Комиссия по продажам	0,05	0,05	0,04	25%	0,06	0,05	20%
Нэтбек	49,74	46,49	43,99	13%	47,58	37,71	26%

¹ В качестве рыночных цен использована котировка нефти - 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 значений 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

В таблице ниже представлены составляющие операционных расходов Компании:

	4 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%	(в тыс. тенге, если не указано иное)		%
Рентный налог	28 222 445	22 577 325	20 980 278	35%	97 484 646	58 673 500	66%
Налог на добычу полезных ископаемых	19 740 317	17 106 172	15 485 285	27%	70 932 591	55 087 266	29%
Вознаграждения работникам	18 342 854	18 543 657	12 957 292	42%	66 241 795	50 876 767	30%
Транспортные расходы	15 035 605	14 503 313	13 860 131	8%	57 794 777	53 793 843	7%
Износ, истощение и амортизация	10 197 074	8 899 214	8 099 843	26%	35 486 128	31 155 360	14%
Услуги по ремонту и обслуживанию	8 189 528	8 391 560	5 352 486	53%	28 857 572	21 178 039	36%
Материалы и запасы	4 175 255	3 301 757	2 823 961	48%	12 007 713	10 135 010	18%
Электроэнергия	2 906 235	2 586 000	2 884 186	1%	10 987 439	10 429 959	5%
Управленческий гонорар и комиссии по продажам	2 071 698	2 071 169	1 908 184	9%	8 281 574	7 648 453	8%
Экспортная таможенная пошлина	5 032 165	1 445 570	-	100%	6 477 735	-	100%
Прочие налоги	1 284 322	1 258 568	1 917 797	-33%	4 815 027	5 031 000	-4%
Социальные проекты	1 439 694	1 038 781	537 870	168%	4 137 051	2 239 845	85%
Штрафы и пени	-2 626 333	4 390 099	-4 439 022	-41%	2 805 102	8 132 702	-66%
Убыток от выбытия основных средств	621 334	1 016 838	1 157 634	-46%	2 200 613	2 547 437	-14%
Списание сухих скважин	1 103 615	-	-	100%	1 103 615	-	100%
Геологические и геофизические работы	968 648	-	390 950	148%	968 648	390 950	148%
Изменение баланса нефти	-1 728 626	-801 583	73 658	-2447%	-1 538 597	213 835	-820%
Прочее	4 350 727	3 727 818	6 122 576	-29%	13 449 630	13 071 663	3%
Итого	119 326 557	110 056 257	90 113 109	32%	422 493 059	330 605 629	28%

Операционные расходы за 2010 год по сравнению с 2009 годом увеличились на 91,9 млрд. тенге или 28%. Основными причинами роста являются увеличение расходов по рентному налогу, НДС, вознаграждения работникам, транспортных расходов, износ, истощение и амортизация, расходов по ремонту и техническому обслуживанию, экспортной таможенной пошлине.

Расходы по рентному налогу за 2010 год увеличились на 66% по сравнению с 2009 годом в связи с ростом мировых цен на нефть. Так цена Brent в отчетном периоде увеличилась на 28% до 79,18 долларов за баррель. Увеличение мировых цен повлияло на ставку налога, которая увеличилась в среднем с 12% за 2009 г. до 16% за 2010 года.

Увеличение расходов по НДС в 2010 году по сравнению с 2009 годом также связано с ростом мировых цен на нефть, увеличением цены реализации на внутренний рынок и

увеличением объема реализации, данное изменение частично нивелировано уменьшением объема добычи.

Вознаграждения работникам в 2010 году по сравнению с 2009 годом увеличились на 30% в связи с увеличением средних расходов на персонал на 28% и ростом численности производственного персонала на 2%. Рост численности на 294 человека обусловлен набором персонала по производственной необходимости. Причинами увеличения средней заработной платы являются: корректировка базовых тарифов на 9% в связи с инфляцией, увеличение базового тарифа на 60% в связи с вводом новой системы оплаты труда с 1 июня 2010 года. Данное увеличение частично нивелировано снижением премии производственного персонала с 80% до 33% в соответствии с требованием Трудового кодекса (переменная часть заработной платы не должна превышать 25%) и простоем по причине забастовки работников ПФ ОМГ с 1 по 18 марта 2010 года.

Транспортные расходы увеличились на 7% в связи с увеличением объема транспортировки нефти по нефтепроводу КТК на 27% с 1,99 тыс. тонн в 2009 году до 2,54 тыс. тонн в 2010 году и увеличением тарифа по депрессорным присадкам на 12% с 1 430 до 1 600 тенге за тонну. Также в связи с увеличением тарифа компании «Транснефть» на услуги транспортировки по территории РФ на 10%.

Расходы по статье «Износ, истощение и амортизация» увеличились на 14% в основном в связи с увеличением количества производственных объектов, а также скорости истощения активов с 10,34% в 2009 году до 11,38% в 2010.

Услуги по ремонту и обслуживанию увеличились на 36% и расходы по материалам и запасам на 18% в основном по причине увеличения объемов ремонта в 2010 году в связи с поздним подписанием договоров в 2009 году. Так, количество КРС увеличилось с 1 206 до 1 234 скважин, электровоздействие - со 143 до 188 скважин, гидроразрыв пласта - со 120 до 205 скважин, дострел/перестрел - с 409 до 418 скважин. Кроме того, увеличение расходов по материалам обусловлено ростом цен на ингибитор против коррозии, диссолван и другие химреагенты.

Расходы по обеспечению энергией в 2010 году увеличились на 5% в связи с увеличением потребления, а также увеличением тарифов на электроэнергию и ее транспортировку с 8,71 до 14,1 тенге за квт/час.

Управленческий гонорар выплачивается в соответствии с Соглашением об управленческих услугах, заключенным с НК КМГ. Сумма гонорара была индексирована с учетом уровня инфляции, предусмотренного в бюджете РК в раз- мере 7,8%.

Экспортная таможенная пошлина была вновь введена 16 августа 2010 года, которая не применялась в прошлом году.

Увеличение расходов по социальным проектам связано с финансированием социальных фондов «Жарылкау» и «Жаик» на 780 и 65 млн. тенге соответственно больше, чем за 2009 год, а также финансированием акимата г. Атырау на сумму 750 млн. тенге для целей переселения жителей нескольких населенных пунктов в Атырауской области для социального развития.

Уменьшение расходов по пеням и штрафам в 2010 году по сравнению с 2009 годом связано с тем, что в течение 2009 года Компания произвела начисления по результатам комплексной налоговой проверки за 2004-2005 года. В течение 2010 года Компанией было произведено сторнирование оставшейся части резерва по трансфертному ценообразованию.

Расходы по списанию сухих скважин возникли в результате увеличения инвестиций в программу РД КМГ по разведке проектов Лиман, Р-9 и Тайсойган. В течении 2010 года были списаны сухие разведочные скважины на блоке Р-9.

Увеличение расходов по геологическим и геофизическим работам связан с проведением сейсмических исследований на месторождениях Лиман и Р9.

Расходы по статье «Изменение баланса нефти» отражают изменение в остатках сырой нефти на конец 2010 года.

Основными причинами увеличения прочих расходов в 2010 году по сравнению с 2009 годом являются: сторнирование резерва по сомнительной дебиторской задолженности и обесценение инвестиций в ТОО «КРІ» в 2009 году, а также обесценением активов компании ТОО «ЭмбаЭнергоМунай» в связи с ликвидации компании.

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 в 2010 году сложился на уровне 27,08 млрд. тенге, что меньше показателя за 2009 год на 105,9 млрд. тенге. Уменьшение в основном связано с получением в 2009 году прибыли от курсовой разницы в сумме 89,53 млрд. тенге в результате девальвации тенге в феврале 2009 года. Также наблюдается снижение процентных доходов по депозитам на 15,26 млрд. тенге в результате снижения средней ставки по депозитам.

ДОХОД ОТ УЧАСТИЯ В СОВМЕСТНЫХ И АССОЦИИРОВАННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Доход Компании от участия в ассоциированных и совместных предприятиях за 2010 год составил 56,6 млрд. тенге по сравнению с убытком в 2,5 млрд. тенге в 2009 году.

Увеличение произошло в основном за счет того, что консолидированные финансовые показатели Компании за 2009 год включают доход от участия в Петроказакстан Инк с момента приобретения (с 22 декабря по 31 декабря 2009 года), тогда как в 2010 году доход от данного актива был учтен за весь год. Кроме того, в 2010 году наблюдается рост дохода от участия в ТОО СП «Казгермунай» за счет роста мировых цен на нефть и снижения начисленных штрафов за сжигание попутного газа. В 2010 году доход от доли участия в ТОО СП «Казгермунай» составил 22,6 млрд. тенге и доход от доли участия в Петроказакстан Инк составил 34,08 млрд. тенге.

РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

	4 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
	(тыс. тенге)			%	(тыс. тенге)		%
Доход до налогообложения	83 548 990	71 972 753	44 895 160	86%	291 947 153	285 472 729	2%
Доход до налогообложения (без учета результатов СП и ассоциированных компаний)	51 050 145	45 206 612	48 533 375	5%	213 834 120	287 940 280	-26%
Подходный налог	5 855 429	15 198 530	15 834 063	-63%	57 445 263	75 745 829	-24%
Эффективная ставка налога	7%	21%	35%	-80%	20%	27%	-26%
Эффективная ставка налога (без учета результатов СП и ассоциированных компаний)	11%	34%	33%	-65%	27%	26%	2%

Расходы по подоходному налогу в 2010 году сократились в основном за счет применения двойной ставки амортизации, увеличением НДС, рентного налога, экспортной таможенной пошлины, а также расходов по заработной плате. Эффективная ставка налога увеличилась до 27% в связи с получением дохода от положительной курсовой разницы в 2009 году, которая частично нивелирована уменьшением НСП за 2010 год.

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ЗА ПЕРИОД

В результате указанных выше факторов чистая прибыль Компании за 2010 год увеличилась по сравнению с 2009 годом на 12% и составила 234,5 млрд. тенге.

ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ И СОВМЕСТНО-КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

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

	4 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
Выручка, тыс. долл. США	414 284	402 196	363 902	14%	1 526 749	1 172 888	30%
Операционные расходы, тыс. долл. США	243 449	202 688	176 083	38%	811 853	736 554	10%
Расходы по подоходному налогу, тыс. долл. США	115 189	57 166	97 207	18%	285 761	178 553	60%
Чистый доход, тыс. долл. США	54 795	142 342	61 759	-11%	426 705	228 948	86%
Капитальные затраты, тыс. долл. США	41 716	24 013	73 549	-43%	74 107	99 683	-26%
Добыча нефти, тыс. тонн	748	808	817	-8%	3 102	3 202	-3%
Реализация нефти, тыс. тонн	727	838	775	-6%	3 073	3 037	1%
Экспорт через казахстанско- китайский трубопровод	367	327	355	3%	1 261	1 249	1%
Экспорт в Узбекистан	-	-	10	-100%	-	10	-100%
Экспорт через Актау	240	286	280	-14%	1 028	1 163	-12%
Внутренний рынок	120	225	130	-8%	784	615	27%

Доля Компании (50%) в объеме добычи ТОО «СП «Казгермунай» в 2010 году составила 1 551 тыс. тонн. Капитальные затраты в рассматриваемом периоде составили 74,1 млн. долларов США. Доход от участия в совместном предприятии включен в консолидированную финансовую отчетность

Компании за 2010 год в сумме 22,6 млрд. тенге, что на 25 млрд. тенге больше, чем за аналогичный период 2009 года. Увеличение чистого дохода связано с увеличением выручки на 30%. В 2010 году Компания получила от ТОО «СП «Казгермунай» 47,8 млрд. тенге в качестве дивидендов.

CCEL

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели CCEL (АО «Каражанбасмунай»):

	4 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
Выручка, тыс. долл. США	260 656	243 820	195 934	33%	924 424	687 731	34%
Операционные расходы, тыс. долл. США	178 574	194 547	144 353	24%	690 888	568 884	21%
Расходы по подоходному налогу, тыс. долл. США	29 650	10 520	18 311	62%	59 555	- 5 930	-1104%
Чистый доход, тыс. долл. США	52 432	38 754	33 271	58%	173 981	124 788	39%
Капитальные затраты, тыс. долл. США	33 163	37 617	28 736	15%	109 357	94 612	16%
Добыча нефти, тыс. тонн	506	514	460	10%	1 941	1 867	4%
Реализация нефти, тыс. тонн	492	525	430	14%	1 914	1 861	3%
Экспорт через Махачкалу	326	350	281	16%	1 300	1 254	4%
Экспорт через Приморск	92	80	90	2%	314	419	-25%
Экспорт через Одесса	-	-	-	-	-	6	-100%
Экспорт через Гданск	20	40	-	-	85	-	-100%
Внутренний рынок	54	55	60	-10%	215	183	18%

Компания признала финансовый доход от инвестиций в CCEL (доля 50%) за 2010 год в сумме 3,1 млрд. тенге и счета к получению от CCEL на сумму 20,4 млрд. тенге. В 2010 году в CCEL было осуществлено капитальных вложений

на сумму 109,3 млн. долл. США, что на 16% больше, чем в 2009 году. 29 декабря 2010 года Компанией был получен ежегодный гарантированный платеж в размере 26,87 млн. долларов США.

ПЕТРОКАЗАХСТАН ИНК.

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели Петроказakhstan Инк.:

	4 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
Выручка, тыс. долл. США	951 395	902 444	939 151	1%	3 422 195	2 889 584	18%
Операционные расходы, тыс. долл. США	661 431	298 391	772 176	-14%	1 962 173	2 084 488	-6%
Расходы по подоходному налогу, тыс. долл. США	113 671	96 725	158 888	-28%	448 617	301 929	49%
Чистый доход, тыс. долл. США	176 293	507 328	8 087	2080%	1 011 405	503 167	101%
Капитальные затраты, тыс. долл. США	153 881	93 757	121 439	27%	410 582	332 870	23%
Добыча нефти, тыс. тонн ¹	1 516	1 311	1 621	-6%	6 053	6 280	-4%
Реализация нефти, тыс. тонн ¹	1 349	1 441	1 471	-8%	5 397	5 252	3%
Экспорт через казахстанско-китайский трубопровод	643	756	806	-20%	2 816	2 738	3%
Экспорт СПТ Актау(КГМ 50%)	120	143	137	-12%	514	582	-12%
Экспорт Экспорт через казахстанско-китайский трубопровод (КГМ 50%)	184	161	177	3%	630	624	1%
Экспорт Узбекистан (ТП 50%)	62	52	70	-11%	252	294	-14%
Экспорт DDU КТК-К Атырау (ТП 50%)	-	-	35	-100%	-	256	-100%
Экспорт Узбекистан (КГМ 50%)	-	-	5	-100%	-	5	-100%
Экспорт DDU Алашанькоу, ККТ (ТП 50%)	211	176	152	38%	684	423	62%
Внутренний рынок	129	153	88	46%	501	331	52%
Экспорт, нефтепродукты, (тыс. тонн)	107	143	195	-45%	579	867	-33%
Внутренний рынок, нефтепродукты (тыс. тонн)	347	472	383	-9%	1 633	1 800	-9%

В 2010 году объем добычи ПетроКазakhstan Инк. составил 6 053 тыс. тонн по сравнению с 6 280 тыс. тонн за 2009 год. Доход от участия в предприятии включен в консолидированную финансовую отчетность Компании за 2010 год в сумме 34,08 млрд. тенге. В 2010 году Компания получила дивиденды от ПКИ в сумме 46,7 млрд. тенге.

ЛИКВИДНОСТЬ И РЕСУРСЫ КАПИТАЛА

ОБЗОР ДЕНЕЖНЫХ ПОТОКОВ

Потребности Компании в ликвидности возникают, в основном из потребности в финансировании существующей операционной деятельности (оборотный капитал), необходимости финансирования инвестиций (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 квартал 2010	3 квартал 2010	4 квартал 2009	4 квартал к 4 кварталу	2010	2009	Изменение
	(тыс. тенге)			%	(тыс. тенге)		%
Чистые потоки денежных средств от операционной деятельности	39 321 704	35 387 225	67 322 503	-42%	115 694 318	149 151 221	-22%
Чистые потоки денежных средств от инвестиционной деятельности	-56 490 018	81 254 976	- 98 871 879	-43%	- 31 492 441	-252 701 063	-88%
Чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности	-10 550 783	- 75 576 239	- 835 957	1162%	- 93 234 670	- 73 962 333	26%

¹ Включая 50% доли в операционных результатах АО «Тургай Петролеум» за 12 месяцев 2010 года.

В 2010 году чистый приток денежных средств от операционной деятельности составил 115,7 млрд. тенге, что на 33,4 млрд. тенге меньше, чем за 2009 год. Данное изменение в основном связано с увеличением корректировок безналичных позиций в частности прибыли от участия в совместных и ассоциированных компаниях, а также в результате изменений в оборотном капитале.

Чистый отток денежных средств от инвестиционной деятельности в 2010 году составил 31,5 млрд. тенге. В основном отток денежных средств сформировался в результате продажи инвестиций удерживаемых до погашения, на сумму 146,7 млрд. тенге, дивидендов, полученных от совместных предприятий и ассоциированных организаций, на сумму 94,5 млрд.тенге, вознаграждения по депозитам на сумму 33,9 млрд.тенге. Данный эффект нивелирован покупкой облигаций НК КМГ, приобретением основных средств на общую сумму 308,2 млрд. тенге. В 2009 году чистый

отток составил 252,7 млрд. тенге и был в основном связан с приобретением инвестиций удерживаемых до погашения на сумму 242,8 млрд. тенге.

Чистый отток денежных средств, направленных на использование в финансовой деятельности, в 2010 году составил 93,2 млрд. тенге и увеличился на 19,2 млрд. тенге по сравнению с соответствующим периодом 2009 года. Данное изменение произошло, в основном, за счет увеличение выплат по займам и вознаграждениям на 8,2 и 5,7 млрд. тенге соответственно, а также увеличением выплат по дивидендам на 2,1 млрд. тенге. В 2010 году объем выкупа собственных акций увеличился на 3,1 млрд. тенге.

ЗАЙМЫ

В таблице ниже отражены данные по чистым денежным средствам Компании за периоды, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг. и 30 сентября 2010 года:

	На 31 декабря 2010	На 30 сентября 2010	На 31 декабря 2009	Декабрь к декабрю
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%
Текущая часть	60 194 818	59 074 330	45 650 017	32%
Срок погашения более одного года	62 286 045	62 330 689	92 023 143	-32%
Всего займов	122 480 863	121 405 019	137 673 160	-11%
Деньги и их эквивалент	98 519 680	126 318 737	107 626 368	-8%
Другие текущие финансовые активы	377 800 956	302 841 604	534 288 078	-29%
Долгосрочные финансовые активы	221 825 818	221 780 996	797 931	27 700%
Всего финансовых активов	698 146 454	650 941 337	642 712 377	9%
Финансовые активы, деноминированные в долларах США, %	81%	39%	74%	7%
Чистые денежные средства	575 665 591	529 536 318	505 039 217	14%

Займы Компании на 31 декабря 2010 года составили 122,5 млрд. тенге, в том числе 114,3 млрд. тенге связаны с приобретением долговых ценных бумаг PKI Finance, выпущенных в 2006 г. для приобретения 33% доли в Петроказakhstan Инк.

Основными факторами увеличения финансовых активов деноминированных в долларах США является покупка облигации НК КазМунайГаз. 16 июля 2010 года Компания купила несубординированные, купонные, индексированные, необеспеченные облигации, выпущенные НК КМГ на Казахстанской Фондовой Бирже на сумму 1,5 млрд. долларов США.

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.

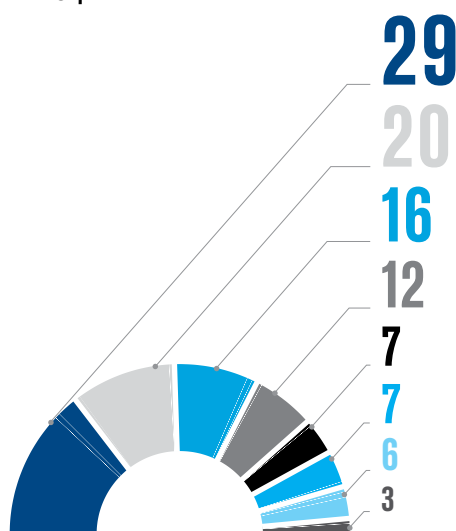
Система управления рисками является неотъемлемой частью системы управления Компании и представляет собой постоянно развивающийся процесс, следуя которому Компания системно идентифицирует, оценивает и управляет своим портфелем рисков, анализируя развитие Компании в прошлом, настоящем и будущем.

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. 62) был сформирован портфель рисков Компании.

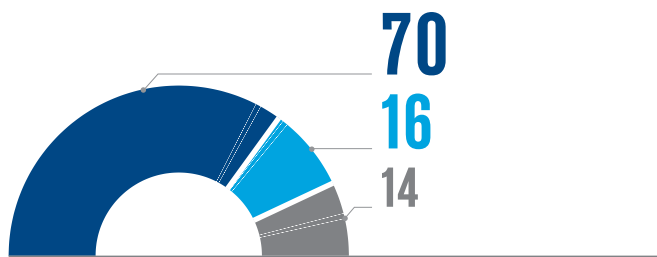
КЛАССИФИКАЦИЯ ПОРТФЕЛЯ РИСКОВ ПО КАТЕГОРИЯМ В ПРОЦЕНТАХ



- Операционные риски **29**
- Финансовые риски **20**
- Риски поставки и обслуживания **16**
- Юридические риски **12**
- Риски по охране труда и окружающей среде **7**
- Риски информационных технологий **7**
- Стратегические риски **6**
- Риски персонала **3**

АНАЛИЗ ИСТОЧНИКА РИСКОВ В ПРОЦЕНТАХ

- Внутренний 70
- Внешний 16
- Оба 14



Портфель рисков Компании составляет 16% рисков с внешним источником и 70% с внутренним источником влияния.

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. 117).

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 сеймики и гравитики, а также по анализу геологических рисков.

ДОБЫЧА

Одной из важнейших задач Компании является поддержание оптимального уровня добычи на собственных месторождениях, большинство из которых находятся 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. Компания ежегодно страхует риски в области охраны труда и окружающей среды, сопряженные с собственной деятельностью и проектами.

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.

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 в Компании действует система стимулирования сотрудников в целях мотивации и удержания высококвалифицированного персонала. В 2010 году решением правления Компании был произведен перерасчет заработных плат исходя их 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 рекомендованным информационным технологиям, обеспечивает надежный контроль доступа к бизнес данным.

9

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ
31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА

ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

АКЦИОНЕРАМ И РУКОВОДСТВУ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности Акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее «Компания»), которая включает консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2010 года и консолидированный отчет о совокупном доходе, консолидированный отчет об изменениях в капитале и консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учетной политики и другую пояснительную информацию.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ РУКОВОДСТВА В ОТНОШЕНИИ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

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

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. Данные стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы и спланировали и провели аудит с тем, 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 консолидированной финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие мошенничества или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления консолидированной финансовой отчетности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля компании. Аудит также включает оценку уместности выбранной учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления консолидированной 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 Акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и его дочерних организаций на 31 декабря 2010 года, а также их финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Пол Кон
Партнер по аудиту

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

11 февраля 2011 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ

На 31 декабря			
	Прим.	2010	2009
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	297 508 553	255 993 908
Нематериальные активы	6	15 185 859	4 022 140
Инвестиции в совместные предприятия	8	96 737 910	122 424 309
Инвестиции в ассоциированные компании	9	139 952 442	131 723 609
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	8	19 153 089	20 268 928
Прочие финансовые активы	7	221 825 818	797 931
Актив по отсроченному налогу	18	8 408 967	10 265 537
Прочие активы		13 858 297	7 291 870
Итого долгосрочных активов		812 630 935	552 788 232
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	18 779 936	15 525 704
Предоплата по налогам и НДС к возмещению		26 529 298	9 969 965
Расходы будущих периодов		27 815 083	21 595 622
Торговая и прочая дебиторская задолженность	7	65 529 767	49 710 916
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	8	1 203 834	1 082 100
Прочие финансовые активы	7	377 800 956	534 288 078
Денежные средства и их эквиваленты	7	98 519 680	107 626 368
Итого текущих активов		616 178 554	739 798 753
Итого активов		1 428 809 489	1 292 586 985

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ

(ПРОДОЛЖЕНИЕ)

На 31 декабря

	Прим.	2010	2009
КАПИТАЛ			
Уставный капитал	11	214 081 197	238 546 914
Прочие резервы		1 739 901	1 474 089
Нераспределённая прибыль		931 455 065	747 820 751
Прочие компоненты капитала		12 376 574	12 937 395
Итого капитала		1 159 652 737	1 000 779 149
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные обязательства			
Займы	13	62 286 045	92 023 143
Отложенные налоговые обязательства	18	1 829 852	-
Резервы	14	35 625 247	35 319 443
Итого долгосрочных обязательств		99 741 144	127 342 586
Текущие обязательства			
Займы	13	60 194 818	45 650 017
Подходный налог к уплате		-	21 138 596
Налог на добычу полезных ископаемых и рентный налог к уплате		46 054 359	36 177 299
Торговая и прочая кредиторская задолженность		47 304 799	34 402 259
Резервы	14	15 861 632	27 097 079
Итого текущих обязательств		169 415 608	164 465 250
Итого обязательств		269 156 752	291 807 836
Итого обязательств и капитала		1 428 809 489	1 292 586 985

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ

За год, закончившийся 31 декабря			
	Прим.	2010	2009
Доходы	15	609 242 398	485 493 479
Операционные расходы	16	(422 493 059)	(330 605 629)
Операционная прибыль		186 749 339	154 887 850
Финансовый доход	17	38 039 785	46 758 905
Расходы на финансирование	17	(7 495 555)	(3 241 289)
(Расход) / доход от курсовой разницы		(3 459 449)	89 534 814
Прочий доход	9	21 471 195	-
Доля в результатах ассоциированных компаний и совместных предприятий		56 641 838	(2 467 551)
Прибыль до налогообложения		291 947 153	285 472 729
Расходы по подоходному налогу	18	(57 445 263)	(75 745 829)
Прибыль за год		234 501 890	209 726 900
Курсовая разница от пересчета зарубежных операций		(560 821)	13 013 592
Прочий совокупный (убыток) / доход за год, за вычетом налогов		(560 821)	13 013 592
Итого совокупный доход за год, за вычетом налогов		233 941 069	222 740 492
ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ			
Базовая и разводнённая	12	3,23	2,87

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ

За год, закончившийся 31 декабря			
	Прим.	2010	2009
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		291 947 153	285 472 729
Корректировки для прибавления / (вычета) неденежных статей			
Износ, истощение и амортизация	5, 6	35 486 128	31 155 359
Прочий доход	9	(21 471 195)	-
Доля в результатах ассоциированных компаний и совместных предприятий		(56 641 838)	2 467 551
Поставка сырой нефти по условиям соглашения о предэкспортном финансировании		-	(10 830 585)
Убыток от выбытия основных средств		2 200 613	2 547 437
Обесценение / (сторнирование обесценения) основных средств	5	16 194	(590 558)
Расходы на нерезультативные разведочные скважины по активам по разведке и оценке	6	1 103 615	-
Признание расходов по опционной программе		309 987	248 106
Изъятие долевого инструмента		(49 809)	(164 690)
Нереализованный доход от курсовой разницы от внеоперационной деятельности		(73 832)	(7 993 206)
Прочие неденежные доходы и расходы		916 338	2 673 712
Плюс расходы на финансирование		7 495 555	3 241 289
Минус финансовый доход, относящийся к инвестиционной деятельности		(38 039 785)	(46 758 905)
Корректировки оборотного капитала			
Изменение в прочих активах		630 450	(4 352 007)
Изменение в товарно-материальных запасах		(3 463 525)	(1 282 335)
Изменение предоплаты по налогам и НДС к возмещению		(11 312 224)	(2 818 233)
Изменение в расходах будущих периодов		(6 351 679)	(13 762 247)
Изменение в торговой и прочей дебиторской задолженности		(18 377 144)	(9 697 855)
Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности		10 918 152	(6 558 436)
Изменение в налоге на добычу полезных ископаемых и рентном налоге к уплате		9 877 060	36 177 299
Изменение в резервах		3 500 215	5 670 976
Подоходный налог уплаченный		(92 926 111)	(115 686 180)
Чистые потоки денежных средств, полученные от операционной деятельности		115 694 318	149 159 221

ПРИМЕЧАНИЯ НА СТРАНИЦАХ 90-122 ЯВЛЯЮТСЯ НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ ДАННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ

(ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За год, закончившийся 31 декабря			
	Прим.	2010	2009
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(86 679 884)	(42 844 814)
Поступления от продажи основных средств		139 497	1 221 183
Приобретение нематериальных активов		(1 572 033)	(497 033)
Взнос в капитал совместного предприятия		-	(3 043 907)
Дивиденды, полученные от ассоциированных компаний и совместных предприятий	8, 9	94 458 518	3 768 250
Приобретение инвестиций в долговой инструмент НК КМГ	7	(221 543 183)	-
Вознаграждение, полученное от инвестиций в долговой инструмент НК КМГ		7 691 113	-
Продажа / (приобретение) финансовых активов, удерживаемых до погашения		146 680 715	(242 838 804)
Погашение займов, полученных от связанных сторон		3 959 137	5 028 216
Приобретение дочерней организации за вычетом полученных денежных средств		(8 614 935)	459 646
Вознаграждение полученное		33 988 614	26 046 200
Чистые потоки денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности		(31 492 441)	(252 701 063)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Выкуп собственных акций	11	(24 531 975)	(21 392 129)
Погашение займов		(14 614 702)	(6 352 778)
Дивиденды, уплаченные акционерам Компании		(48 235 969)	(46 108 343)
Вознаграждение уплаченное		(5 852 024)	(109 083)
Чистые потоки денежных средств, использованных в финансовой деятельности		(93 234 670)	(73 962 333)
Чистое изменение денежных средств и их эквивалентов		(9 032 793)	(177 504 175)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	7	107 626 368	285 131 743
Отрицательная курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам		(73 895)	(1 200)
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	7	98 519 680	107 626 368

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ

	Уставный капитал	Выкупленные собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Резерв по пересчёту валют	Итого капитала
На 1 января 2009 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 11)	-	(21 381 199)	-	-	-	(21 381 199)
Дивиденды (Примечание 11)	-	-	-	(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
Прибыль за год	-	-	-	234 501 890	-	234 501 890
Прочий совокупный убыток	-	-	-	-	(560 821)	(560 821)
Итого совокупный доход	-	-	-	234 501 890	(560 821)	233 941 069
Признание выплат, основанных на акциях	-	-	309 987	-	-	309 987
Изъятие долевых инструментов	-	-	(49 809)	-	-	(49 809)
Исполнение опционов работников	-	66 258	5 634	-	-	71 892
Выкуп собственных акций (Примечание 11)	-	(24 531 975)	-	-	-	(24 531 975)
Дивиденды (Примечание 11)	-	-	-	(50 867 576)	-	(50 867 576)
На 31 декабря 2010 года	263 094 581	(49 013 384)	1 739 901	931 455 065	12 376 574	1 159 652 737

ПРИМЕЧАНИЯ НА СТРАНИЦАХ 90-122 ЯВЛЯЮТСЯ НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ ДАННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

1. ОРГАНИЗАЦИЯ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту «Компания») было учреждено в Республике Казахстан и занимается приобретением, разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья. Основная операционная нефтегазовая деятельность Компании осуществляется в Прикаспийском и Мангистауском бассейнах Западного Казахстана. Основным прямым акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (далее по тексту «НК КМГ» или «Материнская компания»), которое представляет государственные интересы в нефтегазовой промышленности Казахстана, и которое владеет 60,50% акций Компании, находящихся в обращении по состоянию на 31 декабря 2010 года (в 2009 году: 59,38%). Материнская компания полностью принадлежит АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее по тексту «ФНБ Самрук-Казына»), которое в свою очередь полностью принадлежит Правительству Республики Казахстан (далее по тексту «Правительство»).

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

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.

2.1 ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

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

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует применения существенных учётных оценок, а также требует от руководства выражения мнения по допущениям в ходе применения учётной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчетности, раскрыты в Примечании 3.

ПРИНЯТЫЕ СТАНДАРТЫ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЁТА И ИНТЕРПРЕТАЦИИ

В течение года Компания приняла следующие новые или пересмотренные Стандарты и Интерпретации Комитета по Международным стандартам финансовой отчетности (КИМ-СФО). Принятие пересмотренных стандартов и интерпретаций не оказало существенного влияния на финансовые результаты или финансовое положение Компании.

- МСБУ 27 Консолидированная и отдельная финансовая отчетность, поправка;
- МСБУ 39 Финансовые инструменты: признание и оценка – Объекты, разрешенные к хеджированию;
- МСФО 1 Принятие МСФО впервые – Дополнительные добровольные исключения для компаний, применяющих МСФО впервые;
- МСФО 1 Принятие МСФО впервые – Изменение структуры стандарта;

- МСФО 2 Выплаты, основанные на акциях – Сделки в рамках группы с выплатами, основанных на акциях, расчеты по которым осуществляются денежными средствами;
- МСФО 3 Объединение бизнеса, пересмотренный;
- Интерпретация 17 Распределение неденежных активов между собственниками;
- Усовершенствования МСФО (апрель 2009 года).

НОВЫЕ СТАНДАРТЫ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ

Следующие МСФО, Интерпретации и усовершенствования МСФО ещё не вступили в силу для года, закончившегося 31 декабря 2010 года:

- МСБУ 24 Раскрытие информации о связанных сторонах – поправка;
- МСБУ 32 Финансовые инструменты: представление информации – Классификация выпусков прав на акции;
- МСФО 9 Финансовые инструменты: классификация и оценка;
- МСФО 1 Принятие МСФО впервые – Добровольное исключение с ограниченной сферой применения для компаний, применяющих МСФО впервые, в отношении раскрываемой сравнительной информации согласно МСФО 7;
- Интерпретация 14 Предоплаты в отношении требования о минимальном финансировании;
- Интерпретация 19 Погашение финансовых обязательств посредством предоставления долевых инструментов;
- МСБУ 12 Возмещение базовых активов;
- МСФО 1 Сильная гиперинфляция и устранение установленных сроков для организаций, впервые применяющих МСФО;
- МСФО 7 Новые раскрытия для прекращения признания финансовых инструментов;
- Усовершенствования МСФО (май 2010 года).

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

2.2 ПЕРЕГРУППИРОВКИ

В 2010 году Компания пересмотрела представление активов по разведке и оценке в консолидированном отчете о финансовом положении и решила учитывать активы по разведке и оценке в составе нематериальных активов, а не в составе основных средств. В результате, на 31 декабря 2009 года активы по разведке и оценке были перегруппированы из основных средств в нематериальные активы в сумме 1 745 395 тысяч тенге.

2.3 КОНСОЛИДАЦИЯ

ДОЧЕРНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ

Дочерними организациями являются компании, по отношению к которым у Компании есть полномочия на управление финансовой и операционной политикой, как правило, подразумевающие владение более чем половиной акций, имеющих право голоса. Наличие и влияние потенциального права голоса, которое может использоваться в настоящее время или могут конвертироваться, принимается во внимание при оценке контроля Компании над другим предприятием. Дочерние организации консолидируются, начиная с момента получения контроля Компанией. Консолидация прекращается с момента прекращения контроля над такими предприятиями.

Внутригрупповые операции, сальдо и нереализованные прибыли по операциям между компаниями элиминируются. Нереализованные убытки также элиминируются, но рассматриваются как признак обесценения передаваемого актива. Учетная политика дочерних организаций соответствует учетной политике Компании.

ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ И УЧАСТИЕ В СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

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

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

Инвестиции Компании в ассоциированные компании включают в себя превышение цены приобретения над текущей стоимостью активов, которая в основном относится к стоимости лицензий на основании доказанных запасов. Лицензии амортизируются на основе доказанных разработанных запасов ассоциированных компаний и совместных предприятий с использованием производственного метода.

Консолидированный отчет о совокупном доходе включает долю финансовых результатов деятельности каждой ассоциированной компании и совместного предприятия. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале ассоциированной компании или совместных

предприятий, Компания признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям между Компанией и её ассоциированной компанией, исключены в той степени, в которой Компания имеет долю участия в ассоциированной компании.

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

Финансовая отчетность ассоциированных компаний составляется за тот же отчетный период, что и финансовая отчетность материнской компании. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Компании.

После применения метода долевого участия Компания определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по инвестициям Компании в ассоциированные компании или совместные предприятия. На каждую отчетную дату Компания устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированные компании или совместные предприятия. В случае наличия таких свидетельств, Компания рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании или совместного предприятия и текущей стоимостью, и признает эту сумму в 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.

2.4 ПЕРЕСЧЁТ ИНОСТРАННЫХ ВАЛЮТ

Консолидированная финансовая отчетность представлена в казахстанских тенге («тенге»), который является функциональной валютой и валютой представления финансовой отчетности Компании. Каждая дочерняя организация, ассоциированная компания и совместное предприятие Компании определяет собственную функциональную валюту, и статьи, включенные в финансовую отчетность каждой организации, оцениваются в этой функциональной валюте. Операции в иностранной валюте первоначально учитываются в функциональной валюте по курсу, действующему на дату операции. Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются по курсу функциональной валюты, действующему на отчетную дату. Все курсовые разницы включаются в отчет о совокупном доходе. Неденежные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действующим на дату определения справедливой стоимости.

Активы и обязательства зарубежной деятельности пересчитываются в тенге по обменному курсу на отчетную дату, а статьи отчета о совокупном доходе таких компаний пересчитываются по курсу на дату операции. Курсовые разницы, возникающие при таком пересчете непосредственно признаются в прочем совокупном доходе или убытке. При выбытии зарубежной компании накопленная сумма резерва по пересчету валют, относящаяся к конкретной зарубежной компании, признается в прибылях и убытках.

2.5 РАСХОДЫ ПО РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

ЗАТРАТЫ ПО ПРИОБРЕТЕНИЮ ЛИЦЕНЗИЙ НА РАЗВЕДКУ

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

ЗАТРАТЫ НА РАЗВЕДКУ

Геологические и геофизические расходы списываются в момент, когда такие затраты были понесены. Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам, капитализируются в составе нематериальных активов (активы по разведке и оценке) до тех пор пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя заработную плату, материалы 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 продолжать учитываться как актив.

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

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

ЗАТРАТЫ НА РАЗРАБОТКУ

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

2.6 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 прекращения признания актива (рассчитываемые как разница между чистыми поступлениями от реализации и балансовой стоимостью объекта) включаются в отчет о совокупном доходе того периода, в котором произошло такое событие.

2.7 ОБЕСЦЕНЕНИЕ НЕФИНАНСОВЫХ АКТИВОВ

Компания оценивает активы или группы активов на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что 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 активов. В случае, если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Компания осуществляет оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость 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 прибылях или убытках.

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.

2.8 НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают капитализированные затраты на разведку и оценку и прочие нематериальные активы, которые в основном включают компьютерное программное обеспечение. Нематериальные активы, приобретенные отдельно от бизнеса, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет и амортизируется на линейной основе в течение этого периода.

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.

2.9 ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

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

Компания определяет классификацию своих финансовых активов при первоначальном признании, и, где это разрешено и целесообразно, пересматривает данную классификацию в конце каждого финансового года.

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

ИНВЕСТИЦИИ, УДЕРЖИВАЕМЫЕ ДО ПОГАШЕНИЯ

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

ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

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

ФИНАНСОВЫЕ ИНВЕСТИЦИИ, ИМЕЮЩИЕСЯ В НАЛИЧИИ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи – это производные 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 нерезализованная прибыль или убыток признаются непосредственно в прочем совокупном доходе или убытке до прекращения признания инвестиций или определения обесценения. В этот момент накопленный резерв признается в прибыли или убытке.

СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ

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

ОБЕСЦЕНЕНИЕ ФИНАНСОВЫХ АКТИВОВ

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

Активы, учитываемые по амортизированной стоимости

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

Если в 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 прибыли или убытке.

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). Текущая стоимость дебиторской задолженности уменьшается посредством использования счета резерва. Обесцененные задолженности прекращают признаваться, если они оцениваются как безнадежные.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

Если имеет место обесценение актива, имеющегося в наличии для продажи, разница между затратами на его приобретение (за вычетом выплат основной суммы и амортизации) и его текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения, ранее признанного в прибыли или убытке, переносится из капитала в прибыли и убытки. Сторнирование ранее признанного убытка под обесценение по долевым инструментам, классифицированным как предназначенные для продажи, не признается в прибылях и убытках. Сторнирование убытков от обесценения по долговым инструментам осуществляется через прибыли или убытки, если увеличение справедливой стоимости инструмента может быть объективно связано с событием, произошедшим после признания убытков от обесценения в прибылях или убытках.

ПРЕКРАЩЕНИЕ ПРИЗНАНИЯ ФИНАНСОВЫХ АКТИВОВ

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

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

2.10 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой стоимости реализации по методу ФИФО. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой каждого предмета на место и приведение его в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти является себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объема 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.

2.11 НАЛОГ НА ДОБАВЛЕННУЮ СТОИМОСТЬ (НДС)

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

2.12 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

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

2.13 КАПИТАЛ

УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

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

СОБСТВЕННЫЕ ВЫКУПЛЕННЫЕ АКЦИИ

В случае приобретения Компанией или ее дочерними организациями акций Компании, стоимость их приобретения, включая соответствующие затраты на совершение сделки, за вычетом подоходного налога, вычитается из капитала как выкупленные собственные акции вплоть до момента их аннулирования или повторного выпуска. При

покупке, продаже, выпуске или аннулировании собственных долевых инструментов Компании какие-либо прибыль или убыток в отчете о совокупном доходе не признаются. При последующей продаже или повторном выпуске таких акций полученная сумма включается в состав капитала. Выкупленные собственные акции учитываются по средневзвешенной стоимости.

ДИВИДЕНДЫ

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

ОПЕРАЦИИ ПО ВЫПЛАТАМ, ОСНОВАННЫМ НА АКЦИЯХ

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

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

Стоимость сделок с работниками, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами, в отношении вознаграждений, предоставленных после 1 июля 2007 года, оценивается, исходя из справедливой стоимости таких инструментов на дату их предоставления. Справедливая стоимость определяется с использованием модели опционного ценообразования Блэка – Шоулза – Мертона.

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

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

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

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

2.14 ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

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

2.15 РЕЗЕРВЫ

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

2.16 ЗАЙМЫ

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

2.17 ОТСРОЧЕННЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются в отношении всех временных разниц с использованием балансового метода обязательств. Отсроченные налоги определяются по всем временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой суммой в финансовой отчетности, за исключением возникновения отсроченного подоходного налога в результате первоначального признания гудвилла, актива или обязательства по сделке, которая не является объединением компаний и которая, в момент её совершения не оказывает влияния на бухгалтерский доход или налоговый доход и убыток.

Актив по отсроченному налогу 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 налоговых ставок введенных в действие или фактически узаконенных на отчетную дату.

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

2.18 ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ РАБОТНИКАМ

Компания удерживает 10% от начисленной заработной платы работников как пенсионные отчисления в соответствующие пенсионные фонды. Размер пенсионных отчислений ограничен суммой в 112 140 тенге в месяц в 2010 году (в 2009 году: 101 025 тенге в первом полугодии 2009 года и 102 877 тенге во втором полугодии 2009 года). В соответствии с действующим казахстанским законодательством работники сами несут ответственность за своё пенсионное обеспечение.

2.19 ПРИЗНАНИЕ ДОХОДА

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

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

2.20 ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подоходный налог и образует часть расходов по подоходному налогу. В соответствии с существующим налоговым законодательством, вступившим в силу с 1 января 2009 года, Компания начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогооблагаемого дохода (налогооблагаемый доход после вычета 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. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам, которые также используются руководством для планирования выпуска и реализации продукции и принятия инвестиционных решений, больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

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

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации.

Компания включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Компании и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению балансовой стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ВЫБИТИЮ 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 Интерпретации 1 Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах.

При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компании могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 13,93% и 12,8% резерва на 31 декабря 2010 и 2009 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 балансовой стоимости обязательства на 31 декабря 2010 года, составляли 5,0% и 7,9% соответственно (в 2009 году: 5,0% и 7,9%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в Примечании 14.

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. На дату выпуска данной консолидированной финансовой отчетности объём,

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 до окончания контрактов на недропользование, Компания классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включённых в годовой бюджет 2011 года. 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 22. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 14.

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 2010 году. В ноябре 2010 года Правительство приняло закон, который вступил в силу с 1 января 2011 года, отменяющий принятое первоначально постепенное снижение ставок КПН и устанавливающий ставку КПН в размере 20% на обозримое будущее. Упомянутый выше закон также отменил планировавшееся увеличение ставок налога на добычу полезных ископаемых.

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. Базы отсроченных КПН и НСП рассчитываются по условиям налогового законодательства, принятого в вышеупомянутом новом налоговом кодексе, и раскрыты в Примечании 18.

4. ОБЪЕДИНЕНИЕ БИЗНЕСА

ПРИБРЕТЕНИЕ ТОО «НБК» («НБК»)

24 сентября 2010 года Компания приобрела 100% долю в НБК. НБК является нефтегазовой компанией, которая имеет лицензию на разведку и добычу нефти на месторождении Западное Новобогатинское, расположенном в Атырауской области Республики Казахстан. В настоящее время, приобретённая компания находится на стадии разведки и имеет право на реализацию углеводородов полученных при пробной добыче на четырех успешных разведочных скважинах в течение периода разведки. Доля в НБК была приобретена за денежное вознаграждение в размере 35 000 тысяч долларов США (5 162 150 тысяч тенге). Компания уплатила 90% вознаграждения и оставшиеся 10%, подлежат уплате после завершения продавцом своих обязательств по контракту на это приобретение. После приобретения, лицензия НБК на разведку была продлена с сентября 2010 года по сентябрь 2012 года.

Активы и обязательства НБК, на основании распределения стоимости приобретения на справедливую стоимость идентифицируемых чистых активов на 24 сентября 2010 года и их текущая стоимость непосредственно перед приобретением и на 31 декабря 2010 года, представлены следующим образом:

	Текущая стоимость на 24 сентября 2010 года	Справедливая стоимость на 24 сентября 2010 года	Активы и обязательства на 31 декабря 2010 года
Денежные средства	212	212	77 001
Текущие активы	11 768	11 768	53 460
Долгосрочные активы	1 343 003	6 161 767	5 618 324
	1 354 983	6 173 747	5 748 785
Текущие обязательства	19 494	19 494	51 921
Долгосрочные обязательства	28 350	992 103	992 103
	47 844	1 011 597	1 044 024
Чистые активы	1 307 139	5 162 150	4 704 761

Разница в 3 855 011 тысяч тенге между оплаченной стоимостью приобретения и балансовой стоимостью приобретённых чистых активов, была полностью отнесена на стоимость лицензии НБК на разведку и добычу.

Результаты деятельности НБК за период с момента приобретения по конец года, были включены в консолидированную финансовую отчётность Компании и включают убыток в размере 544 919 тысяч тенге.

ПРИОБРЕТЕНИЕ ТОО «САПА БАРЛАУ СЕРВИС» («СБС»)

24 сентября 2010 года Компания приобрела 100% долю в СБС. СБС является нефтегазовой компанией, которая имеет лицензию на разведку углеводородов на месторождении

Восточный Жаркармыс I, расположенном в Актюбинской области Республики Казахстан. Доля в СБС была приобретена за денежное вознаграждение в размере 4 410 000 тысяч тенге. Компания уплатила 90% вознаграждения и оставшиеся 10%, подлежат уплате после завершения продавцом своих обязательств по контракту на это приобретение. После приобретения, лицензия СБС на разведку была продлена с ноября 2010 года по ноябрь 2012 года.

Активы и обязательства СБС на основании распределения стоимости приобретения на справедливую стоимость идентифицируемых чистых активов на 24 сентября 2010 года и их текущая стоимость непосредственно перед приобретением и на 31 декабря 2010 года, представлены следующим образом:

	Текущая стоимость на 24 сентября 2010 года	Справедливая стоимость на 24 сентября 2010 года	Активы и обязательства на 31 декабря 2010 года
Денежные средства	1 968	1 968	47 800
Текущие активы	2 502	2 502	1 744
Долгосрочные активы	1 144 484	5 474 983	5 040 257
	1 148 954	5 479 453	5 089 801
Текущие обязательства	194 401	194 401	2 572
Долгосрочные обязательства	8 952	875 052	875 052
	203 353	1 069 453	877 624
Чистые активы	945 601	4 410 000	4 212 177

Разница в размере 3 464 399 тысяч тенге между оплаченной стоимостью приобретения и текущей стоимостью приобретённых чистых активов, была полностью отнесена на стоимость лицензии СБС на разведку.

Результаты деятельности СБС за период с момента приобретения по конец года, были включены в консолидированную финансовую отчётность Компании и включают убыток в размере 480 000 тысяч тенге.

5. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

	Нефтегазовые активы	Прочие активы	Незавершённое капитальное строительство	Итого
2009				
Чистая начальная текущая стоимость на 1 января 2009 года	207 361 723	28 813 068	11 446 502	247 621 293
Поступления	1 014 674	1 253 022	41 296 702	43 564 398
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	(794 517)	-	-	(794 517)
Выбытия	(2 468 772)	(380 150)	(1 999 246)	(4 848 168)
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	-	(791 888)	1 382 446	590 558
Чистая текущая стоимость на конец периода на 31 декабря 2009 года	214 514 288	30 709 575	10 770 045	255 993 908
На 31 декабря 2009 года				
Первоначальная стоимость	362 550 961	46 672 242	10 770 045	419 993 248
Накопленный износ и истощение	(148 036 673)	(15 962 667)	-	(163 999 340)
Чистая текущая стоимость	214 514 288	30 709 575	10 770 045	255 993 908
2010				
Чистая начальная текущая стоимость на 1 января 2010 года	214 514 288	30 709 575	10 770 045	255 993 908
Поступления	2 009 579	806 415	77 576 377	80 392 371
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	(542 101)	-	-	(542 101)
Выбытия	(2 394 841)	(242 585)	(1 849 502)	(4 486 928)
Перемещения из незавершённого капитального строительства	70 757 966	4 686 423	(75 444 389)	-
Внутренние перемещения	190 187	(191 374)	1 187	-
Отчисления по износу и истощению	(29 503 722)	(4 328 781)	-	(33 832 503)
Обесценение	(790)	(3 099)	(12 305)	(16 194)
Чистая текущая стоимость на конец периода на 31 декабря 2010 года	255 030 566	31 436 574	11 041 413	297 508 553
На 31 декабря 2010 года				
Первоначальная стоимость	428 871 355	51 045 927	11 041 413	490 958 695
Накопленный износ и истощение	(173 840 789)	(19 609 353)	-	(193 450 142)
Чистая текущая стоимость	255 030 566	31 436 574	11 041 413	297 508 553

6. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

	Активы по разведке и оценке	Прочие нематериальные активы	Итого
2009			
Чистая начальная текущая стоимость на 1 января 2009 года	1 729 860	2 401 553	4 131 413
Поступления	445 764	487 845	933 609
Выбытия	-	(27 179)	(27 179)
Амортизационные отчисления	(430 229)	(585 474)	(1 015 703)
Чистая текущая стоимость на конец периода на 31 декабря 2009 года	1 745 395	2 276 745	4 022 140
На 31 декабря 2009 года			
Первоначальная стоимость	10 588 798	4 175 304	14 764 102
Накопленная амортизация	(8 843 403)	(1 898 559)	(10 741 962)
Чистая текущая стоимость	1 745 395	2 276 745	4 022 140
2010			
Чистая начальная текущая стоимость на 1 января 2010 года	1 745 395	2 276 745	4 022 140
Поступления	13 068 275	858 857	13 927 132
Выбытия	-	(6 173)	(6 173)
Списание нерезультативных скважин	(1 103 615)	-	(1 103 615)
Амортизационные отчисления	(954 694)	(698 931)	(1 653 625)
Чистая текущая стоимость на конец периода на 31 декабря 2010 года	12 755 361	2 430 498	15 185 859
На 31 декабря 2010 года			
Первоначальная стоимость	22 553 458	5 027 989	27 581 447
Накопленная амортизация	(9 798 097)	(2 597 491)	(12 395 588)
Чистая текущая стоимость	12 755 361	2 430 498	15 185 859

Поступления в 2010 году, относятся, в основном, к приобретённым лицензиям НБК и СБС (Примечание 4).

В 2010 году Компания признала расходы по нерезультативным скважинам, относящиеся к трём разведочным скважинам, пробуренным на блоке Р-9, в сумме 1 103 615 тысяч тенге.

7. ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

	2010	2009
Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ	220 710 987	-
Долгосрочные вклады, выраженные в тенге	953 920	636 520
Прочее	160 911	161 411
Итого долгосрочных финансовых активов	221 825 818	797 931
Срочные вклады, выраженные в долларах США	264 841 437	447 254 500
Срочные вклады, выраженные в тенге	57 786 248	87 033 308
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	54 916 073	-
Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ	256 928	-
Прочее	270	270
Итого краткосрочных финансовых активов	377 800 956	534 288 078
	599 626 774	535 086 009

В 2010 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в долларах США составляла 6,6% (в 2009 году: 9,3%). В 2010 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в тенге составляла 4,7% (в 2009 году: 7,9%).

На 31 декабря 2010 года краткосрочные вклады, выраженные в долларах США, включают ограниченные в использовании денежные средства в размере 27 639 860 тысяч тенге (в 2009 году: 9 840 620 тысяч тенге), которые размещены на заблокированном счете в качестве обеспечения по выплате вознаграждения и основного долга по долгосрочной задолженности КазМунайГаз ПКИ Финанс Б.В. («КМГ ПКИ Финанс»), 100% дочерней организации Компании (Примечания 9 и 13).

ИНВЕСТИЦИИ В ДОЛГОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ НК КМГ

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

Долговой инструмент содержит следующие ключевые положения:

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

ii. Если в течение срока обращения долгового инструмента общая сумма приобретенных Компанией активов у НК КМГ превысит порог в 800 миллионов долларов США, Компания получит возможность финансировать приобретения путем продажи НК КМГ части долгового инструмента, на сумму превышающую порог, по номинальной стоимости с учетом накопленного купонного вознаграждения, проиндексированного к курсу доллар США / тенге на дату выпуска долгового инструмента.

iii. Если по истечению срока обращения долгового инструмента НК КМГ не погасит остаток долга деньгами, Компания может выплатить акционерам Специальный Дивиденд в размере, достаточном для зачета против оставшейся суммы долгового инструмента.

iv. В случае необходимости Компания примет меры по обеспечению достаточного уровня денежных средств, размещенных в банках, соответствующих политике управления денежными средствами Компании, в достаточном объеме для выплаты части Специального Дивиденда миноритарным акционерам. Были разработаны и введены в действие специальные процедуры, которые позволяют независимым директорам контролировать затраты, превышающие бюджетные суммы, в случае если уровень денежных средств, хранящихся в надежных банках, окажется недостаточным.

ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	2010	2009
Торговая дебиторская задолженность	65 367 737	49 398 083
Прочее	439 253	523 914
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(277 223)	(211 081)
	65 529 767	49 710 916

На 31 декабря 2010 года торговая и прочая дебиторская задолженность, выраженная в долларах США, представляла 93% от общей суммы дебиторской задолженности (в 2009 году: 90%). Оставшаяся дебиторская задолженность

выражена в тенге. Торговая дебиторская задолженность является беспроцентной со сроком погашения до 30 дней.

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

	2010	2009
Текущая часть	58 298 195	49 689 150
Просрочка от 0 до 30 дней	7 222 973	2 442
Просрочка от 120 и более дней	8 599	19 324
	65 529 767	49 710 916

ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	2010	2009
Срочные вклады в банках, выраженные в долларах США	75 315 631	8 041 112
Срочные вклады в банках, выраженные в тенге	12 982 717	71 469 368
Срочные вклады в банках, выраженные в евро	394 734	641 004
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в долларах США	5 067 220	20 541 767
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в тенге	3 880 555	6 933 117
Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в фунтах стерлингах	878 823	-
	98 519 680	107 626 368

По денежным средствам в банках установлена плавающая ставка вознаграждения, 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 вознаграждение по соответствующей ставке.

В 2010 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в тенге составляла 1,9% (в 2009 году: 6,2%). В

2010 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в долларах США составляла 0,2% (в 2009 году: 3,0%).

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

	2010	2009
Доля в ТОО «СП Казгермунай» («Казгермунай»)	96 737 910	122 424 309
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	20 356 923	21 351 028
	117 094 833	143 775 337

СП КАЗГЕРМУНАЙ

24 апреля 2007 года Компания приобрела у НК КМГ 50%-ую долю участия в совместном предприятии, Казгермунай,

осуществляющего добычу нефти и природного газа в южном и центральном Казахстане.

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

	2010	2009
Денежные средства	14 503 911	28 182 715
Текущие активы	9 998 641	8 219 342
Долгосрочные активы	125 855 630	127 628 947
	150 358 182	164 031 004
Текущие обязательства	21 808 244	16 472 625
Долгосрочные обязательства	31 812 028	25 134 070
	53 620 272	41 606 695
Чистые активы	96 737 910	122 424 309

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

	2010	2009
Доход	112 478 772	86 500 472
Расходы от операционной деятельности	(73 201 797)	(69 279 410)
Прибыль от операционной деятельности	39 276 975	17 221 062
Финансовые затраты, нетто	(169 169)	(2 092 941)
Прибыль до налогообложения	39 107 806	15 128 121
Расходы по подоходному налогу	(16 550 967)	(17 525 803)
Чистая прибыль (убыток) за год	22 556 839	(2 397 682)
(Отрицательная) положительная курсовая разница, признанная в прочем совокупном доходе	(460 988)	7 775 291

Доход за год в 2010 году представлен за вычетом влияния амортизации справедливой стоимости лицензий в сумме 10 175 494 тысячи тенге (в 2009 году: 10 642 389 тысяч тенге) и соответствующей экономии по отсроченному налогу в размере 1 129 711 тысяч тенге (в 2009 году: расходы по отсроченному налогу в размере 8 640 105 тысяч тенге).

В течение 2010 года Компания получила дивиденды от Казгермунай в сумме 47 782 250 тысяч тенге (в 2009 году: 3 768 250 тысяч тенге).

ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СОВМЕСТНО-КОНТРОЛИРУЕМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «CITIC CANADA ENERGY LIMITED» («CCEL»)

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

CCEL обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время Компания приняла на себя обязательство выплачивать CITIC любые дивиденды полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 753,2 миллиона долларов США (111 019 849 тысяч тенге) на 31 декабря 2010 года (в 2009 году: 790,5 миллионов долларов США или 117 288

512 тысяч тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли Компании в первоначальной цене приобретения, профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. Компания не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от CCEL. Соответственно, Компания признает в своем 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 135,9 миллионов долларов США (20 027 909 тысяч тенге) на 31 декабря 2010 года (в 2009 году: 141,7 миллионов долларов США или 21 022 017 тысяч 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 от CCEL составляет 15% в год.

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

	2010	2009
Текущие активы	25 459 836	27 436 006
Долгосрочные активы	119 535 632	112 162 558
	144 995 468	139 598 564
Текущие обязательства	23 498 775	11 680 985
Долгосрочные обязательства	121 496 693	127 917 579
	144 995 468	139 598 564
Чистые активы	-	-

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

9. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

	2010	2009
Доля в «Петроказakhstan Инк.» («ПКИ»)	139 164 657	130 962 455
Прочее	787 785	761 154
	139 952 442	131 723 609

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.

Цена приобретения была распределена между активами и обязательствами на основе относительной 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	3 361 953
Прочие активы	10 465 851
Займы	(128 983 948)
Прочая кредиторская задолженность	(48 102)
	15 776 581

На 22 декабря 2009 года прочие активы 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 13).

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

	2010	2009
Денежные средства	12 908 371	12 376 980
Текущие активы	33 467 489	51 347 630
Долгосрочные активы	199 098 292	143 541 055
	245 474 152	207 265 665
Текущие обязательства	69 317 233	22 436 202
Долгосрочные обязательства	36 992 262	53 867 008
	106 309 495	76 303 210
Чистые активы	139 164 657	130 962 455

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

	2010	2009
Доход	166 399 322	3 489 068
Расходы от операционной деятельности	(122 656 203)	(2 851 783)
Прибыль от операционной деятельности	43 743 119	637 285
Доход от повторного приобретения «Тургай Петролеум» («ТП»)	13 242 336	-
Расходы на финансирование, нетто	(988 517)	(12 725)
Прибыль до налогообложения	55 996 938	624 560
Расходы по подоходному налогу	(21 813 358)	(366 019)
Чистая прибыль за период	34 183 580	258 541
Убыток от пересчёта иностранной валюты, признанный непосредственно в прочем совокупном доходе	(776 305)	(276 913)

Доход за год в 2010 году приводится за вычетом влияния амортизации справедливой стоимости лицензий в сумме 13 638 372 тысячи тенге (с даты приобретения до 31 декабря 2009 года: 349 015 тысяч тенге) и списания справедливой стоимости товарно-материальных запасов в сумме 4 337 420 тысяч тенге.

В течение 2010 года Компания получила дивиденды от ПКИ в сумме 46 676 268 тысяч тенге (в 2009 году: ноль).

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

16 августа 2010 года ПКИ и Лукойл заключили Мировое соглашение (далее – «Соглашение») в отношении спора по ТП. В соответствии с соглашением, структура долевого

участия ТП остается неизменной: ПКИ и Лукойл будут продолжать совместно владеть ТП в равных долях. Кроме того, ПКИ выплатил сумму в размере 438,4 миллиона долларов США в качестве компенсации за убытки.

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

В отношении компенсации для компании Лукойл, 28 июля 2010 года «CNPC Exploration and Development Company Limited» («CNPC E&D») и Компания заключили отдельное Соглашение о принципах (СОП). Согласно СОП, доля Компании в компенсации для Лукойл выплачивалась ПКИ после того, как заём был гарантирован в этих целях. В то же самое время CNPC E&D осуществил взнос в уставный капитал ПКИ в сумме 441,6 миллионов долларов США, который

равен основной сумме займа, полученного ПКИ, включая затраты на финансирование. Для компании не возникает никакого ущерба или каких-либо обязательств с выплатой этой компенсации или любого связанного с ней обязательства, сохранив свою 33%-ую долю в ПКИ. Таким образом, в 2010 году Компания признала конечную прибыль в размере

145,7 миллионов долларов США (21 471 195 тысяч тенге) как прочий доход.

10. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	2010	2009
Материалы, по себестоимости	8 881 241	7 165 606
Сырая нефть, по себестоимости	9 898 695	8 360 098
	18 779 936	15 525 704

На 31 декабря 2010 года 347 685 тонн сырой нефти Компании находилось в резервуарах и транзите (в 2009 году: 380 703 тонны).

11. КАПИТАЛ

	Выпущенные акции (количество акций)		Простые акции	Привилегированные акции	Итого уставного капитала
	Простые акции	Привилегированные акции			
На 1 января 2009 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	12 528	-	203 266	-	203 266
Увеличение собственных выкупленных акций в результате выкупа	(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
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	5 927	-	66 258	-	66 258
Увеличение собственных выкупленных акций в результате выкупа	-	(1 346 213)	-	(24 531 975)	(24 531 975)
На 31 декабря 2010 года	68 429 671	2 789 894	237 579 145	(23 497 948)	214 081 197

11 октября 2010 года Казахстанская Фондовая Биржа утвердила новые листинговые требования, согласно которым Компания должна раскрывать общую сумму капитала за минусом прочих нематериальных активов (Примечание 6), деленную на общее количество акций в обращении на конец года. На 31 декабря 2010 года данный показатель на одну акцию составляет 16 249 тенге.

11.1 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

РАЗРЕШЁННЫЕ К ВЫПУСКУ АКЦИИ

Общее количество объявленных к выпуску простых и привилегированных акций составляет 70 220 935 (в 2009 году: 70 220 935) и 4 136 107 (в 2009 году: 4 136 107) соответственно. По состоянию на 31 декабря 2010 года 43 087 006 простых акций (в 2009 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 704 тенге за акцию (в 2009 году: 656 тенге за акцию), как по обыкновенным, так и по привилегированным акциям на дату фиксации реестра 7 июня 2010 года.

11.2 ОПЦИОННАЯ ПРОГРАММА ДЛЯ СОТРУДНИКОВ

Расход, признанный по плану наделяния служащих Компании акциями по льготной цене, связанному с услугами,

полученными от работников в течение года, составляет 309 987 тысяч тенге (в 2009 году: 248 106 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 с 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:

	2010		2009	
	No.	WAEP	No.	WAEP
В обращении на 1 января	1 384 542	17,41	808 701	14,82
Выдано в течение года	1 028 436	19,27	746 805	13,42
Исполнено в течение года	(35 561)	15,71	(109 093)	14,99
Истечение срока действия в течение года	(131 222)	19,11	(61 871)	21,18
В обращении на 31 декабря	2 246 195	18,15	1 384 542	17,41
Может быть исполнено на 31 декабря	543 641	21,83	257 823	15,25

Оставшийся контрактный средневзвешенный срок, по опционам на акции, на 31 декабря 2010 года составляет 6,24 года (в 2009 году: 6,12 года). Диапазон цены исполнения по опционам в обращении на 31 декабря 2010 года составлял 13,00 – 26,47 долларов США за ГДР (в 2009 году: 13,00

– 26,47 долларов США). ЕОР 1, ЕОР 2 и план по IPO являются планами на основе долевых инструментов, справедливая стоимость которых, оценивается на дату выдачи.

12. ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

	2010	2009
Средневзвешенное количество всех акций в обращении	72 561 873	73 057 697
Прибыль за год	234 501 890	209 726 900
Базовая и разводненная прибыль на акцию	3,23	2,87

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

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

13. ЗАЙМЫ

	2010	2009
Займы с фиксированной процентной ставкой	8 146 065	8 690 190
Средневзвешенная эффективная процентная ставка	7,42%	7,45%
Займы с плавающей процентной ставкой	114 334 798	128 982 970
Средневзвешенные эффективные процентные ставки	4,74%	5,41%
Итого займов	122 480 863	137 673 160
Долгосрочная часть	62 286 045	92 023 143
Текущая часть	60 194 818	45 650 017

Займы Компании выражены в долларах США. Займы с фиксированной ставкой (в 2010 году: 6 795 238 тысяч тенге, в 2009 году: 7 330 565 тысяч тенге), в основном, относятся к обязательству по возмещению исторических затрат, понесённых Правительством до того, как Компания приобрела лицензии, срок выплаты которых истекает 31 декабря 2025 года. Компания дисконтировала данное обязательство по ставке 7,93% и учитывает эти займы по амортизированной стоимости.

Займы Компании с плавающей ставкой вознаграждения относятся к нотам КМГ ПКИ Финанс, которые были выпущены в 2006 году, в связи с приобретением 33%-ой доли участия в ПКИ (Примечание 9). 5 июля 2006 года КМГ ПКИ Финанс выпустило ноты с плавающей ставкой вознаграждения на сумму 1 374 500 тысяч долларов США. На 31 декабря 2010 года непогашенная сумма по нотам и начисленное вознаграждение составляют 760 034 тысячи долларов США и 15 643 тысячи долларов США, соответственно (112 029 012 тысяч тенге и 2 305 786 тысяч тенге соответственно) (в 2009 году: 850 010 тысяч долларов США и 19 382 тысячи долларов США соответственно или 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 размере 2,9073%. Ноты погашаются по 1/7 от суммы основного долга и начисленного вознаграждения в первый понедельник июля каждого года в размере, не превышающим денежные средства находящиеся в ограничении. Так как этот заём является безоборотным, любые непогашенные годовые суммы основного долга и вознаграждения по нотам будут считаться подлежащими уплате на следующую дату платежа и вознаграждение будет начисляться по ставке, применимой для соответствующего периода начисления. Если КМГ ПКИ Финанс не сможет погасить общую сумму отсроченной суммы основного долга и вознаграждения, непогашенных на дату истечения первоначального периода в июле 2013 года, КМГ ПКИ Финанс может просить погашения имеющейся суммы задолженности на каждый восьмой, девятый и десятый годы после даты выпуска. Будет ли КМГ ПКИ Финанс разрешено погасить непогашенную сумму на восьмой, девятый и десятый годы после даты выпуска будет оставлено на усмотрение доверительного собственника. На 31 декабря 2010 года отсроченная сумма основного долга составляла 183 558 тысяч долларов США (27 056 450 тысяч тенге) (в 2009 году: 79 463 тысяч долларов США или 11 789 187 тысяч тенге).

14. РЕЗЕРВЫ

	Экологическое обязательство	Налоги	Обязательства по выбытию активов	Прочие	Итого
На 1 января 2009 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
Дополнительные резервы	-	2 795 918	223 432	998 919	4 018 269
Сторнирование неиспользованных сумм	-	(4 835 885)	-	-	(4 835 885)
Амортизация дисконта	-	-	1 168 011	-	1 168 011
Изменения в оценках	-	-	(542 100)	-	(542 100)
Использовано в течение года	(2 207 597)	(7 285 707)	(956 735)	(287 899)	(10 737 938)
Текущая часть	3 170 070	11 685 058	695 421	311 083	15 861 632
Долгосрочная часть	16 631 190	-	13 926 215	5 067 842	35 625 247
На 31 декабря 2010 года	19 801 260	11 685 058	14 621 636	5 378 925	51 486 879

15. ДОХОДЫ

	2010	2009
Экспорт:		
Сырая нефть	556 566 299	435 815 380
Внутренний рынок (Примечание 22):		
Сырая нефть	34 603 268	31 964 447
Продукты переработки газа	6 452 132	4 826 049
Продукты переработки	6 104 431	4 897 497
Прочие продажи и услуги	5 516 268	7 990 106
	609 242 398	485 493 479

16. ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

	2010	2009
Рентный налог	97 484 646	58 673 500
Налог на добычу полезных ископаемых	70 932 591	55 087 266
Вознаграждения работникам	66 241 795	50 876 767
Транспортные расходы	57 794 777	53 793 843
Износ, истощение и амортизация	35 486 128	31 155 360
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	28 857 572	21 178 039
Материалы и запасы	12 007 713	10 135 010
Электроэнергия	10 987 439	10 429 959
Управленческий гонорар и комиссии по продажам (Примечание 19)	8 281 574	7 648 453
Экспортная таможенная пошлина	6 477 735	-
Прочие налоги	4 815 027	5 031 000
Социальные проекты	4 137 051	2 239 845
Штрафы и пени	2 805 102	8 132 702
Убыток от выбытия основных средств	2 200 613	2 547 437
Расходы по нерезультативным скважинам	1 103 615	-
Геологические и геофизические расходы	968 648	390 950
Изменение баланса нефти	(1 538 597)	213 835
Прочее	13 449 630	13 071 663
	422 493 059	330 605 629

17. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ / РАСХОДЫ

17.1 ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

	2010	2009
Процентный доход по срочным вкладам в банках	27 613 518	42 880 748
Процентный доход по долговым инструментам НК КМГ	7 061 243	-
Процентный доход по дебиторской задолженности от совместно-контролируемого предприятия	3 101 386	3 216 660
Процентный доход по финансовым активам, удерживаемым до погашения	239 628	404 288
Прочее	24 010	257 209
	38 039 785	46 758 905

17.2 РАСХОДЫ НА ФИНАНСИРОВАНИЕ

	2010	2009
Расходы по вознаграждению	6 192 140	958 917
Амортизация дисконта на обязательство по выбытию активов	1 168 012	1 204 068
Обесценение финансовых активов, удерживаемых до погашения	16 449	570 928
Реализованный убыток по производным инструментам по сырой нефти	-	246 132
Прочее	118 954	261 244
	7 495 555	3 241 289

18. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

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

	2010	2009
Корпоративный подоходный налог	45 298 691	63 934 177
Налог на сверхприбыль	10 276 747	20 648 241
Текущий подоходный налог	55 575 438	84 582 418
Корпоративный подоходный налог	1 683 946	(7 015 624)
Налог на сверхприбыль	185 879	(1 820 965)
Отсроченный подоходный налог	1 869 825	(8 836 589)
Расходы по подоходному налогу	57 445 263	75 745 829

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

	2010	2009
Прибыль до налогообложения	291 947 153	285 472 729
Подоходный налог	57 445 263	75 745 829
Эффективная ставка налога	20%	27%
Ставка подоходного налога, установленная законодательством	20	20
Увеличение (уменьшение) в результате:		
Налогов на сверхприбыль	4	8
Корпоративного подоходного налога за предыдущие годы	-	(1)
Доля в результатах ассоциированных компаний и совместных предприятий	(4)	-
Дохода, не облагаемого налогом	(2)	-
Изменения в резерве по КПН	-	(1)
Расходы, не относимые на вычеты	2	1
Эффективная налоговая ставка	20	27

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

	Основные средства	Резервы	Налоги	Прочее	Итого
На 1 января 2009 года	2 855 336	(1 284 424)	(279 765)	(2 720 095)	(1 428 948)
Признано в составе прибылей и убытков	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)
Отсроченные налоги, полученные при объединении бизнеса	1 816 597	-	-	-	1 816 597
Признано в составе прибылей и убытков	4 878 318	(346 980)	(2 914 487)	252 974	1 869 825
На 31 декабря 2010 года	10 823 785	(1 469 251)	(11 746 223)	(4 187 426)	(6 579 115)

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

Продажи и приобретения со связанными сторонами за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 годов и сальдо по сделкам со связанными сторонами на 31 декабря 2010 и 2009 годов, представлены следующим образом:

	2010	2009
Продажи товаров и услуг (Примечание 15)		
Организации под общим контролем	594 059 556	386 384 246
Прочие организации, контролируемые государством	986 698	1 106 860
Совместные предприятия	328 627	398 864
Ассоциированные компании	34 332	9 416
Народный Банк Казахстана	23 955	778
Приобретения товаров и услуг (Примечание 16)		
Организации под общим контролем	25 597 155	25 084 989
Материнская компания	7 775 474	7 212 870
Прочие организации, контролируемые государством	12 434 270	12 651 588
Ассоциированные компании	995 559	267 312
Народный Банк Казахстана	1 190 601	1 278 380
Проценты, начисленные по финансовым активам		
Проценты, начисленные по Долговому инструменту	7 061 243	-
Эффективная процентная ставка по Долговому инструменту – индексированная к долларам США/тенге	6,87%	-
Народный Банк Казахстана	12 854 310	17 857 881
Средняя процентная ставка по депозитам	7,31%	8,30%
Казкоммерцбанк	9 489 680	10 621 306
Средняя процентная ставка по депозитам	8,54%	8,34%
БТА Банк	112 906	2 347 620
Средняя процентная ставка по депозитам	12,00%	11,48%
Убыток от обесценения по финансовым активам, удерживаемым до погашения		
БТА Банк	16 449	570 928
Зарплата и прочие краткосрочные выплаты		
Члены Совета директоров	115 197	109 729
Члены Правления	325 066	196 930
Выплаты на основе долевых инструментов		
Члены Совета директоров	5 248	5 698
Члены Правления	33 917	37 687

	31 декабря 2010 года	31 декабря 2009 года
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 7)		
Народный Банк Казахстана	13 141 643	51 232 052
Казкоммерцбанк	997 391	14 572 711
БТА Банк	10 381	19 085 560
Финансовые активы (Примечание 7)		
Народный Банк Казахстана	99 583 042	232 974 000
Казкоммерцбанк	37 873 202	182 825 420
БТА Банк (за вычетом обесценения)	-	5 222 040
Долговой инструмент – индексированный к долларам США/тенге	220 967 915	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность (Примечание 7)		
Организации под общим контролем	66 981 677	51 319 746
Прочие организации, контролируемые государством	606 068	785 946
Совместные предприятия	20 432 051	21 399 372
Ассоциированные компании	7 540	-
Народный Банк Казахстана	98 300	-
Торговая кредиторская задолженность		
Организации под общим контролем	543 559	523 423
Материнская компания	2 591 825	1 009 802
Прочие организации, контролируемые государством	282 844	389 600
Ассоциированные компании	631 987	180 151
Народный Банк Казахстана	48 609	82 162

ПРОДАЖИ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Продажи связанным сторонам представляют собой в основном экспортные и внутренние продажи сырой нефти и нефтепродуктов предприятиям группы НК КМГ. Экспортные продажи связанным сторонам составили 6 860 318 тонн сырой нефти в 2010 году (в 2009 году: 5 320 931 тонну). Цены реализации сырой нефти определяются со ссылкой на котировки Platt's, скорректированные на стоимость фрахта, страхования и скидок на разницу в качестве. Средняя цена за тонну по таким продажам на экспорт составляла приблизительно 83 890 тенге в 2010 году (в 2009 году: 66 462 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 1 604 458 тонн от добытой сырой нефти в 2010 году (в 2009 году: 1 717 488 тонн). Цены реализации на внутреннем рынке определяются соглашением с НК КМГ. В 2010 году за поставленную на внутренний рынок нефть Компания получала в среднем 21 531 тенге (в 2009 году: 18 579 тенге). Торговая и прочая дебиторская задолженность связанных сторон представляет собой в основном суммы, относящиеся к операциям по экспортной реализации.

ПРИБРЕТЕНИЯ И КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Комиссия за управленческие услуги Материнской компании составила 7 775 474 тысячи тенге в 2010 году (в 2009 году: 7 212 870 тысяч тенге). Агентское вознаграждение за продажи сырой нефти в 2010 году составило 506 100 тысяч тенге (в 2009 году: 435 583 тысячи тенге). Услуги по транспортировке 6 128 082 тонн сырой нефти в 2010 году (в 2009 году: 6 967 200 тонн) были куплены у компании группы НК КМГ за 20 656 793 тысяч тенге в 2010 году (в 2009 году: 21 064 331 тысяча тенге). Остальные услуги, приобретенные у компаний группы НК КМГ, включают, в основном, платежи за демерредж, комиссионные по реализации и оплату электричества.

ВЫПЛАТЫ НА ОСНОВЕ ДОЛЕВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ЧЛЕНАМ ПРАВЛЕНИЯ

Выплаты на основе долевых инструментов ключевому руководящему персоналу представляют собой амортизацию выплат на основе долевых инструментов в течение срока наделения правами. Дополнительно в течение 2010 года Компания предоставила 122 434 опционов (в 2009 году: 117 942 опционов) по средней цене исполнения в размере 19,84 долларов США или 2 929 тенге (в 2009 году: 15,13 долларов США или 1 971 тенге).

20. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА ПО УПРАВЛЕНИЮ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Компании включают 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 путем тщательного мониторинга рынка долговых обязательств и использовать комбинацию задолженности с фиксированной и плавающей процентной ставкой. Для этого Компания в прошлом заключала 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 2010 года Компания имела долговые обязательства с плавающей ставкой на сумму в 114 334 798 тысяч тенге (в 2009 году: 128 982 970 тысяч тенге).

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 91% 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
2010		
Доллары США	+ 10%	75 147 053
Доллары США	- 15%	(112 720 579)
2009		
Доллары США	+ 10%	49 142 464
Доллары США	- 15%	(73 713 695)

КРЕДИТНЫЙ РИСК

Большую часть продаж Компания осуществляет аффилированному предприятию Материнской компании и имеет в отношении него существенную концентрацию риска по дебиторской задолженности (Примечания 7, 19). Дополнительная незначительная доля дебиторской задолженности распределена по однородным группам и постоянно оценивается на предмет обесценения на совокупной основе, в результате чего риск Компании по безнадежной задолженности является несущественным.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Компании, которые включают денежные средства и их эквиваленты, финансовые инвестиции, удерживаемые до погашения, 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 и зарубежных банках, а также приобретает государственные облигации, удерживаемые до погашения. Кроме того, Компания приобрела долговой инструмент, выпущенный Материнской компанией (Примечание 7).

Политика управления денежными средствами Компании ограничивает суммы финансовых активов, которые можно содержать в каком-либо из банков, в зависимости от размера капитала уровня такого банка и его долгосрочного кредитного рейтинга, присвоенного агентством Standard & Poors (например, не более 40% для банка с рейтингом «BB» на 31 декабря 2010 года). В 2010 году Совет Директоров Компании одобрил переходный план, направленный на то, чтобы позволить Компании лучше управлять своими кредитными рисками и более тщательно следовать своей измененной политике управления денежными средствами.

Политика с внесенными в нее изменениями требует, чтобы Компания не размещала финансовые активы в тех местных и зарубежных банках, которые являются резидентами Казахстана, чей рейтинг ниже более чем на два уровня суверенного кредитного рейтинга Казахстана. Если филиалы зарубежных банков не имеют отдельных кредитных рейтингов, то могут применяться кредитные рейтинги их материнских банков. Политика управления денежными средствами определяет филиал зарубежного банка как банк, который, по меньшей мере, на 50% принадлежит иностранному материнскому банку. В этом случае кредитный рейтинг иностранного материнского банка должен быть как минимум «А-», присвоенный рейтинговым агентством «Standard and Poor's». Когда Компания размещает финансовые активы в иностранном банке, осуществляющем основные операции за рубежом, рейтинг такого банка также должен быть не менее «А-», присвоенный агентством «Standard and Poor's». Переходный план позволяет Компании удерживать финансовые активы в Народном Банке и Казкоммерцбанке вне зависимости от их кредитных рейтингов, учитывая, что ФНБ «Самрук-Казына» имеет долю в вышеуказанных банках. Максимальный риск для Казкоммерцбанка и Народного Банка составляет 250 миллионов долларов США и 750 миллионов долларов США по состоянию на 31 декабря 2010 года и 250 миллионов долларов США и 500 миллионов долларов США по состоянию на 31 декабря 2011 года, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2010 года Компания значительно снизила свой ежегодный риск по казахстанской банковской системе преимущественно благодаря приобретению долговых инструментов Материнской компании и увеличению депозитов в иностранных банках. В результате, значительно вырос уровень соответствия Компании политике управления денежными средствами, и суммы финансовых активов в инструментах и учреждениях, не выполняющих требований политики, являются несущественными по состоянию на 31 декабря 2010 года.

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

дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's».

Банки	Местонахождение	Рейтинг ¹		2010	2009
		2010	2009		
Инвестиции в Долговые инструменты НК КМГ	Казахстан	BBB- (стабильный)	BB+ (стабильный)	220 967 915	-
Народный Банк	Казахстан	B+ (стабильный)	B+ (отрицательный)	112 724 685	284 204 891
АТФ Банк ²	Казахстан	BBB (положительный)	Рейтинг отозван	86 746 032	43 506 484
Сити Банк	Казахстан / Великобритания	A+ (отрицательный)	A (стабильный)	75 505 810	17 254 342
HSBC	Казахстан / Гонконг / Великобритания	AA (стабильный)	AA (отрицательный)	70 384 415	25 679 952
Национальный Банк Республики Казахстан	Казахстан	Baa2 (стабильный)	Baa2 (отрицательный)	54 916 073	-
Казкоммерцбанк	Казахстан	B (отрицательный)	B (отрицательный)	38 870 593	197 375 592
RBS Казахстан	Казахстан	A (стабильный)	A (стабильный)	21 412 244	38 916 400
Дойче Банк	Германия	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	8 816 125	4 626 872
Credit Suisse	Британские Виргинские острова	A+ (стабильный)	A+	4 971 970	4 573 579
Банк Центр Кредит	Казахстан	Ba3 (отрицательный)	Ba3 (отрицательный)	1 840 538	2 144
ING Bank	Нидерланды	A+	A+	668 737	1 997 796
БТА Банк	Казахстан	B- (стабильный)	D/прогноз отсутствует	10 381	24 307 599
Прочие				149 540	105 045
				697 985 058	642 550 696

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 2010 года на основании договорных недисконтированных платежей:

Год, закончившийся 31 декабря 2010 года	По требованию	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1 год - 5 лет	Свыше 5 лет	Всего
Займы	-	253 358	60 419 794	63 362 092	3 348 200	127 383 444
Торговая и прочая кредиторская задолженность	47 304 799	-	-	-	-	47 304 799
	47 304 799	253 358	60 419 794	63 362 092	3 348 200	174 688 243

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

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

² АТФ Банк является членом Группы ЮниКредит.

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.

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 нормально-го уровня достаточности капитала для ведения деятельности Компании и максимизации прибыли акционеров.

На 31 декабря 2010 года у Компании было устойчивое финансовое положение и структура капитала. В дальнейшем, Компания намерена поддерживать структуру капитала, что дает ей гибкость и позволяет использовать возможности роста по мере их возникновения.

Компания управляет структурой капитала и изменяет ее в соответствии с изменениями экономических условий. С целью сохранения и изменения структуры капитала Компания может регулировать размер выплат дивидендов, возвращать капитал акционерам и выпускать новые акции. За годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 годов, не было внесено изменений в цели, политику и процедуры управления капиталом.

21. ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

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

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	2010	2009	2010	2009
Текущие финансовые активы				
Денежные средства и их эквиваленты	98 519 465	107 626 368	98 519 465	107 626 368
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	54 916 073	-	54 916 073	-
Срочные вклады в долларах США	264 841 437	447 254 500	264 841 437	447 254 500
Срочные вклады в тенге	57 786 248	87 033 308	57 786 248	87 033 308
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	1 203 834	1 082 100	1 203 834	1 082 100
Инвестиции в долговой инструмент	256 928	-	256 928	-
Прочие финансовые активы	270	270	270	270
Долгосрочные финансовые активы				
Инвестиции в долговой инструмент	220 710 987	-	220 710 987	-
Дебиторская задолженность от совместно- контролируемого предприятия	19 153 089	20 268 928	19 153 089	20 268 928
Срочные вклады в тенге	953 920	636 520	953 920	636 520
Прочие финансовые активы	160 911	161 411	160 911	161 411
Финансовые обязательства				
Займы с плавающей процентной ставкой	114 334 798	128 982 970	114 334 798	128 982 970
Займы с фиксированной процентной ставкой	8 146 065	8 690 190	8 146 065	8 690 190

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.

22. 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. Хотя Правительство провело ряд стабилизационных мер, направленных на поддержание ликвидности и предоставление рефинансирования внешнего долга для Казахстанских банков и компаний, все еще существует неопределенность в отношении доступа к капиталу и стоимости капитала для Компании и ее контрагентов, которая может повлиять на финансовое положение Компании, результаты ее деятельности и экономические перспективы.

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 обязет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем поставляемой Компанией в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше дохода, чем от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может оказать существенное и отрицательное влияние на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Компании.

В течение текущего года, в соответствии со своими обязательствами, Компания поставила 1 811 481 тонну нефти (в 2009 году: 2 017 488 тонн) на внутренний рынок, а совместное предприятие Казгермунай поставило 784 000 тонн сырой нефти (в 2009 году: 615 000 тонн) на внутренний рынок.

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. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2010 года.

Руководство Компании считает, что его интерпретация налогового законодательства является уместной, и что Компания имеет допустимые основания в отношении налоговой позиции и будет оспаривать начисления, произведенные налоговым органом, в полной мере, возможной в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

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 очистку 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. 9 марта 2010 года суд третьей инстанции также вынес решение в пользу таможенных органов. Компания планирует обжаловать данный вопрос в Верховном Суде Казахстана.

Руководство Компании полагает, что в итоге оно окажется правым в данном вопросе и в связи с этим суммы не были начислены в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2010 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 гражданского законодательства или изменения в законодательстве, не могут быть достоверно оценены. Кроме сумм, раскрытых в Примечании 14, руководство считает, что не существует вероятных либо возможных экологических обязательств, которые могут существенно и негативно повлиять на финансовое положение Компании, отчет о прибылях и убытках или отчет о движении денежных средств.

ЛИЦЕНЗИИ НА НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

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

окажут существенного влияния на финансовое положение Компании, отчет о совокупном доходе или отчет о движении денежных средств.

Месторождения нефти и газа Компании расположены на земле, принадлежащей Мангистауской и Атырауской областным администрациям. Лицензии выданы Министерством энергетики 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	Операционные расходы
2011	98 326 086	5 539 151
2012	7 260 231	4 240 970
2013	-	4 006 987
2014	-	4 006 987
2014-2021	-	18 823 598
Итого	105 586 317	36 617 693

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПОСТАВКЕ СЫРОЙ НЕФТИ

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

ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА КАЗГЕРМУНАЙ

По состоянию на 31 декабря 2010 года доля Компании в договорных обязательствах Казгермунай представлена следующим образом:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2011	4 575 950	2 545 941

23. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

ПРИОБРЕТЕНИЕ ПРИВИЛЕГИРОВАННЫХ АКЦИЙ НА КФБ

В рамках программы обратного выкупа собственных акций, 3 февраля 2011 года Компания приобрела 236 430 привилегированных акций с итоговой ценой приобретения 4 552 046 тысяч тенге посредством специализированной торговли своими привилегированными акциями на КФБ. С начала

программы обратного выкупа Компания приобрела 1 582 643 привилегированных акций общей стоимостью 28 909 971 по состоянию на 3 февраля 2011 года.

Данная консолидированная финансовая отчетность подписана от имени Компании следующими лицами, состоящими в должностях, указанных по состоянию на 11 февраля 2011 года:

Генеральный директор	Ибрашев К. Н.
Финансовый директор	Бекежанова Ж.
Финансовый контролер	Дрэйдер Ш., СА

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ

ГОДОВОЕ ОБЩЕЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ

Годовое общее собрание акционеров состоится в 10:00, 5 мая 2011 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.kmger.kz.

ЗАПРОСЫ АКЦИОНЕРОВ

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

- Держатели простых и привилегированных акций: АО «Фондовый Центр», 79 «А», ул. Желтоқсан, 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, Telephone +1 888 269 23 77 (бесплатный звонок для США), Telephone +1 201 680 68 25 (вне США), Email: shrrelations@bnymellon.com, www.adrbnymellon.com.

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 ЗАПРОСОВ СМИ)

Тел.: +7 (7172) 97-76-00
Факс: +7 (7172) 97-79-24
E-mail: pr@kmger.kz

КОРПОРАТИВНЫЙ СЕКРЕТАРЬ (ЗАПРОСЫ АКЦИОНЕРОВ)

Тел.: +7 (7172) 97-54-13
Факс: +7 (7172) 97-76-33
E-mail: a.kasenov@kmger.kz

СВЯЗЬ С ИНВЕСТОРАМИ (ЗАПРОСЫ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫХ ИНВЕСТОРОВ)

Тел.: +7 (7172) 97-54-33
Факс: +7 (7172) 97-54-45
E-mail: ir@kmger.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@kmger.ru

АУДИТОРЫ

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

РЕГИСТРАТОР

АО «Фондовый Центр»
ул. Желтоқсан, 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). Владеет 94% долей в АО «Каражанбасмунай».

- Gaffney, Cline & Associates

Независимая международная консалтинговая компания, специализирующаяся на оценке запасов углеводородов.

- KASE / КФБ

Казахстанская Фондовая Биржа

- Korea Gas Corporation (KOGAS)

KOGAS - южнокорейская газовая корпорация, является крупнейшим импортером сжиженного природного газа (СПГ) в мире и единственным поставщиком СПГ в Корею. Под управлением KOGAS - три терминала СПГ и национальная сеть газопроводов протяженностью 2 739 км.

- LSE / ЛФБ

Лондонская Фондовая Биржа

- Standard & Poor's

Международное рейтинговое агентство, которое занимается присвоением краткосрочных и долгосрочных кредитных рейтингов.

- АНПЗ

Атырауский нефтеперерабатывающий завод

- Барр.

Баррель

- Би Джи Групп плс

Би Джи Групп плс - мировой лидер в производстве природного газа. Стратегия компании – поставка ресурсов на определенные высококонкурентные рынки. «Би Джи Групп» работает в более чем 25 странах на пяти континентах по следующим основным направлениям – разведка и добыча, производство сжиженного природного газа (СПГ), транспортировка и распределение, а также производство электроэнергии. «Би Джи Групп» хорошо знает особенности рынка по газу, поэтому разработка и его добыча являются ключевыми направлениями коммерческой деятельности.

- Би Джи Казахстан

Би Джи Казахстан, подразделение Би Джи Групп, работает в Казахстане на протяжении 18 лет. Доля Би Джи Групп в проекте огромного нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак составляет 32,5%, где Би Джи, как и партнер ЕНИ, является совместным оператором. Компания также входит в число акционеров (2%) Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), доставляющего казахстанскую нефть на мировые рынки.

- Казахойл Актобе (КОА)

КОА имеет контракт на недропользование двух месторождений Алибекмола и Кожасай, расположенных в Актыбинской области. Объем добычи за 2010 год составил 0,98 млн. тонн (20 тыс. баррелей в сутки), доказанные и вероятные запасы оцениваются около 30 млн. тонн (217 млн. баррелей нефтяного эквивалента). Вторым акционером КОА является компания Caspian Investments Resources.

- Казахтуркмунай (КТМ)

КТМ имеет два контракта на недропользование и разрабатывает пять месторождений: Западный Елемес, Северо-Восточный Сазтобе, Юго-Восточный Сазтобе в Мангыстауской области, Лактыбай и Каратобе Южное в Актыбинской области. Объем добычи за 2010 год составил 0,23 млн. тонн (4,6 тыс. баррелей в сутки) доказанные и вероятные запасы оцениваются около 5,6 млн. тонн (41 млн. баррелей нефтяного эквивалента). Вторым акционером КОА является компания Turkish Petroleum Corporation (ТРАО).

- Казгермунай (КГМ)

ТОО «СП «Казгермунай» - шестая по объемам добычи Казахстанская нефтяная компания по результатам 2010 года. Запасы компании по категории 2Р (доказанные и вероятные) по состоянию на конец 2010 года, по предварительным данным, составляют 24 млн. тонн (180 млн. баррелей). Добыча в 2010 г. составила 3,1 млн. тонн (65 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 г. Запасы компании по категории 2Р (доказанные и вероятные запасы) по состоянию на конец 2010 года, по предварительным данным, составляют 67 млн. тонн (449 млн. баррелей).
- **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.
- **Категория 1Р**
Доказанные запасы
- **Категория 2Р**
Доказанные и вероятные запасы
- **Категория 3Р**
Доказанные, вероятные и возможные запасы
- **Китайская инвестиционная корпорация (CIC)**
Государственный инвестиционный фонд КНР. Основная миссия CIC - осуществление долгосрочных инвестиций для снижения рисков финансовой деятельности на благо своих акционеров.
- **ККМГ**
Казахстанско-Китайский магистральный газопровод
- **ККТ**
Казахстанско-Китайский трубопровод
- **КПН**
Корпоративный подоходный налог
- **КТК**
Каспийский трубопроводный консорциум
- **Коэффициенты баррелизации**
Для РД КМГ – 7,36 барр. за тонну; КГМ – 7,70; КБМ – 6,68; ПКИ – 7,75; другие – 7,33.
- **Мангистаумунайгаз (ММГ)**
ММГ является одной из крупнейших нефтегазовых компаний в Казахстане и занимается разведкой и добычей нефти. Объем добычи ММГ в 2010 году составил 5,7 млн. тонн. Доказанные и вероятные запасы категории 2Р по состоянию на конец 2009 года оцениваются около 75,9 млн. тонн (556 млн. баррелей). Основными активами ММГ являются месторождения Каламкас и Жетыбай в Западном Казахстане. В общем ММГ имеет 15 лицензий на геологоразведку и добычу нефти.
- **НДПИ**
Налог на добычу полезных ископаемых
- **НБК**
НБК владеет лицензией по контракту на недропользование № 992 (выданной в сентябре 2002 г.) на разведку и добычу углеводородов на месторождении «Новобогатинское Западное» в регионе Атырауской области. Доказанные и вероятные (2Р) запасы этого месторождения оцениваются в 13 млн. б.н.э. (согласно оценке технических экспертов РД КМГ). Стоимость приобретения данного актива составляет \$2,7/bbl. Согласно независимой оценке извлекаемые запасы месторождения оцениваются в 12,9 млн. б.н.э.
- **НСП**
Налог на сверхприбыль
- **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.
- **ПКОП**
ПетроКазахстан Ойл Продактс
- **ПНХЗ**
Павлодарский нефтехимический завод

- Рейтинги GAMMA

Рейтинг GAMMA (аббревиатура от английских слов governance, accountability, management metrics & analysis) - отражает мнение Службы рейтингов корпоративного управления Standard & Poor's об относительных плюсах и минусах практики корпоративного управления конкретной компании с точки зрения защиты инвесторов от возможной потери стоимости или упущенных возможностей для создания стоимости - вследствие недостатков в системе корпоративного управления. Практика и политика корпоративного управления оцениваются с помощью рейтинговой методологии Standard & Poor's, которая агрегирует положения международных кодексов, принципов и рекомендаций в отношении наилучшей практики корпоративного управления.

- СапаБарлау Сервис (СБС)

СБС владеет лицензией по контракту на недропользование №2193 (выданной в ноябре 2006 г.) на разведку нефти и газа на месторождении «Жаркамыс Восточный – 1» в Актюбинской области. Продление срока действия является отлагательным условием для закрытия сделки. Перспективные запасы с учетом риска этого блока оцениваются в 123-146 млн. б.н.э. (согласно оценке РД КМГ) и в 232 млн. б.н.э. (согласно независимой оценке). Стоимость приобретения этого актива в консервативном сценарии составляет \$0,24/bbl.

- Тургай Петролеум (ТП)

ТП владеет лицензиями на освоение разрабатываемого участка Северный Кумколь и северной части месторождения Восточный Кумколь. В 2010 году Тургай Петролеум добыла 3 млн. тонн (в среднем 62 тыс. баррелей в сутки). Объем доказанных и вероятных запасов по состоянию на 31 марта 2009 года составлял 104,4 млн. баррелей (доля РД КМГ 17,2 млн. баррелей).

- Тыс. барр.

Тысяч баррелей

- Тыс. барр. сут.

Тысяч баррелей в сутки

- 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.

- Эмбаунайгаз (ЭМГ)

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

- ЭТП

Экспортная таможенная пошлина