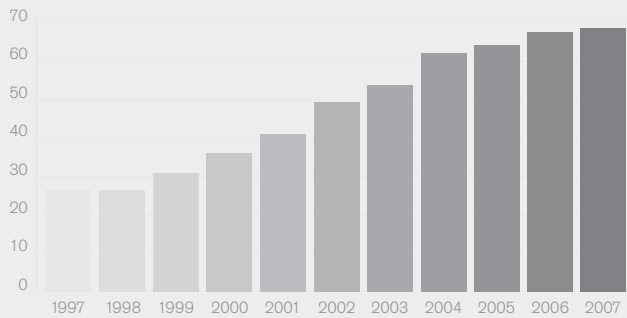


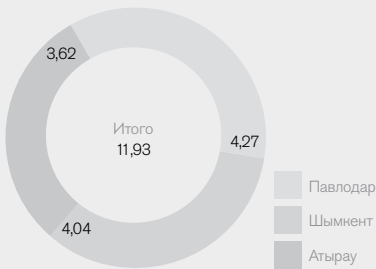
ФУНДАМЕНТ БУДУЩЕГО РАЗВИТИЯ

НЕФТЕГАЗОВАЯ
ОТРАСЛЬ
КАЗАХСТАНА

Добыча нефти в Казахстане, миллионов тонн в год



Нефтепереработка в Казахстане в 2007 г., миллионов тонн



НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ КАЗАХСТАНА

Располагая запасами нефти, которые оцениваются в 40 миллиардов баррелей, Казахстан занимает второе место по данному показателю среди стран, не входящих в ОПЕК. При наличии достаточного количества экспортных путей, в следующем десятилетии Казахстан может стать одним из крупнейших производителей и экспортеров нефти в мире. Прогнозируемый рост добычи и экспорта нефти останется одним из основных факторов повышения благосостояния и уровня жизни населения.

- **Доказанные запасы нефти** – 40 миллиардов баррелей, газа – 3 триллиона кубических метров.
- **В 2007 г. добыча нефти** составила 67 миллионов тонн (1,3 миллионов баррелей нефти в сутки).
- **Прогнозируется, что к 2015 г.** добыча нефти достигнет 120-130 миллионов тонн в год (2,4 – 2,6 миллионов баррелей нефти в сутки).
- **В 2007 г. было переработано** 12 миллионов тонн нефти (240 тысяч баррелей в сутки). Коэффициент использования первичных мощностей составил приблизительно 65%.
- В Казахстане имеется **свыше 200 нефтяных и газовых месторождений**. Основные: Кашаган, Тенгиз, Карачаганак, Узень.
- **Нефтепровод Узень – Атырау – Самара (УАС)** с пропускной способностью 17,5 миллионов тонн в год (350 тысяч баррелей в сутки) соединяет месторождения Западного Казахстана с российской нефтепроводной системой «Транснефть» и обеспечивает выход на западные рынки.
- **Нефтепровод каспийского трубопроводного консорциума (КТК)** длиной 1 510 км с пропускной способностью около 30 миллионов тонн в год (600 тысяч баррелей нефти в сутки) представляет собой кратчайший путь к российскому черноморскому порту Новороссийск. Имеются планы довести мощность до 67 миллионов тонн в год (1,3 миллионов баррелей нефти в сутки).
- **Казахстанско-Китайский Трубопровод (ККТ)** был введен в эксплуатацию в 2006 г. Это – первый нефтепровод из стран бывшего СССР в Китай. Пропускная способность ККТ составляет 10 миллионов тонн в год (200 тысяч баррелей нефти в сутки) и может быть удвоена с вводом 2-й очереди проекта.
- **Порт Актау** обеспечивает морской выход на другие государства Каспия, включая Азербайджан, где берет начало трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД).

ФАКТЫ О КАЗАХСТАНЕ

Население – 15,56 миллионов человек.

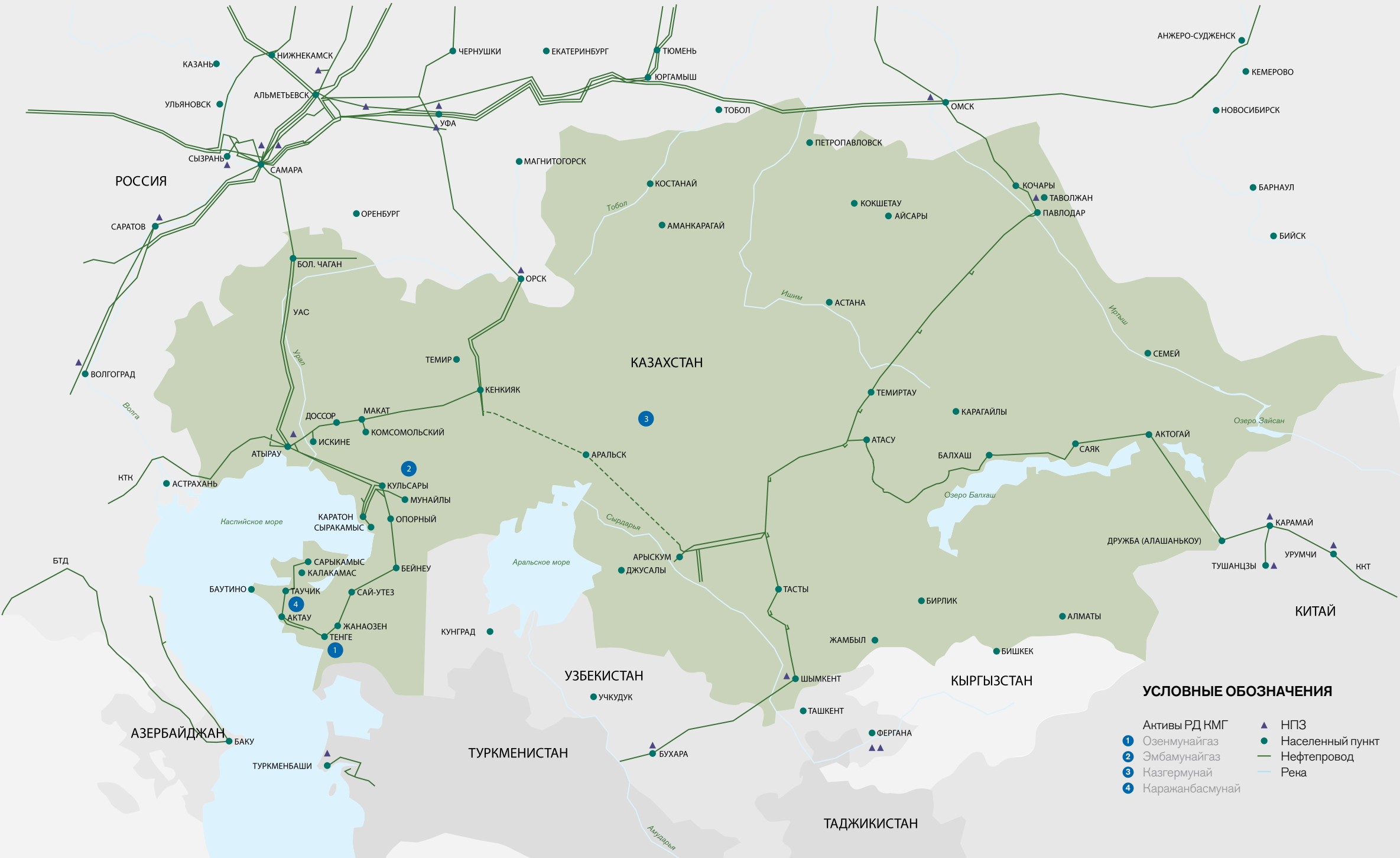
Площадь – 2,7 миллионов квадратных километров, (9-е место в мире; 1,8% суши Земли)

ВВП (2007 г.) – 12 726 миллиардов тенге (103,8 миллиардов долларов США). Рост ВВП: 8,5% (2007 г.), 9,6% (средн. в 2002 – 2007).

Национальная валюта: тенге (на 31 декабря 2007 г. обменный курс составил 120,30 тенге за 1 доллар США; средний обменный курс в 2007 г. составил 122,55 тенге за 1 доллар США).

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

Источники: Национальный банк Казахстана, МЭМР, Статистический обзор мировой энергетики, ВР, НК КМГ.



АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» является дочерней компанией национальной нефтегазовой компании Казахстана. После успешного первичного размещения капитала на лондонской и казахстанской фондовых биржах в конце 2006 года, РД КМГ заметно укрепила свои позиции как на внутреннем, так и на международном рынках в результате продуманного претворения в жизнь политики приобретений, программы инвестиций в основные активы и эффективных мер по оптимизации расходов.

СОДЕРЖАНИЕ

- 01 Финансовые и операционные показатели Компании
- 02 Коротко об АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»
- 04 Обращение Председателя совета директоров
- 06 Обращение генерального директора
- 08 Совет директоров
- 10 Менеджмент Компании
- 12 Приобретение новых активов
- 16 Рост запасов
- 20 Операционная деятельность
- 24 Социальная ответственность
- 28 Информация по корпоративному управлению
- 39 Анализ финансового положения и результаты финансово-экономической деятельности
- 54 Заключение независимого аудитора
- 55 Консолидированная финансовая отчетность
- 86 Справочная информация
- 88 Информация для акционеров
- 89 Финансовый календарь на 2008 год

ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОМПАНИИ

РОСТ, %

ЗАПАСЫ КАТЕГОРИИ 2Р

Миллиардов баррелей

2007: 2,14⁽¹⁾

2006: 1,51

+43%

ДОБЫЧА НЕФТИ

Миллионов тонн (тысяч баррелей в сутки)

2007: 10,6 (215)⁽²⁾

2006: 9,5 (192)

+12%

ВЫРУЧКА

Миллиардов тенге (миллиардов долларов США)

2007: 487 (3,99)

2006: 412 (3,27)

+18%

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ

Миллиардов тенге (миллиардов долларов США)

2007: 157 (1,28)

2006: 123 (0,97)

+28%

ДИВИДЕНД НА АКЦИЮ

Тенге на акцию (долларов США на ГДР)

2007: 563 (0,78)⁽³⁾

2006: 500 (0,68)

+13%

⁽¹⁾ Включает запасы РД, КМГ, КГМ (50%), КБМ (50%) по состоянию на 31.12.07, 31.09.06 и 31.12.06 соответственно.

⁽²⁾ Включает добычу КГМ (50%) и КБМ (50%) с момента приобретения этих активов в апреле и декабре 2007 г. соответственно.

⁽³⁾ Рекомендация совета директоров, подлежит утверждению Собранием акционеров 28.05.2008 г.

КОРОТКО ОБ АО «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМПАНИИ

ПРИБРЕТЕНИЯ

Приобретение новых активов является центральным элементом стратегии Компании со времени первичного размещения акций в 2006 г. Тесные отношения с материнской компанией и значительные финансовые ресурсы дают РД КМГ существенные конкурентные преимущества на рынке нефтегазовых активов в Казахстане.

ЗАПАСЫ

Существенные остаточные запасы на имеющихся месторождениях, с относительно низкими геологическими рисками. Приоритет – оптимизация разработки зрелых месторождений, позволяющая повысить эффективность извлечения запасов. Приобретение новых запасов ведется с 2007 г.

ФАКТЫ

- Два значительных приобретения в 2007 г.: 50% доля в Казгермунае в апреле и 50% доля в CCEL (Каражанбасмунай) в декабре.
- Вклад двух приобретений: суточная добыча + 25%, запасы 2Р + ~20%.
- Дополнительная прибыль за счет КГМ в 2007 г.: \$225 млн за вычетом неденежных поправок в соответствии с МСФО в сумме \$79 млн.

- 46 месторождений в Западном Казахстане.
- Узень – крупнейшее месторождение в портфеле основных активов.
- Коэффициент восполнения запасов в 2007 г. составил 490% (по категории 2Р, не включая приобретения).

ЦИФРЫ



ПЛАНЫ

Рассматриваемые приобретения в краткосрочной перспективе: 33% в Петроказахстан Инк., 50% в Казахойл-Актобе, 51% в Казхатуркунай. Продолжить работу по получению привлекательных активов в Казахстане как в области добычи, так и в области разведочных блоков. Рассмотреть потенциальные возможности за пределами Казахстана.

Реализация нового плана разработки месторождения Узень, предусматривающего увеличение коэффициента извлечения нефти с 42,2% до 45,9%. Оптимизация разработки других месторождений Компании.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА



Обширная программа геологоразведки в Западном Казахстане. В настоящее время приоритет – разведка на подсолевых горизонтах, на больших глубинах на блоках Лиман и Р-9, а также приобретение новых разведочных блоков.

- Разведочные блоки: Лиман, Р-9, Тайсойган.
- Сейсмика 2D в 2007 г. – 2 600 пог. км.
- Разведочное бурение в 2007 г. – 6 060 м.
- Глубины подсолевых горизонтов на блоках Лиман, Р-9 - более 5 000 м.



Продолжить проведение сейсмических исследований на существующих разведочных блоках.
Приступить к бурению двух разведочных скважин на подсолевые структуры на блоках Лиман и Р-9.
Расширить портфель разведочных активов Компании.

ДОБЫЧА



Вслед за значительным ростом в 2000-2005 гг., в настоящее время добыча на основных месторождениях поддерживается на стабильном уровне. Реализуется программа оптимизации добычи и затрат. Применяются технологии повышения нефтеотдачи.

- Вторая компания в Казахстане по объемам добычи нефти.
- Добыча в 2007 г. 10,6 млн. тонн (215 тыс. баррелей в сутки), включая 9,53 млн. тонн на основных активах и 1,11 млн. тонн – доля в добыче новых активов с даты их приобретения.
- 6 000 добывающих скважин в эксплуатации в 2007 г. на основных активах.



Поддержание добычи на оптимальном уровне. Сокращение воздействия инфляции на себестоимость добычи, путем внедрения мер по оптимизации затрат.
Соответствие стандартам в области защиты экологии и безопасности труда.

ТРАНСПОРТИРОВКА И СБЫТ



Тесные отношения с материнской компанией обеспечивают РД КМГ надежный доступ к трубопроводной инфраструктуре. Нефтепроводы УАС и КТК являются основными экспортными направлениями для Компании. РД КМГ является крупнейшим поставщиком на Атырауский НПЗ. Казгермунай поставяет нефть по Казахстанско-Китайскому трубопроводу.

- Нефтепровод КТК – наиболее прибыльный маршрут поставок нефти для РД КМГ.
- Нефтепровод УАС обеспечивает большую часть экспорта Компании.
- Обязательство поставок на внутренний рынок по льготным ценам: 1,9 млн. тонн в год.



Оптимизация использования существующих экспортных транспортных маршрутов. Повышение экономической эффективности поставок на внутренний рынок.

ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

С момента обретения независимости Казахстаном в 1991 г. экономика нашей страны, развиваясь в соответствии с долгосрочной стратегией развития «Казахстан-2030», привлекает внимание многих инвесторов, особый интерес которых вызывают богатые нефтегазовые ресурсы. Сегодня нефтяная промышленность вносит значительный вклад в развитие экономики страны, ее инфраструктуры и общее благосостояние населения. Естественно, что государство должно уделять должное внимание защите национальных интересов, предоставляя инвесторам возможность разработки богатейших углеводородных ресурсов.

В этой связи АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» («НК КМГ») играет важнейшую роль для казахстанцев и отечественной экономики, поэтому я с благодарностью отмечаю тот факт, что большинство иностранных инвесторов относятся с должным пониманием и уважением к усилению нашей роли в нефтегазовой отрасли и стремлению занять достойную нишу в мировом бизнесе.

Прошлый год был успешным для группы компаний «КазМунайГаз» в целом и для АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ» или «Компания»), в частности. В нашем годовом отчете за 2007 г. мы уделили должное внимание не только природным ресурсам, но и людям, благодаря которым РД КМГ удалось добиться значительных результатов.

Мне приятно отметить, что за год после размещения ГДР и акций на лондонской и казахстанской фондовых биржах РД КМГ укрепила свое положение на внутреннем и международном рынке и достигла значительных финансовых и стратегических успехов, заложив тем самым прочный фундамент для дальнейшего роста.

РД КМГ продолжает уверенно нести флаг одного из лидеров нефтегазовой индустрии Казахстана и, перенимая лучший международный опыт, является ярким представителем казахстанского бизнеса. Отношения с материнской компанией по-прежнему основаны на принципах тесного делового сотрудничества и взаимного доверия.

Мы можем твердо заявить, что выполнили обещания, данные акционерам РД КМГ в начале прошлого года. Приобретение 50%-х долей в казахстанских нефтяных компаниях ТОО СП «Казгермунай»

(Казгермунай) и АО «Каражанбасмунай» (Каражанбасмунай) явилось подтверждением эффективности осуществляемой руководством бизнес-стратегии. Сохранив уровень добычи на основных месторождениях, мы продолжаем инвестировать в геологоразведочные проекты и оптимизируем расходы.

В соответствии с отчетом независимой консалтинговой фирмы Gaffney, Cline & Associates доказанные и вероятные запасы нефти РД КМГ составляют 240 миллионов тонн (1,8 миллиарда баррелей) без учета долей в компаниях Казгермунай и Каражанбасмунай. Это на 18% больше, чем в начале 2007 г. Увеличение доказанных и вероятных запасов произошло, в основном, благодаря пересмотру плана разработки месторождения Узень. В соответствии с новым планом будет продлена «полка» добычи на основных активах за счет применения современных технологий, дополнительного бурения скважин и перехода на новую систему заводнения.

Приходящиеся на долю РД КМГ запасы нефти категории 2Р на активах компаний Казгермунай и Каражанбасмунай составляют соответственно 20,3 миллиона тонн (155 миллионов баррелей) и 32,8 миллиона тонн (219 миллионов баррелей).

После успешной трансформации Компании в результате первичного размещения акций мы заложили фундамент для реализации нашего большого потенциала. В процессе выполнения намеченных планов нам приходится время от времени сталкиваться с трудностями самого разного характера: от проблем, связанных с влиянием суровых природно-климатических условий на ведение операционной деятельности, до сложностей в вопросах государственного регулирования нефтедобывающей отрасли и инфраструктурных ограничений.

Мы надеемся, что высокий профессиональный уровень персонала, накопленный опыт в решении сложных задач, правильно избранная бизнес-стратегия позволят нам преодолеть определенные сложности и обеспечить дальнейший рост РД КМГ.

В этой связи мне бы хотелось поблагодарить всех и каждого из сотрудников – от рабочих-нефтяников до менеджеров – за их самоотверженный и упорный труд, который является залогом нашего успеха.

Я также хочу выразить благодарность совету директоров и независимым членам совета за лидерские, деловые качества и самоотдачу, с которой они работают. Перенимая лучший международный опыт, РД КМГ становится в один ряд с мировыми нефтяными компаниями и продолжает добиваться высоких результатов для своих акционеров.



Узакбай Карабалин
Председатель совета директоров
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

//
Мне очень приятно отметить, что за первый год после размещения своих акций на биржах Казахстана и Лондона, РД КМГ значительно укрепила свое положение как в финансовом, так и в стратегическом отношении. Уже в течение нескольких лет Компания продолжает стабильно повышать свои показатели по выручке, запасам, объему добычи нефти и прибыли.

Узакбай Карабалин, Председатель совета директоров РД КМГ //



ОБРАЩЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА

С момента обретения статуса публичной компании АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ» или «Компания») прошла успешный путь и добилась высоких результатов. После IPO мы определили для себя основную цель - заложить прочный фундамент для будущего роста - и с этой задачей справились. Компания стала второй в Казахстане по объему добычи нефти, достигшему 240 тысяч баррелей в сутки. В 2007 г. наши запасы, без учета новых приобретений, по категории 2Р выросли на 18%, еще более 20% добавили новые активы. Чистая прибыль Компании увеличилась на 28%, достигнув рекордного уровня за всю историю Компании. Имя и репутация РД КМГ поднялись на качественно новый уровень и стали знакомы широкому кругу специалистов.

Наши успехи были достигнуты благодаря многим факторам. Во-первых, тесное сотрудничество и партнерские отношения с НК КМГ и правительством Казахстана играют ключевую роль в реализации нашей стратегии приобретений и дают нам большие преимущества при рассмотрении новых возможностей развития бизнеса. Во-вторых, прогрессивный рост РД КМГ в 2007 г. свидетельствует о высоком уровне профессионализма и об эффективном труде наших коллег, от рабочих-нефтяников до членов совета директоров. В-третьих, одним из сопутствующих факторов успеха является высокая цена на нефть на рынке в настоящий момент и возможность РД КМГ в полной мере воспользоваться столь благоприятной рыночной конъюнктурой.

В 2007 г. мы сделали два крупных приобретения. Сделки по приобретению 50%-х долей в компаниях Казгермунай и Каражанбасмунай были завершены в апреле и декабре 2007 г. соответственно. За период с момента завершения сделок до конца 2007 г. наша доля в добыче нефти Казгермуная составила 1 062 тысячи тонн, а доля в добыче Каражанбасмуная - 48 тысяч тонн. В целом, если смотреть на суточную добычу, 50%-е доли в добыче двух новых приобретений составляют более 25% от добычи на наших основных активах.

В продолжение нашей стратегии приобретений мы уже наметили несколько новых привлекательных активов и рассматриваем возможность их покупки в 2008 г. В их числе: 33% акций в компании АО «ПетроКазахстан Инк.» (ПетроКазахстан),

50% в ТОО «Казахойл Актобе» (Казахойл Актобе) и 51% в ТОО «Казхатурмунай» (Казхатурмунай). Ожидается, что в результате намеченных приобретений среднесуточная добыча нефти увеличится на 60 тысяч баррелей в день, укрепив таким образом наш статус лидера в нефтедобывающей отрасли страны.

Компания готова рассмотреть и другие привлекательные возможности по мере их появления на рынке. Мы всегда должны быть уверены, что новые активы будут расширять нашу операционную и ресурсную базу, способствуя росту стоимости Компании.

Одной из важнейших задач для нас является поддержание уровня добычи и продление периода эксплуатации наших основных активов – месторождений производственных филиалов «Озенмунайгаз» (ОМГ) и «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) - с кратностью запасов 28 и 18 лет соответственно. Сегодня мы успешно справляемся с поставленной задачей. Так, например, пересмотр плана разработки месторождения Узень предусматривает возможность продления «полки» добычи на 10 лет. Мне приятно отметить, что высокий уровень технической квалификации нашего персонала позволяет нам заметно улучшить эффективность добычи нефти на зрелых месторождениях.

Я уверен, и это мнение разделяют мои коллеги из руководства Компании, что наш основной актив – это люди. РД КМГ продолжает инвестировать в своих сотрудников и регионы, где они трудятся. На средства, выделенные Компанией, наш персонал принимает участие в многочисленных образовательных программах по повышению квалификации и переподготовке. Являясь одним из крупнейших налогоплательщиков в Казахстане, Компания остается верной принципам социальной ответственности. За 2007 г. на социальные цели РД КМГ выделила финансовые средства на сумму 3,7 миллиарда тенге (около 30 миллионов долларов США). Нам приятно отметить, что у РД КМГ как работодателя высокая репутация и люди стремятся у нас работать.

Мы гордимся своей историей и поддерживаем проекты, направленные на повышение имиджа страны на международной арене. В прошлом году с большим успехом был реализован проект «Энергия древности. Взгляд на запад». В рамках проекта были выпущены фотоальбом, серия документальных фильмов и организована фотовыставка в Лондоне и Астане. Нефтяники сделали заметный вклад в сохранение духовных и материальных исторических ценностей для настоящих и будущих поколений.

В заключение хотелось бы подчеркнуть, что значительные финансовые ресурсы Компании, высокий уровень квалификации руководства, тесное сотрудничество и поддержка со стороны НК КМГ и правительства Казахстана помогают нам успешно проводить политику приобретений, а также рассматривать новые возможности международного сотрудничества, что придает мне уверенность в том, что РД КМГ находится на пути к новым успехам в интересах своих акционеров и своей страны.



Аскар Балжанов
Генеральный директор
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

//

В 2007 году Компания сделала значительный шаг вперед и стала заметным игроком на международном нефтяном рынке. Мы успешно приступили к реализации стратегии приобретений, продолжили развитие наших основных активов и добились отличных финансовых показателей. Эти достижения - фундамент для будущего развития РД КМГ на благо наших акционеров и нашей страны.

//

Аскар Балжанов, Генеральный директор РД КМГ



СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ

Двумя высшими органами Компании являются совет директоров и правление (исполнительный орган). Генеральный директор, возглавляющий правление, является также членом совета директоров Компании, и единственным представителем исполнительного органа Компании в совете директоров. В связи с первичным размещением акций в совет директоров РД КМГ были избраны три независимых директора - Кристофер Макензи, Пол Мандука и Эдвард Уолш. Остальные четверо членов совета директоров, включая его Председателя Узакбая Карабалина, являются представителями НК КМГ.

01 Узакбай Карабалин

Председатель совета директоров. Является Президентом НК КМГ с марта 2003 г. и членом совета директоров РД КМГ с 24 ноября 2006 г. 28 ноября 2006 г. он был избран Председателем совета директоров Компании. Г-н Карабалин - выпускник Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, кандидат технических наук. Занимал высшие руководящие должности в министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан. Председатель комитета по назначениям.

02 Аскар Балжанов

Был назначен генеральным директором Компании 7 июня 2006 г. и избран в совет директоров 12 июня 2006 г. Ранее он являлся генеральным директором АО «КазМунайТениз», дочерней компании НК КМГ, специализирующейся на морских нефтегазовых проектах. После окончания Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина приобрел большой опыт в нефтегазовой сфере, работая на разных должностях в нефтедобывающих предприятиях, в том числе «Эмбанефть РА», «КазахстанНефтеГаз SE», «КазахстанМунайГаз SE», «КазРосГаз» и НК КМГ.

03 Ержан Жангаулов

Был назначен управляющим директором НК КМГ 6 июня 2006 г. и избран в совет директоров РД КМГ 12 июня 2006 г. До этого назначения являлся Исполнительным Директором по правовым вопросам НК КМГ. Ранее возглавлял юридическую службу и отдел кадров в Администрации Президента Казахстана, являлся советником вице-президента НК КМГ. По образованию - юрист, окончил Карагандинский государственный институт.

04 Кенжебек Ибрашев

Был назначен вице-президентом НК КМГ 27 августа 2007 г. и избран в совет директоров РД КМГ 30 октября 2007 г. Г-н Ибрашев – выпускник Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. Имеет большой опыт работы в нефтегазовой отрасли. До назначения в НК КМГ являлся генеральным директором АО «КазМунайТениз». Ранее работал президентом АО «Казахстанкаспийшельф» и директором по развитию бизнеса в РК в Agip Kazakhstan North Caspian Operating NV.

05 Кристофер Макензи

Имеет большой международный опыт в сфере слияний и поглощений и инвестиционной деятельности банков, проработав в таких компаниях, как JP Morgan, GE Capital и Brunswick Capital в Великобритании, США, Японии и России. Имеет степень магистра Оксфордского университета. Избран в совет директоров Компании независимым директором 28 августа 2006 г. Председатель комитета по вознаграждениям, член комитетов по аудиту и по назначениям.

06 Пол Мандука

Имеет большой опыт в области управления активами. С начала своей карьеры в 1973 г. г-н Мандука работал генеральным директором в таких компаниях, как Threadneedle Asset Management, Rothschild Asset Management, Deutsche Asset Management в Великобритании и Европе. Пол Мандука имеет степень магистра Оксфордского университета. Избран в совет директоров Компании независимым директором 28 августа 2006 г. Председатель комитета по аудиту, член комитета по вознаграждениям.

07 Жаннат Сатубалдина

Назначена управляющим директором по экономике и финансам в НК КМГ в декабре 2007 г., избрана в совет директоров РД КМГ 23 января 2008 г. В последние четыре года г-жа Сатубалдина работала вице-президентом АО «Национальная компания «Казахстан Темир Жолы», управляющим директором по финансам, заместителем генерального директора по экономике и финансам АО «Казтрансойл». Г-жа Сатубалдина окончила Алма-Атинский институт народного хозяйства, аспирантуру МГУ имени М.В. Ломоносова, и Нью-Йоркский Институт Финансов, имеет ученую степень кандидата экономических наук.

08 Эдвард Уолш

Имеет более чем тридцатипятилетний опыт работы в нефтегазовой отрасли. Работал на руководящих должностях в «Бритиш Петролеум» и «Бритиш Газ» и отвечал за деятельность этих компаний в Нигерии, Абу-Даби, Центральной и Юго-Восточной Азии. Является доктором наук по химии твердых веществ Дублинского университета. Избран в совет директоров Компании независимым директором 28 августа 2006 г. Возглавляет Комитет по стратегическому планированию, член комитетов по аудиту, вознаграждениям и назначениям.



МЕНЕДЖМЕНТ КОМПАНИИ

Менеджмент Компании обладает значительным опытом работы в нефтегазовом секторе и имеет разностороннюю подготовку. Многие менеджеры относятся к когорте почетных нефтяников Казахстана. Их трудовые биографии включают работу на значительных нефтегазовых проектах Казахстана, в том числе, на месторождениях производственных филиалов Эмбамунайгаз и Озенмунайгаз, которые сегодня являются основными активами Компании.



Аскар Балжанов

Был назначен генеральным директором Компании 7 июня 2006 г. Являлся генеральным директором АО «КазМунайТеніз», дочерней компании НК КМГ, специализирующейся на морских нефтегазовых проектах. После окончания Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина приобрел большой опыт в нефтегазовой сфере, работая на разных должностях в нефтедобывающих предприятиях, в т.ч. «ЭмбаНефть ПА», «КазахстанНефтеГаз SE», «КазахстанМунайГаз SE», «КазРосГаз» и НК КМГ. Является Председателем правления Компании.



Владимир Мирошников

Работает в должности первого заместителя генерального директора Компании с апреля 2004 г. В нефтегазодобывающей отрасли работает с 1973 г.: прошел трудовой путь от оператора по добыче нефти и газа до главного инженера НГДУ «Узеньнефть». Занимал разные руководящие должности в ПО «МангыстауМунайГаз», СП «Каракудунмунай», с 2002 г. работал управляющим директором по техническому развитию ЗАО «КазМунайГаз». Награжден орденом «Нурмет». Является членом правления Компании.



Жаннета Бекежанова

Занимает должность заместителя генерального директора по экономике и финансам с апреля 2004 г. В нефтегазовом секторе работает более десяти лет, ранее занимала различные должности в Казахстанском торговом доме в Гонконге. Работала главным экономистом в Республиканском Внешнеторговом Объединении «Казахинторг», финансовым директором и заместителем генерального директора по экономике и финансам ЗАО «КазТрансОйл». Является членом правления Компании.



Кайролла Ережепов

Работает в Компании с августа 2004 г., сначала руководителем аппарата, а с сентября 2006 г. занимает должность управляющего директора по персоналу и социальной политике. Начал трудовую деятельность помощником бурильщика. Имеет большой опыт руководящей работы в государственных органах и крупных компаниях. Был депутатом Парламента Республики Казахстан 3-х созывов, награжден орденом «Парасат» и другими государственными наградами. Имеет ученую степень кандидата экономических наук. Является членом правления Компании.



Мурат Курбанбаев

Является директором производственного филиала «Озенмунайгаз» с апреля 2004 г. Начал трудовую деятельность в 1973 г., прошел путь от оператора по добыче нефти и газа 5 разряда до президента ОАО «Узеньмунайгаз». За большие заслуги в нефтегазовой отрасли награжден многими государственными наградами, в том числе орденом «Нурмет» и нагрудным знаком Почетный разведчик РК. Депутат областного маслихата, почетный профессор КазНТУ им.К.Сатпаева. Является членом правления Компании.



Багиткали Бисекен

Является директором производственного филиала «Эмбамунайгаз» с января 2007 г. Приобрел обширный опыт работы в нефтегазовой отрасли. Трудовую деятельность начал оператором цеха по добыче нефти и газа в НГДУ «Прорванефть» в 1975 г. До прихода в РД КМГ занимал руководящие позиции в таких компаниях как ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод», МТС ЗАО «СЗТК «МунайТас», ЗАО НК «КазМунайГаз», ОАО «Тенгизмунайгаз». Является членом правления Компании.



Дастан Абдулгарафов

С июня 2006 г. являлся советником генерального директора, а в сентябре назначен на должность управляющего директора Компании по развитию бизнеса. Занимал различные руководящие позиции в компаниях АО МНК «КазМунайТениз», НК КМГ, Казахская международная инвестиционная финансовая компания. Магистр нефтяного бизнеса.



Сейтжагипар Артыгалин

С ноября 2006 г. занимает позицию управляющего директора по информационным технологиям Компании. Окончил МГУ им. Ломоносова и аспирантуру данного вуза. Имеет 20-летний опыт работы в области информационных технологий, из них 5 лет – в нефтегазовой отрасли. Занимал руководящие позиции в компаниях АО «KazTransCom», НК КМГ.



Рустем Бектуров

Является заместителем генерального директора Компании по нефтегазопереработке и нефтехимии с июля 2004 г. Занимал руководящие позиции в таких компаниях как АО «Казкоммерцбанк», НК «Казахстан эне жолы», ЗАО «Эйр Казахстан», ЗАО «Павлодарский нефтехимический завод», ОАО «Алаутрансгаз», ЗАО «КазРосГаз». Был председателем совета директоров компании АО «КазТрансГаз Distribution» с момента ее образования, а также членом совета директоров Атырауского нефтеперерабатывающего завода (АНПЗ). Кандидат экономических наук.



Александр Гладышев

Работает в Компании с июня 2006 г. Управляющий директор по связям с инвесторами и информационной политике. После окончания МФТИ и МГИМО приобрел обширный опыт работы в области инвестиций и нефтегазовой промышленности, занимая различные должности в таких компаниях как «ЮКОС» в России и Merrill Lynch в Великобритании.



Шейн Дрейдер

Финансовый контролер Компании с января 2007 г. Обладает обширным опытом работы в международных бизнес-структурах в Казахстане, России, Узбекистане, США, Сербии, Хорватии. В Deloitte Oil&Gas Audit Practice занимал должность Партнера; работал в качестве Финансового Директора и Руководителя Внутреннего Аудита в таких компаниях как Arthur Andersen, Ernst&Young и British American Tobacco. Имеет степень бакалавра коммерции Университета Калгари, является присяжным бухгалтером Канадского института присяжных бухгалтеров.



Ажан Жансыбай

Работает в должности корпоративного секретаря с мая 2006 г. Окончила экономический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, имеет диплом магистра управления бизнесом (MBA) Школы Бизнеса Фукуя (Fuqua School of Business) Университета Дьюк (Duke University). Приобрела обширный опыт работы в таких компаниях как Arthur Andersen и Conoco/Dupont de Nemour.



Аркадиус Ковалевский

Работает руководителем службы внутреннего аудита с апреля 2007 г. Имеет 12-летний опыт работы в области финансов, внутреннего контроля и аудита, а также в сфере консалтинга по корпоративному управлению и управлению рисками. Обладает степенью Executive MBA Университета Миннесоты. Является сертифицированным внутренним аудитором.



Ляйля Кушерава

Назначена на должность управляющего директора Компании по геологии и разведке в сентябре 2006 г. В период своей профессиональной деятельности занимала ключевые должности в таких компаниях как АО «КазМунайТениз», НК КМГ, Caspian Energy Research и НИПИнефтегаз. Окончила Актауский политехнический университет по специальности разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.



Ербулат Насымбаев

Работает в Компании с июля 2006 г. в должности исполнительного директора по правовым вопросам, а с сентября 2006 г. управляющим директором по правовым вопросам. Приобрел обширный опыт работы, занимая ключевые позиции в сфере юридической поддержки в таких коммерческих и государственных структурах как МИД РК, АО «Казателеном», ОНКО, Мингосдоходов РК, ПетроКазахстан, ТОО «Меркурий».



Абат Нурсентов

Является управляющим директором Компании по производству с января 2008 г. В Компании работает с октября 2006 г. До последнего назначения был директором департамента управления производством Компании. В нефтегазовом секторе с 1986 г.: прошел трудовой путь от оператора по добыче нефти и газа до начальника ЦДНГ «Жетыбайнефть», занимал разные руководящие должности в НИПИнефтегаз, ЗАО «Тургай-Петролеум», казахстанском филиале «ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис». Награжден медалью к 100-летию казахстанской нефти.



Эльдан Салимов

В Компании работает с 1 апреля 2004 г. Занимал должность коммерческого директора Компании, а с сентября 2006 г. по настоящий момент является управляющим директором по логистике и контрактам. Имеет большой опыт руководящей работы, в том числе и в нефтегазовой отрасли. До РД КМГ занимал позицию заместителя генерального директора ЗАО «Торговый дом «КазМунайГаз».



Нурлан Утенов

Работает в Компании с мая 2004 г., сначала в должности исполнительного директора по экономике и финансам, а с сентября 2006 г. – управляющего директора по экономике и финансам. После получения степени MBA в КИМЭП, получил обширный опыт в нефтегазовой сфере. Начиная с 1998 г. работал в таких компаниях как Шлюмберже, подразделение Dowell (Менсина), ЗАО «КазТрансОйл». Имеет международный сертификат в области финансового менеджмента CFM (Certified Financial Manager).

ФУНДАМЕНТ БУДУЩЕГО РАЗВИТИЯ

ПРИОБРЕТЕНИЕ НОВЫХ АКТИВОВ

С момента IPO приобретения остаются в центре стратегии РД КМГ. Помимо усилий Компании, направленных на поддержание уровня добычи на своих основных месторождениях, проведение геолого-разведочных работ и осуществление программы оптимизации затрат, приобретения способствуют росту и укреплению позиции РД КМГ в качестве второй по величине нефтедобывающей компании Казахстана. В прошлом году Компания значительно увеличила свой портфель активов и продолжает рассматривать возможности дальнейших приобретений в 2008 г.



ПРИБРЕТЕНИЕ НОВЫХ АКТИВОВ

КЛЮЧЕВЫЕ СОБЫТИЯ В 2007 ГОДУ

Приобретение 50% в Казгермунае в апреле.
Подписание меморандума с НК КМГ о намерении приобрести 33% акций в Петроказзахстан.
Приобретение 50% в CCEL (Каражанбасмунай) в декабре.

В 2007 г. РД КМГ поставила перед собой задачу построить прочный фундамент для будущего роста и сохранить статус одного из лидеров по добыче нефти в Казахстане. Выполнению этой задачи во многом способствуют тесные партнерские отношения с материнской компанией НК КМГ. Как известно, Компания имеет преимущественное право доступа к нефтегазовым активам на суше Казахстана, которое позволяет значительно увеличивать портфель активов путем успешной реализации стратегии приобретений.

Именно приобретение новых активов стало одним из основных направлений деятельности Компании после первичного размещения акций на лондонской и казахстанской биржах в октябре 2006 г. Так, в 2007 г. Компания приобрела 50%-е доли в ТОО СП «Казгермунай» («Казгермунай») и холдинговой компании CCEL (владеет АО «Каражанбасмунай»).

Сделка по приобретению 50%-й доли в Казгермунае, завершившаяся в апреле 2007 г., вывела РД КМГ на второе место в Казахстане по добыче нефти. Сумма сделки составила 969 миллионов долларов США.

Приобретение было одобрено независимыми директорами Компании и ее миноритарными акционерами. Материнская компания, как заинтересованная сторона, не принимала участия в голосовании.

Приобретение доли в Казгермунае значительно увеличило запасы нефти Компании. Согласно недавним подсчетам, подготовленным независимой консалтинговой фирмой Gaffney, Cline & Associates,

объем доказанных и вероятных запасов нефти компании Казгермунай, принадлежащих РД КМГ, составил 20,3 миллиона тонн. Месторождения компании Казгермунай находятся на более ранней стадии эксплуатации, чем основные месторождения РД КМГ, отличаются более низкой себестоимостью добычи и имеют хороший доступ к экспортным путям.

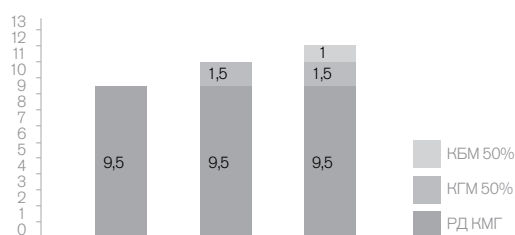
С момента приобретения доля от общей добычи компании Казгермунай, приходящаяся на РД КМГ, составила 1 062 тысяч тонн нефти. В течение года после приобретения РД КМГ получила от компании Казгермунай дивиденды в размере 375 миллионов долларов США.

Интеграция структуры управления Казгермунай в бизнес-процессы РД КМГ прошла успешно как с точки зрения финансового регулирования и операционной деятельности, так и корпоративного управления. В настоящий момент в управляющие органы компании Казгермунай входят представители двух сторон - РД КМГ и ПетроКаззахстан.

Вторая крупная сделка - приобретение 50%-й доли в CCEL - была завершена 12 декабря 2007 г. CCEL разрабатывает месторождение Каражанбас, расположенное в Мангистауской области на западе Казахстана. Финансовая структура этой сделки интересна тем, что она обеспечивает приоритетную защиту интересов РД КМГ. По условиям сделки РД КМГ выплатила 150 миллионов долларов США из собственных средств второму акционеру - компании CITIC Group и получила право на приоритетный ежегодный доход в сумме 26,2 миллионов долларов США. Ещё 782,5 миллионов долларов США будут выплачены CITIC Group из денежных потоков CCEL без права регресса на РД КМГ.

Размер доказанных и вероятных запасов Каражанбасмунай, приходящихся на долю Компании, по оценкам Miller&Lents по состоянию на декабрь 2006 г. составил 32,8 миллиона тонн. Вклад данного приобретения в консолидированную суточную добычу Компании составляет около 10% от добычи на основных активах РД КМГ. Каражанбасмунай имеет удобный доступ к рынкам сбыта: из порта Актау танкерами через Каспийское море или через систему трубопроводов КазТрансОйл и Транснефть на западные рынки, а также на переработку на НПЗ в Атырау.

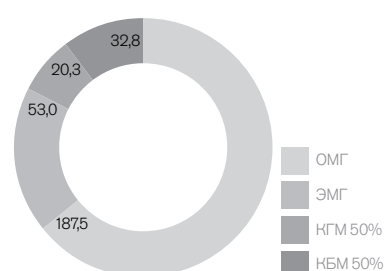
Добыча нефти: эффект от приобретений, миллионов тонн*



* С учетом долей в КГМ, КБМ в годовом выражении, по данным 2007 г.

РД КМГ приобрела 50%-ю долю в КГМ в апреле 2007 г.
РД КМГ приобрела 50%-ю долю в CCEL в декабре 2007 г.

Запасы нефти категории 2Р, миллионов тонн*



* Запасы ОМГ, ЭМГ, КГМ и КБМ по состоянию на 31.12.07, 31.12.07, 30.09.06 и 16.04.07 соответственно.

ПРИОБРЕТЕНИЕ НОВЫХ АКТИВОВ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Благодаря приобретению долей в компаниях Казгермунай и CCEL, уровень консолидированной добычи нефти РД КМГ значительно возрос. На данный момент общая добыча составляет около 240 тысяч баррелей в сутки, что на 25% выше объемов суточной добычи без учета приобретений.

В 2008 г. приобретения останутся важной составляющей стратегии роста Компании. Так, РД КМГ заинтересована в приобретении 33% пакета акций компании АО «ПетроКазахстан Инк.», которая ведет свою операционную деятельность на нефтегазовых месторождениях Тургайского бассейна на юге Центрального Казахстана. Запасы нефти этой компании составляют приблизительно 75 миллионов тонн по категории 2Р, а общая добыча за 2007 г. составила 6,8 миллиона тонн нефти. Переговоры по заключению этой сделки продолжаются, и в течение 2008 г. планируется ее завершение.

РД КМГ также рассматривает возможность приобретения долей: 50% ТОО «Казахойл Актобе» («Казахойл Актобе») и 51% ТОО «Казахтуркмунай» («Казахтуркмунай») у своей материнской компании. Кроме того, крупная доля в компании АО «Мангистаумунайгаз», приобретение которой в настоящее время рассматривается НК КМГ, также представляет потенциальный интерес для РД КМГ.

Устойчивое финансовое положение РД КМГ, глубокое знание геологии и конъюнктуры местного рынка, а также самоотверженный труд всего коллектива способствуют расширению портфеля активов Компании на привлекательных условиях.

Любое вероятное дополнение к портфелю активов компании РД КМГ всегда тщательно анализируется руководством Компании. Сделки осуществляются по рыночным ценам и в интересах всех акционеров. Компания не ограничивается возможностями на территории Казахстана и готова рассматривать потенциальные приобретения и совместное партнерство и за его пределами.

РД КМГ в 2007 г. выполнила обещания, данные акционерам Компании, и на практике доказала правильность и эффективность своей стратегии приобретений.

//
РД КМГ продолжает уверенно реализовывать стратегию приобретений и наметила на 2008 г. покупку нескольких нефтегазовых активов в Казахстане, а также рассматривает возможности развития бизнеса в соседних странах.
//

ПРИОБРЕТЕНИЕ 50% В КАРАЖАНБАСМУНАЙ

В декабре 2007 г. РД КМГ завершила приобретение 50%-й доли в холдинговой компании CCEL, владеющей нефтегазовыми активами в Западном Казахстане, включая АО «Каражанбасмунай» («КБМ»). В 2007 г. на месторождениях CCEL было добыто более 1,9 миллионов тонн нефти (35,5 тысяч баррелей в сутки). По информации компании Miller & Lents, запасы КБМ по категории 2Р на конец 2006 г. составляли 66 миллионов тонн (438,4 миллионов баррелей). Сделка интересна привлекательной структурой финансирования. Инвестировав 150 миллионов долларов собственных средств, Компания будет получать преимущественный ежегодный доход в размере 26,2 миллионов долларов США. Ещё около 780 миллионов долларов США с причитающимися процентами будут выплачены CITIC Group без регресса к РД КМГ из средств, вырученных от реализации нефти, добытой на месторождениях CCEL.

Вскоре после завершения сделки группа менеджеров РД КМГ приступила к детальному анализу производственных и инвестиционных планов КБМ с целью улучшения работы этого актива в долгосрочном плане. В результате данной сделки запасы Компании по категории 2Р увеличились на 32,8 миллионов тонн, а уровень добычи – на 10%.



01



02



03

01 Установка по подготовке газа. Казгермунай.

02 Монтажные работы. Казгермунай.

03 Буровая установка. Месторождение Каражанбас.



ФУНДАМЕНТ БУДУЩЕГО РАЗВИТИЯ

ПРИОБРЕТЕНИЕ НОВЫХ АКТИВОВ

РОСТ ЗАПАСОВ

Одной из основных задач для РД КМГ является обеспечение роста запасов углеводородов. Этот рост возможен благодаря приобретениям новых активов, геологоразведочным работам и оптимизации производства на основных месторождениях. Достижения Компании в ее операционной и коммерческой деятельности за отчетный год позволили увеличить объем запасов по категории 2Р на 18% и обеспечить коэффициент восполнения запасов 490%. Выполнение программы развития существующих месторождений Компании имеет ключевое значение для дальнейшего поступательного роста РД КМГ.

РОСТ ЗАПАСОВ

КЛЮЧЕВЫЕ СОБЫТИЯ В 2007 ГОДУ

Пересмотр плана разработки месторождения Узень.
Создание инженерного центра в октябре.
Разведочное бурение, приведшее к увеличению контура нефтеносности на месторождениях Уз и Нуржанов.

РД КМГ уверенно продолжает реализацию своих планов по трем основным направлениям деятельности – в области приобретений, геологоразведочных работ и оптимальной эксплуатации основных месторождений. Каждое из этих направлений ведет к росту запасов Компании.

В течение 2007 г. было сделано два крупных приобретения - Казгермунай (50%) и Каражанбасмунай (50%), что способствовало увеличению объемов добычи и обеспечило существенный прирост запасов нефти. Запасы категории 2P, соответствующие доле РД КМГ в компаниях Казгермунай и Каражанбасмунай, составляют 20,3 миллиона тонн и 32,8 миллиона тонн соответственно. Ожидается, что запасы Компании будут приумножены благодаря новым приобретениям, намеченным на 2008 г.

Геологоразведочные работы также являются важным направлением деятельности РД КМГ по приросту запасов. В 2007 г. Компания продемонстрировала значительный прогресс в этой области.

Главной особенностью геологоразведочной программы в настоящее время является акцент на поиске углеводородов на больших глубинах – в подсолевых отложениях, поскольку надсолевой комплекс в этих регионах уже детально изучен. По предварительным результатам сейсмики выделены перспективные подсолевые структуры на блоках Лиман и Р-9. Во втором-третьем кварталах 2008 г. планируется проведение детальных

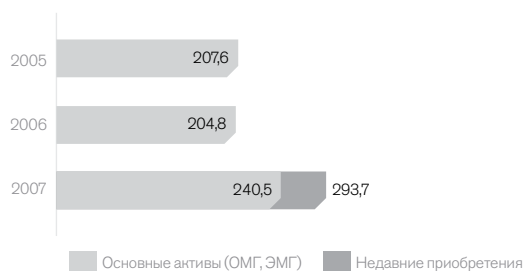
сейсморазведочных работ на блоках Лиман и Р-9, по результатам которых будет проведен комплексный анализ полученных геолого-геофизических данных в целях оценки ресурсной базы выделенных объектов. Кроме того, будет проведена оценка рисков при выборе точек заложения первых разведочных скважин, которые планируется пробурить в 2009 г.

РД КМГ также ведет геологоразведку на прилегающей территории месторождений Узень и Карамандыбас; доразведку в пределах контрактной территории месторождения Нуржанов, северо-восточной и северо-западной части месторождения Камышитовое и на других месторождениях.

Еще один источник дополнительных запасов углеводородов – более полное извлечение нефти из существующих месторождений за счет их эффективной эксплуатации. Поддержание стабильной добычи углеводородов на зрелых месторождениях Компании, таких как Узень, Карамандыбас, Нуржанов, Молдабек Восточный, Ботахан за счет проведения ремонта и вывода из бездействия простаивающих скважин и использования современных методов геостатистического и гидродинамического моделирования для адресного проведения геолого-технических мероприятий позволило в 2007 г. пересмотреть запасы нефти на данных месторождениях в сторону увеличения.

Следует особо отметить пересмотр проекта разработки месторождений Узень и Карамандыбас, проведенный Компанией в 2007 г. Новый проект позволит поддерживать нынешний уровень добычи нефти на протяжении как минимум последующих десяти лет, что на пять лет дольше, чем предусматривалось ранее. Продление «полки» добычи на основных активах Компании будет достигнуто за счет дополнительного бурения скважин с переходом на более плотную сетку размещения скважин с целью освоения запасов нефти в низкопроницаемых зонах, использования площадной системы заводнения, гидроразрывов и других методов повышения нефтеотдачи. В результате ожидается рост коэффициента извлечения нефти и, как следствие, значительный рост извлекаемых запасов месторождений Узень и Карамандыбас.

Запасы нефти категории 2P, миллионов тонн



Сейсморазведка 2D в 2007 г., пог. км



РОСТ ЗАПАСОВ ПРОДОЛЖЕНИЕ

РД КМГ ведет непрерывный мониторинг своих запасов. По данным аудита, проведенного независимой консалтинговой фирмой Gaffney, Cline & Associates в конце 2007 г., доказанные и вероятные запасы Компании, за исключением доли РД КМГ в компаниях Казгермунай и Каражанбасмунай, по состоянию на 31 декабря 2007 г. составляли 240 миллионов тонн (1 767 миллионов баррелей). Эта цифра демонстрирует рост доказанных и вероятных запасов нефти по категории 2Р на 18 % по сравнению с данными на конец 2006 г. Учитывая объем нефти, добытой в течение 2007 г., запасы по категории 2Р увеличились на 22,8% (или на 342,3 миллиона баррелей) по данным на 31 декабря 2007 г. Коэффициент восполнения запасов Компании по категории 2Р в 2007 г. составил 490%.

//
Компания разработала и успешно реализует обновленную Программу Разработки Узеньского месторождения, которая нацелена на более эффективное извлечение запасов нефти и на продление «полки» добычи на этом месторождении на дополнительные 5 лет.
//

ПРИРОСТ ЗАПАСОВ НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Увеличение запасов нефти Компании за счет эффективной работы на существующих зрелых месторождениях не ограничивается приростом запасов только на месторождении Узень.

Например, на месторождении Ботахан (Эмбамунайгаз) по результатам геолого-гидродинамического моделирования проводились работы по оптимизации системы поддержания пластового давления. За счет применения таких методов, как потокоотклоняющая технология и изоляция обводненных интервалов на этом зрелом месторождении удалось стабилизировать уровень добычи и обводненности. Это позволило аудитору запасов компании Gaffney, Cline & Associates повысить оценку потенциала данного месторождения и подтвердить увеличение запасов категории 2Р в 2007 г. на 785 тысяч тонн (+29%).

На трех других месторождениях филиала Эмбамунайгаз - Нуржанов, Уаз и Кондыбай - по итогам доразведки и оценки добычи, в 2007 г. был получен прирост запасов по категории 2Р в объеме 674 тыс. тонн (4,9 млн. барр.).



01

01 Резервуар для хранения нефти. ПФ ЭМГ.

02 Мангистауская область.

03 Гидроразрыв пласта. ПФ ОМГ.



02



03



ФУНДАМЕНТ
БУДУЩЕГО РАЗВИТИЯ

ПРИОБРЕТЕНИЕ
НОВЫХ АКТИВОВ

РОСТ ЗАПАСОВ

ОПЕРАЦИОННАЯ
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

РД КМГ разрабатывает 46 месторождений на западе Казахстана. Одной из важных задач Компании является поддержание уровня производства на основных месторождениях, используя более эффективные методы нефтедобычи и новейшие технологии. Компания также продолжает рассматривать наиболее рентабельные экспортные пути и увеличила использование нефтепровода КТК до 28% от общего объема экспорта. Более того, РД КМГ успешно применяет различные меры по автоматизации систем управления и контроля за производственными процессами.

ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

КЛЮЧЕВЫЕ СОБЫТИЯ В 2007 ГОДУ

Увеличение поставок по трубопроводу КТК.
Завершение проекта реабилитации блока ЗА месторождения Узень.
Завершение внедрения SAP ERP.

Основная операционная деятельность РД КМГ по добыче нефти осуществляется на 46 нефтегазовых месторождениях на западе Казахстана. Так как большинство месторождений находятся на поздней стадии эксплуатации, одной из важнейших задач Компании является поддержание уровня добычи на 7 месторождениях ОМГ и на 39 месторождениях ЭМГ.

Для достижения этой цели Компания продолжает внедрение программы по оптимизации разработки своих основных активов: бурение новых скважин, вывод из бездействия простаивающих и проведение их капитального ремонта, забуривание боковых стволов с целью сокращения естественного спада добычи и применение современных технологий повышения нефтеотдачи пластов.

С целью интенсификации добычи нефти Компания применяет такие методы, как гидроразрыв пласта, потокоотклоняющие технологии закачки полимерных составов, электровоздействие на нефтяные пласты, а также ряд технологий, которые воздействуют на призабойные зоны скважин, - это изоляционные работы, перестрелы, дострелы, обработка кислотами и другими растворителями.

Комплекс применяемых Компанией методов доказал свою эффективность и в 2007 г. Без учета новых приобретений годовая добыча нефти составила 9 530 тысяч тонн. Из них добыча за счет отремонтированных скважин составила более 541 тысячи тонн нефти при плане 513 тысяч тонн, добыча от ввода новых скважин составила 290 тысяч тонн нефти при плане 261 тысяча тонн.

В условиях роста мировых цен на нефть особое значение приобретает вопрос доступа на рынки сбыта и выбора оптимальных транспортных маршрутов. В 2007 г. уровень экспорта вырос на 9,13% по сравнению с 2006 г. и составил 77,5 % от общего объема добытой Компанией нефти.

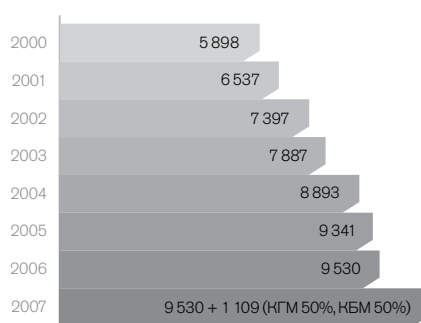
По основному экспортному трубопроводу Узень-Атырау-Самара («УАС»), принадлежащему АО «КазТрансОйл», потребителям было поставлено 5 237 тысяч тонн нефти, или 72% от объема экспортной нефти. По трубопроводу, принадлежащему Каспийскому Трубопроводному Консорциуму («КТК») было транспортировано 2 117 тысяч тонн нефти, что составляет 28% от общего объема экспорта. Использование трубопровода КТК отличается повышенной доходностью, и за последние три года Компания увеличила его использование с 17% до 28% от общего объема экспорта.

Следует отметить, что из года в год транспортная инфраструктура страны продолжает развиваться, при этом отношения РД КМГ с материнской компанией дают Компании гарантированный доступ к экспортным путям.

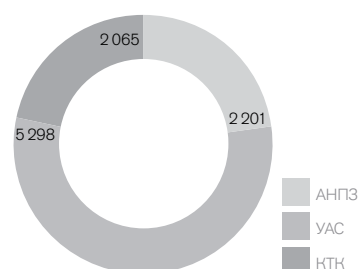
Оптимизация затрат также является неотъемлемой частью операционной деятельности РД КМГ. Программа повышения эффективности эксплуатации месторождений, реализация которой началась в 2006 г., включает в себя замену стальных трубопроводов на стекловолоконные, ускорение ремонта и эффективный анализ работы скважин, автоматизацию производственных процессов и замену оборудования. Благодаря принятым мерам рост операционных затрат в 2007 г. по сравнению с предыдущим годом (без учета эффекта сторнирования экологического штрафа) составил всего 3%, несмотря на относительно высокий уровень инфляции в стране, достигший 18,8% в 2007 г.

Кроме того, Компания осуществляет программу по реализации и ликвидации непрофильных и вспомогательных активов. Так, в 2007 г. было реализовано четыре предприятия, занимавшихся в основном сервисным обслуживанием РД КМГ. Это ТОО «Эмбаунайавтоматика», ТОО «Бургылау», ТОО «Авторемонтное управление» и АО «Санаторий Атырау»; и ликвидировано одно предприятие ТОО «Кирпичный завод».

Добыча нефти РД КМГ, тысяч тонн



Продажи по направлениям в 2007 г., тысяч тонн



ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Как известно, управление крупным предприятием требует системного подхода и постоянного мониторинга всех сфер его деятельности. Программой, позволяющей автоматизировать многофункциональную систему управления, является SAP ERP, которую РД КМГ успешно внедрила в октябре 2007 г. Система позволяет осуществлять эффективное управление бизнес-процессами Компании в режиме реального времени путем ввода информации по финансам, контролю, планированию, сбыту и другим элементам управления Компанией.

В заключение можно сказать, что в 2008 г. в Компании ожидается продолжение роста уровня добычи нефти благодаря недавним и намеченным приобретениям в сочетании с повышением эффективности производства и реализацией инициатив по оптимизации затрат, что приведет к росту доходов РД КМГ и дальнейшему укреплению платформы для будущего развития Компании.

// Компания продолжает поиск наиболее эффективных путей ведения своей производственной деятельности в Казахстане и уверена, что она смогла заложить прочный фундамент для будущего развития, что позволит ей укрепить свою позицию одного из лидеров в нефтегазовой индустрии страны. //

УСПЕШНОЕ ВНЕДРЕНИЕ SAP ERP

В октябре 2007 г. РД КМГ объявила об успешном завершении внедрения информационной комплексной системы SAP. SAP обеспечивает автоматизацию деятельности предприятия и позволяет аккумулировать и анализировать всю важную производственную и финансовую информацию в режиме реального времени.

Эта система позволяет эффективно использовать как финансовую информацию, так и информацию по учету основных средств, контроллинг, информацию по управлению материальными потоками, планированию, сбыту, и другим сферам деятельности предприятия. Внедрение SAP оптимизирует и унифицирует бизнес-процессы и обеспечивает контролируемый доступ к имеющейся информации и гибкость в принятии решений руководством РД КМГ.



01

01 Трубопровод на ПФ ЭМГ.



02

02 Бурение скважины. Месторождение Узень.



03

03 Морской порт Антау.



ФУНДАМЕНТ
БУДУЩЕГО РАЗВИТИЯ

ПРИБРЕТЕНИЕ
НОВЫХ АКТИВОВ

РОСТ ЗАПАСОВ

ОПЕРАЦИОННАЯ
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

СОЦИАЛЬНАЯ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

РД КМГ разработала и успешно внедряет многоплановую социальную программу, которая включает в себя социальное партнерство, образовательные проекты, спонсорство и поддержку сотрудников Компании и их семей. Компания также серьезно относится к своей ответственности по охране окружающей среды в регионах своей производственной деятельности. В общей сложности в 2007 г. Компания выделила более 30 миллионов долларов США на различные социальные цели. РД КМГ также продолжает успешную работу по укреплению положительного образа Республики Казахстан и ее культурных традиций за рубежом.

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

КЛЮЧЕВЫЕ СОБЫТИЯ В 2007 ГОДУ

Сдача в эксплуатацию стадиона в г. Жанаозен

Приобретение современной установки для переработки замазученного грунта.

Подписание коллективного договора между Компанией и профсоюзами.

Проект «Энергия древности. Взгляд на Запад».

Достижение высокого уровня социальной ответственности является частью корпоративной культуры РД КМГ.

Компания гордится репутацией одного из лучших работодателей в Казахстане, являясь также одним из крупнейших налогоплательщиков. РД КМГ нацелена на повышение эффективности труда всех сотрудников Компании и обеспечение условий безопасности труда на производстве. Выполнение Правил по охране труда, здоровья и технике безопасности и Положения по охране окружающей среды способствует максимальному сокращению негативного воздействия деятельности Компании на здоровье персонала и окружающую среду.

Компания проводит социальную политику в нескольких направлениях: социальное партнерство в рамках контрактов на недропользование, спонсорство, социально-трудовые отношения в рамках Коллективного договора.

Программа социального партнерства обеспечивает реализацию обязательств Компании в соответствии с контрактами на недропользование, что содействует развитию инфраструктуры соответствующих регионов. Отчисления Компании в рамках данной программы идут на строительство и ремонт силами местных органов власти различных социальных объектов: школ, дорог, оздоровительных, культурных и спортивных центров. Компания также оказывает регулярную поддержку спортивным и общественным организациям.

Спонсорская помощь является неотъемлемой частью социальной политики Компании. РД КМГ оказывает финансовую поддержку малообеспеченным и социально уязвимым слоям населения, инвалидам, сиротам, пенсионерам, деятелям культуры, просвещения и спорта, участвует в качестве спонсора в социально значимых программах Группы компаний КазМунайГаз.

В 2007 г. Компания сделала важный шаг в сфере социально-трудовых отношений, поддержав тем самым политику государства в регламентировании отношений между работодателями и профсоюзами как представителями трудовых коллективов. В декабре был заключен Коллективный договор, который обеспечивает работников Компании высокой степенью социальной защищенности.

РД КМГ является неизменным спонсором таких ежегодных мероприятий, как международная выставка нефти и газа «КИОГЕ» и Евразийский Энергетический Форум.

Компания понимает, что социальная ответственность бизнеса предполагает не только оказание помощи местному населению, работникам компании, но также и проявление заботы об окружающей среде в регионах деятельности РД КМГ. Компания инвестирует в инновационные, малоотходные и энергосберегающие технологии, а также увеличивает финансирование экологических проектов из года в год.

Так, реализуются проекты по утилизации отходов, ликвидации загрязнений территории с применением отечественных разработок биотехнологий, предупреждению загрязнения акватории Каспийского моря.

В 2007 г. Компания приобрела высокопроизводительное оборудование по переработке замазученного грунта, позволяющее значительно сократить объем накопленных десятилетиями отходов. В настоящее время оборудование смонтировано, проведено его пробное испытание; на следующем этапе начнется его промышленная эксплуатация.

//

РД КМГ стремится поддерживать высокий уровень привлекательности работы в Компании, соблюдая стандарты безопасности труда и охраны окружающей среды. Компания остается одним из лидирующих работодателей в Казахстане.

//

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Кроме этого, Компанией эффективно осуществляется работа по ликвидации загрязненных территорий с историческим периодом образования посредством применения цеолитно-микробиологического метода восстановления земель, что позволяет возвращать в хозяйственный оборот ранее утраченные площади.

Таким образом, Компания вносит свой вклад в реализацию стратегии государства по устойчивому развитию окружающей среды.

В сентябре 2007 г. РД КМГ стала главным спонсором конференции Eco Tech 2007, которая является основным специализированным мероприятием в Центральной Азии по вопросам охраны окружающей среды. На конференции обсуждались вопросы, касающиеся использования, очищения и хранения промышленных отходов; очищения воды, воздуха и почвы, а также, правила охраны здоровья и безопасности труда. В рамках этого события РД КМГ представила несколько проектов по восстановлению экологического баланса в отдельных загрязненных районах и организовала практический семинар для местных и зарубежных журналистов по экологическим аспектам деятельности нефтегазовой индустрии.

Компания поддерживает проекты, направленные на изучение и сохранение культурных традиций Казахстана и повышение имиджа страны на международной арене.

Так, в июле 2007 г. стартовал проект «Энергия Древности. Взгляд на запад». В результате двухнедельной экспедиции по территории Западного Казахстана удалось собрать большое количество видео- и фотоматериалов, а также информацию о древней культуре и архитектуре западных регионов

страны. Была организована фотовыставка в Казахстане и Великобритании. Сотни посетителей выставки увидели Казахстан в новом свете, как страну с богатым историческим прошлым и большим будущим. Фотографии с данной выставки использованы при оформлении данного годового отчета.

В общей сложности в 2007 г. на социальные проекты Компания выделила средства на сумму 3,7 миллиарда тенге (около 30 миллионов долларов США), из них в рамках контрактов на недропользование - около 947 миллионов тенге, на спонсорские проекты – более 980 миллионов тенге, на строительство объектов социального значения - около 1,8 миллиарда тенге.

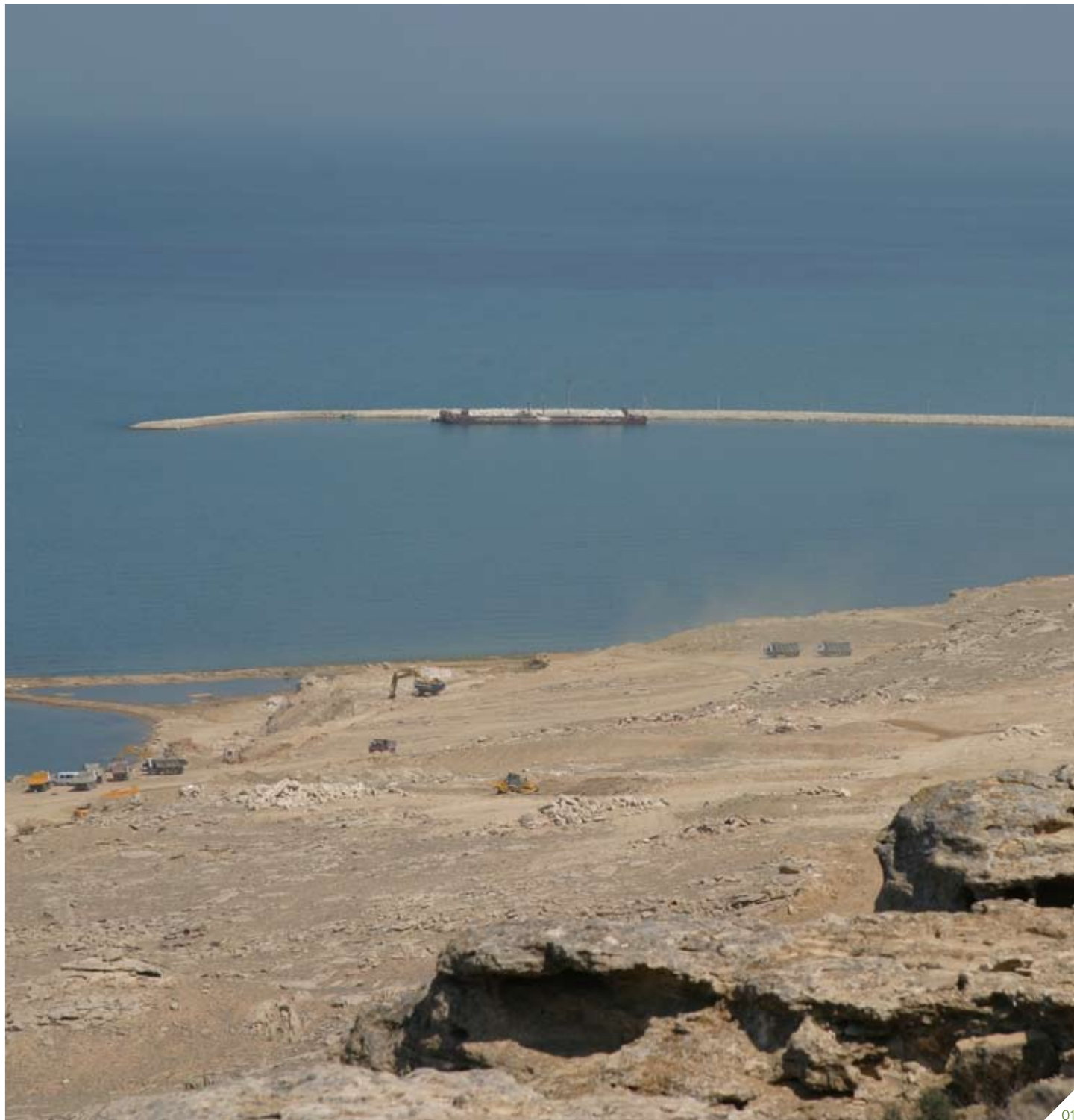
По мере выхода Компании на один уровень с крупными мировыми компаниями, РД КМГ успешно представляет Казахстан как страну, богатую не только полезными ископаемыми, но и страну с глубокими культурными, историческими корнями и высокообразованным населением с традициями добросовестного отношения к труду.

ДЕНЬ ОТКРЫТЫХ ДВЕРЕЙ РД КМГ

С целью ознакомления биржевых аналитиков-представителей инвестиционных мировых институтов и представителей казахстанских и международных СМИ с деятельностью Компании в мае 2007 г. было проведено мероприятие «День Открытых Дверей РД КМГ» (РД OPEN). Компания продемонстрировала свою приверженность принципам прозрачности, а также представила свои достижения в производственной, финансовой и социальной сферах деятельности. В рамках мероприятия была организована ознакомительная поездка на месторождения производственного филиала «Озенмунайгаз».

Со стороны РД КМГ, помимо руководства, в работе РД OPEN приняли участие независимые директора, входящие в состав совета директоров Компании.

Мероприятие открыл генеральный директор РД КМГ, Аскар Балжанов. Он подчеркнул важность этого события и поблагодарил присутствующих за поддержку данной инициативы. В ходе события Компания предоставила журналистам информацию по основным направлениям своей деятельности: показатели производственной и финансово-экономической деятельности, внедрение систем корпоративного управления, информационная политика, а также инициативы Компании в сфере охраны окружающей среды и безопасности труда, социальных обязательств.



01

01 Каспийское море. Мангистауская область.

02 Побережье, г. Актау.

03 Диспетчерская УПСВ. Обучение стажера.
ПФ ОМГ.



02



03

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

Соблюдение Объединенного кодекса

Как иностранная компания с ГДР, включенными в Официальный Список, Компания не обязана соблюдать Объединенный Кодекс Корпоративного Управления Великобритании («Объединенный Кодекс»). В связи с этим, Компания также не обязана предоставлять в своем отчете информацию о соблюдении ею казахстанского режима корпоративного управления, равно как и информацию об имеющихся отличиях ее действующей практики корпоративного управления и практики, описанной в Объединенном Кодексе. Однако директора, признавая важность корпоративного управления, поддерживают развитие высоких стандартов корпоративного управления в Компании и считают необходимым включение такой информации в годовой отчет.

Различия между Казахстанским кодексом корпоративного управления и положениями Объединенного кодекса

Лучшая практика корпоративного управления в Казахстане изложена в Казахстанском кодексе корпоративного управления. Казахстанский кодекс корпоративного управления составлен с учетом существующего международного опыта в области Корпоративного управления и Рекомендаций по применению принципов корпоративного управления казахстанскими акционерными обществами, утвержденных решением Экспертного совета по вопросам рынка ценных бумаг при Национальном Банке Республики Казахстан в сентябре 2002 г. Кодекс одобрен Советом Ассоциации финансистов Казахстана в марте 2005 г. и Советом Эмитентов в феврале 2005 г.

Компания приняла Казахстанский кодекс корпоративного управления с изменениями, включающими положения Объединенного Кодекса в качестве своего Кодекса Корпоративного Управления. Принятые Компанией изменения устанавливают дополнительные обязательства Компании по корпоративному управлению. Компания считает, что эти дополнительные изменения значительно укрепляют принимаемый Компанией режим корпоративного управления. Компания также примет во внимание положения Объединенного Кодекса и будет стремиться к совершенствованию своих стандартов корпоративного управления в будущем.

Ниже описаны основные различия между Кодексом корпоративного управления Компании и положениями Объединенного кодекса, считающиеся важными со стороны директоров.

- 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.

В 2007 г. состоялось восемь заседаний независимых директоров, на которых обсуждались все аспекты управления и результаты деятельности совета директоров. Однако оценка деятельности Председателя совета директоров членами совета директоров официально не проводилась.

- 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 назначения Председателя совета директоров не включено, и, по мнению директоров, Председатель совета директоров не удовлетворил бы критериям независимости, изложенным в соответствующем положении Объединенного кодекса. Однако следует отметить, что положения Объединенного кодекса относительно независимости не менее одной трети членов совета директоров, за исключением Председателя совета директоров, включены в Кодекс корпоративного управления Компании.

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

В настоящее время в Компании имеются три независимых директора: Кристофер Макензи, Пол Мандука и Эдвард Уолш, и таким образом число независимых директоров составляют более трети совета директоров. Состав совета и требование наличия большего числа независимых директоров будут пересматриваться время от времени.

- 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 акционерную структуру. Требование наличия Старшего независимого директора будет время от времени пересматриваться.

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 из директоров Компании, который указан на страницах 8-9 данного Годового Отчета, подтверждает, насколько он/она осведомлен в вопросах:

- финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с МСФО, дающей правдивое и достоверное отражение активов, обязательств финансового положения и результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании;
- отчетности руководства на предмет предоставления достоверных данных по результатам финансово-хозяйственной деятельности и финансового

положения как Компании в отдельности, так и результатов её консолидации с дочерними предприятиями в целом, а также описание важнейших рисков и неопределенностей, с которыми они сталкиваются.

Структура совета директоров

По состоянию на 31 декабря 2007 г. совет директоров состоял из восьми членов, которыми являются Карабалин У.С. (Председатель совета директоров), Балжанов А.К. (генеральный директор Компании) и еще шесть директоров. Следующие изменения в составе совета директоров Компании проведены на основании решений общих собраний акционеров Компании по предложению крупного акционера:

- 30 октября 2007 г. были прекращены полномочия Огая Е.К., избран Ибрашев К.Н.
- 23 января 2008 г. были прекращены полномочия Сыргабековой А.Н., избрана Сатубалдина Ж.С.

ЧЛЕНЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2007:

Карабалин У.С.	Председатель совета директоров
Балжанов А.К.	Член совета директоров (Генеральный директор)
Жангаулов Е.А.	Член совета директоров
Сыргабекова А.Н.	Член совета директоров
Ибрашев К.Н.	Член совета директоров
Кристофер Макензи	Независимый директор
Эдвард Уолш	Независимый директор
Пол Мандука	Независимый директор

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

Структура правления

В состав правления Компании входят руководители высшего ранга Компании, включая генерального директора, первого заместителя генерального директора и заместителя генерального директора по экономике и финансам.

ЧЛЕНЫ ПРАВЛЕНИЯ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2007:

ДОЛЖНОСТЬ В КОМПАНИИ

Балжанов А.К.	Генеральный директор и Председатель правления
Мирошников В.Я.	Первый заместитель генерального директора
Бенежанова Ж.Д.	Заместитель генерального директора по экономике и финансам
Аубакиров А.А.	Заместитель генерального директора по корпоративному развитию
Ережепов К.Ж.	Управляющий директор по персоналу и информационной политике
Курбанбаев М.И.	Директор ПФ «Озенмунайгаз»
Бисекен Б.Л.	Директор ПФ «Эмбамунайгаз»

* 26 января 2007 г. были прекращены полномочия Избасова М.С., избран Бисекен Б.Л.
1 февраля 2008 г. были прекращены полномочия Аубакирова А.А.

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Ответственность совета директоров и правления

Распределение полномочий между советом директоров, правлением и генеральным директором Компании определяется Уставом Компании в пунктах 12 и 13.

Совет директоров несет ответственность перед акционерами за эффективное управление и надлежащий контроль над деятельностью Компании и действует в соответствии с утвержденной системой принятия решений. Наиболее важными функциями совета директоров являются определение направлений стратегического развития и политики Компании, рассмотрение потенциальных приобретений и прочие существенные вопросы финансового характера.

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 2007 г. совет директоров провел 23 заседания, включая 7 заседаний - путем очного голосования, 1 заседание - путем очного голосования посредством телефонной конференц-связи и 15 заседаний - путем заочного голосования. В рамках исполнения своих обязанностей советом директоров были утверждены сделки по приобретению 50% доли участия в Казгермунае, сделки, связанные с приобретением 50% акций ССЕЛ (Каражанбасмунай), создание филиала Компании «Инженерный центр». В связи с изменениями в законодательстве Республики Казахстан советом директоров были одобрены Устав Компании, Кодекс корпоративного управления компании и Положение о совете директоров в новой редакции, Методика определения стоимости собственных акций при их выкупе Компанией. В рамках своей компетенции советом директоров были утверждены Положение об информационной политике Компании, Положение о бюджетировании Компании, Положение о порядке получения жилищных займов работниками Компании, Политика по сделкам с ценными бумагами Компании, Правила о командировках работников Компании.

Присутствие членов совета директоров на заседаниях совета директоров и комитетов

	СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ	КОМИТЕТ ПО АУДИТУ	КОМИТЕТ ПО НАЗНАЧЕНИЯМ	КОМИТЕТ ПО ВОЗНАГРАЖ- ДЕНИЯМ	КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГ. ПЛА- НИРОВАНИЮ
Количество заседаний проведенных в 2007 г.	23	7	2	7	1
Карабалин У.С.	22	-	2	-	-
Балжанов А.К.	23	-	-	-	1
Жангаулов Е.А.	22	-	-	-	-
Ибрашев К.Н.*	3	-	-	-	-
Макензи К.	23	4	1	7	-
Мандука П.	23	7	-	5	-
Огай Е.К.	20	-	-	-	-
Сыргабекова А.Н.	20	-	-	-	-
Уолш Э.	23	7	2	7	1

* Ибрашев К.Н. избран членом совета директоров Компании 30 октября 2007 г., присутствовал на заседании Комитета по стратегическому планированию в качестве приглашенного лица, впоследствии был избран в состав комитета.

Правление является исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. В 2007 г. правлением было проведено 36 заседаний. В течение 2007 г. правлением были рассмотрены наиболее важные вопросы, относящиеся и регулирующие операционную деятельность Компании, внутренние процедуры и контроль, вопросы управленческих рисков, а также правила, нормы регулирующие и определяющие внутренние бизнес-процессы, в том числе Положение о бюджетировании и бизнес- планировании на 2008 и 2008-2012 гг., годовой план государственных закупок товаров, работ и услуг, утверждение процедур, регулирующих внутреннюю деятельность Компании в соответствии со стандартами ИСУ и т.п.

Также в соответствии с нормами Устава Компании отдельные вопросы, отнесенные к исключительной компетенции совета директоров подлежат предварительному одобрению правлением Компании. Так, правлением были одобрены годовая производственная программа, бюджет Компании, бизнес-план на 2008-2012 гг., ряд сделок, имеющих стратегическое значение для Компании таких как приобретение 50% доли участия в Казгермунае, приобретение 50% акций ССЕЛ (Каражанбасмунай), создание филиала Компании «Инженерный центр». В соответствии с утвержденным бюджетом на основании решений правления Компании была оказана спонсорская помощь (малоимущим семьям, спортивным учреждениям, общественным фондам, детям и пенсионерам на оздоровление в санаторно-оздоровительных лагерях и т.д.).

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

Оценка деятельности совета директоров

В 2007 г. при содействии независимого внешнего консультанта (Center for Corporate Development) была проведена оценка результатов деятельности совета директоров. Результаты были представлены на заседании совета директоров 31 января 2008 г., и, несмотря на удовлетворительную оценку результатов деятельности, совет директоров разработал план действий, относящийся к определенным процессам, требующим усовершенствования, включая, например, повышение роли и ответственности совета директоров в принятии стратегических решений в Компании, регулярный анализ и сравнение работы совета директоров Компании с практикой работы аналогичных компаний.

Также в 2008 г. планируется проведение оценки результатов деятельности комитетов и директоров.

Совет директоров утвердил соответствующие положения о комитетах и сформировал Комитет по аудиту (28 ноября 2006 г.), Комитет по назначениям (1 сентября 2006 г.), Комитет по вознаграждениям (1 сентября 2006 г.), Комитет по стратегическому планированию (12 сентября 2007 г.).

Комитет по аудиту

Члены Комитета по аудиту

В состав указанного Комитета входят только независимые директора, а именно: Пол Мандука (Председатель Комитета), Кристофер Макензи и Эдвард Уолш. Назначения в Комитет по аудиту осуществляются 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 2007 г. Комитетом по аудиту проведено 7 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. Тем не менее, должно быть не менее четырех заседаний в течение года, которые должны совпадать с основными датами цикла процессов 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 среди прочего за любые отчеты, содержащие финансовую информацию Компании, мониторинг системы управления рисками и системы внутреннего контроля и за вовлечение аудиторов Компании в этот процесс. Он также получает информацию от Службы внутреннего аудита Компании, которая следит за соблюдением процедур внутреннего контроля Компании. В частности, Комитет занимается вопросами соблюдения требований законодательства, бухгалтерских стандартов, применимых правил Листингового Агентства Великобритании (UKLA) и Казахстанской фондовой биржи ценных бумаг (KASE), обеспечением эффективной системы внутреннего контроля. Совет директоров 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 за 2007 г.:

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

- Рассмотрен и утвержден проект улучшения внутреннего контроля.
- Рассмотрен вопрос об утверждении политики управления денежными средствами (Treasury Policy).
- Обсуждены вопросы по внедрению системы управления рисками.
- Проведена оценка эффективности внутреннего контроля и управления рисками.
- Рассмотрено Положение Комитета по аудиту.
- Проведена самооценка Комитета по аудиту.

Внутренний аудит

- Рассмотрены и утверждены ключевые показатели эффективности (KPI).
- Рассмотрены и одобрены планы Службы внутреннего аудита на 2008 г.
- Проведена оценка эффективности внутреннего аудита.

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Внешний аудит

- Проведена оценка эффективности деятельности внешнего аудитора, в частности независимость ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан».
- Рассмотрен и утвержден финансовый отчет за год, предоставленный внешним аудитором ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан».
- ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан» рекомендовано в качестве внешнего аудитора Компании.
- Проведен мониторинг мероприятий по устранению недочетов, отраженных в «Письме о существенных недостатках» от внешнего аудитора ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан».
- Утверждены требования для внешних аудиторов и график для назначения аудитора на 2008 г.

Комитет по вознаграждениям

Члены Комитета по вознаграждениям

В состав указанного Комитета входят только независимые директора. Его членами являются Пол Мандука, Эдвард Уолш и Кристофер Макензи (Председатель Комитета). Сроки полномочий членов Комитета совпадают со сроками их полномочий в качестве членов совета директоров.

Количество заседаний

В течение 2007 г. Комитет по вознаграждениям провел 7 заседаний. Заседания Комитета проводятся по мере необходимости, но в любом случае не реже одного раза в 6 месяцев. Заседания Комитета созываются по инициативе Председателя Комитета или любого члена Комитета, или по решению 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 стимулирования членов органов Компании и иных 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 его финансовым положением, а также с ситуацией на рынке труда.

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

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

Комитет по вознаграждениям регулярно отчитывается перед советом директоров о своей работе и, кроме того, ежегодно проводит анализ соблюдения Комитетом Положения о Комитете по вознаграждениям с предоставлением информации совету директоров. Положение о Комитете по вознаграждениям может быть предоставлено по запросу в головном офисе Компании в рабочие часы.

Деятельность Комитета по вознаграждениям за 2007 год.

В течение 2007 г. Комитет по вознаграждениям рассмотрел такие вопросы как:

- Предоставление опционов в 2007 г.
- Стратегия и система вознаграждения в Компании.
- Рассмотрение набора ключевых показателей эффективности деятельности (KPI) для членов правления Компании.
- Рассмотрение и утверждение изменений в Положения Опционной программы Компании.
- Премирование работников Компании по итогам работы за 2007 г.
- Увеличение вознаграждения высшего звена руководства Компании.

Члены совета директоров (кроме независимых директоров) не получают вознаграждение за работу в совете директоров, но имеют право на возмещение расходов, связанных с деятельностью совета директоров.

Независимые директора помимо годового вознаграждения, также получают вознаграждение за каждое заседание совета директоров, на котором он физически присутствует, за участие на заседании по телефону или видео связи и годовое вознаграждение за исполнение обязанностей Председателя комитета.

Общие суммы вознаграждений, выплаченных независимым директорам за год, закончившийся 31 декабря 2007 г., указаны в нижеследующей таблице:

ФИО	ГODOVое 000 \$ US	ФИЗИЧ. УЧАСТИЕ 000 \$ US	ТЕЛЕФОН- ВИДЕО 000 \$ US	ЗАСЕДАНИЯ НЕЗАВИС. ДИРЕКТОР 000 \$ US	ВОЗГЛАВ. КОМИТЕТА ПО АУДИТУ 000 \$ US	ВОЗГЛАВ. КОМИТЕТА ПО СТРАТЕГ. ПЛАНИРОВАНИЮ 000 \$ US	ВОЗГЛАВ. КОМИТЕТА ПО ВОЗНА- ГРАЖДЕНИЮ 000 \$ US	ИТОГО 2007 (ЗА ВЫЧ. НАЛОГОВ) 000 \$ US	ИТОГО 2007 (ВКЛЮЧ. НАЛОГИ) 000 KZT
Пол Мандука	100	70	5	17,5	25	0	0	217,5	29 476
Эдвард Уолш	100	70	5	17,5	0	3,75	0	196,3	26 703
Кристофер Макензи	100	70	5	17,5	0	0	15	207,5	28 123
Итого	300	210	15	52,5	25	3,75	15	621,3	84 302

Общие суммы вознаграждений, выплаченные членам правления за год, закончившийся 31 декабря 2007 г., указаны в нижеследующей таблице:

ФИО	ДОЛЖНОСТЬ	ЗАРАБОТ- НАЯ ПЛАТА 000 KZT	ПРОЧИЕ ВЫПЛАТЫ ЗА ГОД ⁽¹⁾ 000 KZT	ИТОГО 2007 000 KZT	ИТОГО 2006 000 KZT	ИТОГО 2007 000 \$ US	ИТОГО 2006 000 \$ US
Аскар Балжанов	Генеральный директор	25 539	56 683	82 222	18 691	671	148
Владимир Мирошников	Первый заместитель генерального директора	19 848	49 488	69 336	67 446	566	535
Жаннета Бекжанова	Заместитель генерального директора по экономике и финансам	18 086	49 018	67 104	63 673	548	505
Аскар Аубакиров	Заместитель генерального директора по корпоративному развитию	14 699	8 241	22 940	42 138	187	334
Кайролла Ережепов	Управляющий директор по персоналу и информационной политике	11 286	6 626	17 912	92 591	146	734
Мурат Курбанбаев	Директор Озенмунайгаз	10 778	43 484	54 262	71 714	443	569
Багиткали Бисекен	Директор Эмбаунайгаз	14 359	4 235	18 594	-	152	-
Максим Избасов ⁽³⁾	Директор Эмбаунайгаз	559	22 295	22 854	17 591	186	140
Общая сумма вознаграждений		115 154	240 070	355 224	373 844	2 899	2 965

⁽¹⁾ Выплаты включают все социальные льготы, включая медицинскую страховку; квартальные премии и бонусы, связанные с деятельностью Компании в 2006 г. («премия»). Премия была выплачена в сентябре 2007 г. на основании решения правления в соответствии с Правилами оплаты труда, утвержденными решением совета директоров от 24 июня 2004 г.

⁽²⁾ Суммы указаны в валюте, в которой были произведены выплаты.

⁽³⁾ 26 января 2007 г. были прекращены полномочия Избасова М.С., избран Бисекен Б.Л.

Комитет по назначениям

В состав Комитета по назначениям входят независимые директора Кристофер Макензи, Эдвард Уолш и Председатель совета директоров Узанбай Караалин, который является также Председателем Комитета.

В течение 2007 г. Комитет по назначениям провел 2 заседания.

Основной целью деятельности Комитета является повышение эффективности и качества работы совета директоров при подборе специалистов

для замещения должностей в органах Компании, а также обеспечение преемственности при смене должностных лиц и членов органов Компании, определение критериев подбора кандидатов на должности членов совета директоров, генерального директора, членов правления и корпоративного секретаря Компании.

Комитет по назначениям рассматривает вопросы, связанные с изменением в составе совета директоров, уходом на пенсию и назначением дополнительных и замещающих директоров, и предоставляет соответствующие рекомендации совету директоров.

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Комитет по стратегическому планированию

Комитет по стратегическому планированию был создан 12 сентября 2007 г.

В декабре 2007 г. Комитетом было проведено одно очное заседание, где рассматривался вопрос о возможностях развития Компании в 2008-2012 гг.

В состав Комитета входят члены совета директоров Аскар Балжанов, Кенжебек Ибрашев и независимый директор Эдвард Уолш, который является Председателем Комитета.

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

увеличение прибыльности Компании и обеспечение оптимального баланса между ростом Компании, ее прибыльностью и рисками.

В целях внедрения системы управления рисками правлением Компании был создан Комитет по управлению рисками (27 декабря 2007 г.), в состав которого входят генеральный директор, первый заместитель генерального директора, заместитель генерального директора по экономике и финансам, управляющий директор по экономике и финансам, управляющий директор по развитию проектов, управляющий директор по информационным технологиям, управляющий директор по персоналу и социальной политике, руководитель службы внутреннего аудита, директор департамента охраны труда и окружающей среды.

Решением настоящего Комитета была одобрена Политика управления рисками (17 января 2008 г.) для последующего утверждения советом директоров и, кроме этого, утвержден План мероприятий по внедрению системы управления рисками на 2008 г.

Комитет по управлению рисками

Следуя лучшей международной практике, в Компании запущен процесс внедрения системы управления рисками, которая является одним из элементов эффективного управления бизнесом. Целью системы управления рисками является

Доли директоров, высшего руководства и других лиц

Доли директоров и членов правления

Доли директоров и членов правления в простых, привилегированных акциях и ГДР Компании, все из которых являются бенефициарными, если нет других указаний:

ФИО	КОЛИЧЕСТВО ПРОСТЫХ АКЦИЙ	КОЛИЧЕСТВО ГДР	КОЛИЧЕСТВО ПРИВИЛЕГИРОВАННЫХ АКЦИЙ
Балжанов А.К.	-	23 158	-
Жангаулов Е.А.	-	8 681	-
Сыргабекова А.Н.	796	-	-
Макензи К.	1 166	-	-
Уолш Э.	1 138	-	-
Мандука П.	1 138	-	-
Мирошников В.Я.	1 163	9 494	-
Бенежанова Ж.Д.	8 900	8 207	-
Аубакиров А.А.	565	12 442	34
Нурбанбаев М.И.	2 497	-	1 236
Бисенен Б.Л.	-	-	280

Директорам и членам правления были предоставлены опционы на ГДР согласно Положениям опционной программы Компании:

ФИО	ДАТА ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ	КОЛИЧЕСТВО ГДР, НА КОТОРЫЕ ПРЕДОСТАВЛЕНЫ ОПЦИОНЫ	ЦЕНА ИСПОЛНЕНИЯ ОПЦИОНА	ДАТЫ СОЗРЕВАНИЯ
Аскар Балжанов	4 октября 2006 г.	38 916	US\$ 14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	29 декабря 2006 г.	10 662	US\$0,00	29 декабря 2007 г.
	4 декабря 2007 г.	15 300	US\$26,47	4 декабря 2010 г.
Владимир Мирошников	4 октября 2006 г.	33 844	US\$ 14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	29 декабря 2006 г.	9 935	US\$0,00	29 декабря 2007 г.
	4 декабря 2007 г.	12 240	US\$26,47	4 декабря 2010 г.
Жаннета Бекежанова	4 октября 2006 г.	29 262	US\$ 14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	29 декабря 2006 г.	8 590	US\$0,00	29 декабря 2007 г.
	4 декабря 2007 г.	10 880	US\$26,47	4 декабря 2010 г.
Кайролла Ережепов	4 октября 2006 г.	22 025	US\$ 14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	29 декабря 2006 г.	6 465	US\$0,00	29 декабря 2007 г.
	4 декабря 2007 г.	4 604	US\$26,47	4 декабря 2010 г.
Мурат Курбанбаев	4 октября 2006 г.	27 044	US\$ 14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	29 декабря 2006 г.	7 938	US\$0,00	29 декабря 2007 г.
	4 декабря 2007 г.	6 347	US\$26,47	4 декабря 2010 г.
Аскар Аубаниров	4 октября 2006 г.	27 044	US\$ 14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	29 декабря 2006 г.	7 938	US\$0,00	29 декабря 2007 г.
	4 декабря 2007 г.	7 616	US\$26,47	4 декабря 2010 г.
Багитнали Бисекен	18 мая 2007 г.	16 968	US\$20,00	По одной трети на каждое 18 мая 2008, 2009 и 2010 гг.
	4 декабря 2007 г.	6 347	US\$26,47	4 декабря 2010 г.
Ержан Жангаулов	29 декабря 2006 г.	9 154	US\$0,00	29 декабря 2007 г.
Асия Сыргабекова	29 декабря 2006 г.	12 190	US\$0,00	29 декабря 2007 г.

Основные акционеры и/или держатели ГДР

В соответствии с листинговыми правилами АО «Казахстанская Фондовая Биржа» ниже представлены данные о держателях ценных бумаг Компании, которые прямо или косвенно владеют 5-ю и более процентами от общего количества размещенных простых или привилегированных акций по состоянию на 31 декабря 2007 г.:

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 количества выпущенных акций	61,36%	0,00%	57,95%

⁽¹⁾ Включает выкупленные ГДР для реализации опционной программы Компании и хранящиеся в доверительном управлении (на 31.12.2007 г. - 1 998 596 штук ГДР)

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Взаимодействие с акционерами

Совет директоров понимает важность постоянного и эффективного взаимодействия с акционерами.

Помимо отчетов, рассылаемых акционерам, ведется постоянный диалог с институциональными инвесторами.

Кроме того, во время объявления годовых финансовых результатов, Компанией проводятся общие презентации для аналитиков.

Акционерам также предоставляется возможность ежегодно посещать производственные объекты.

Каждые полгода проводятся общие презентации, в рамках которых озвучиваются текущие финансовые результаты.

Реализация всех указанных действий позволяет акционерам всегда быть в курсе текущих событий Компании и оперативно реагировать на происходящие процессы.

Вся необходимая информация для акционеров доступна на интернет-сайте Компании www.kmgerp.kz

Трудовые договоры и письма о назначении директоров

Договоры с директорами

Карабалин У.С. является Председателем совета директоров и членом совета директоров Компании. Он был назначен директором на внеочередном общем собрании акционеров 24 ноября 2006 г. 28 ноября 2006 г. совет директоров избрал Карабалина У.С. Председателем. Карабалин У.С. не получает вознаграждение в качестве члена совета директоров, но имеет право на возмещение расходов, связанных с таким назначением.

Балжанов А.К. является членом совета директоров и генеральным директором Компании. Он был назначен генеральным директором Компании 7 июня 2006 г. и членом совета директоров на общем собрании акционеров 12 июня 2006 г. Балжанов А.К. не получает вознаграждение в качестве члена совета директоров, но имеет право на возмещение расходов, связанных с таким назначением.

Жангаулов Е.А. является членом совета директоров Компании. Он был избран членом совета директоров на общем собрании акционеров 12 июня 2006 г. Жангаулов Е.А. не получает вознаграждение в качестве члена совета директоров, но имеет право на возмещение расходов, связанных с таким назначением.

Сыргабекова А.Н. в соответствии с решением внеочередного общего собрания акционеров от 23 января 2008 г. досрочно прекратила полномочия члена совета директоров Компании.

Сатубалдина Ж.С. является членом совета директоров Компании. Она была назначена членом совета директоров на общем собрании акционеров Компании 23 января 2008 г. Сатубалдина Ж.С. не получает вознаграждение в качестве члена совета директоров, но имеет право на возмещение расходов, связанных с таким назначением.

Ибрашев К.Н. является членом совета директоров Компании. Он был назначен членом совета директоров на общем собрании акционеров Компании 30 октября 2007 г. Ибрашев К.Н. не получает вознаграждение в качестве члена совета директоров, но имеет право на возмещение расходов, связанных с таким назначением.

Кристофер Манензи назначен независимым директором Компании 28 августа 2006 г. со сроком полномочий, не превышающим срок полномочий действующего состава совета директоров Компании до 30 марта 2007 г. Вместе с тем, решением общего собрания акционеров Компании от 12 апреля 2007 г., срок полномочий действующего состава совета директоров Компании продлен с 30 марта 2007 г. до 29 марта 2010 г.

Пол Мандука назначен независимым директором Компании 28 августа 2006 г. со сроком полномочий, не превышающим срок полномочий действующего состава совета директоров Компании до 30 марта 2007 г. Вместе с тем, решением общего собрания акционеров Компании от 12 апреля 2007 г., срок полномочий действующего состава совета директоров Компании продлен с 30 марта 2007 г. до 29 марта 2010 г.

Эдвард Т. Уолш назначен независимым директором Компании 28 августа 2006 г. со сроком полномочий, не превышающим срок полномочий действующего состава совета директоров Компании до 30 марта 2007 г. Вместе с тем, решением общего собрания акционеров Компании от 12 апреля 2007 г., срок полномочий действующего состава совета директоров Компании продлен с 30 марта 2007 г. до 29 марта 2010 г.

Трудовые договоры членов правления

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

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 держателей 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.

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

Подходный налог у источника выплаты

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

Налогообложение дивидендов

Держатель из Великобритании, получающий дивиденд по акциям или ГДР, может быть обязан уплатить подоходный или корпоративный налог Великобритании (в зависимости от случая) на валовую сумму дивиденда, выплаченного до вычета казахстанских налогов у источника выплаты, с учетом наличия какой-либо суммы в зачет казахстанского налога у источника выплаты. Держатель из Великобритании - физическое лицо, являющееся резидентом и проживающее в Великобритании, будет уплачивать подоходный налог Великобритании на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР. Держатель из Великобритании - физическое лицо, являющееся резидентом, но не проживающее в Великобритании, будет уплачивать подоходный налог Великобритании на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР, в той мере, в которой дивиденд перечислен или считается перечисленным в Великобританию.

Налогообложение при отчуждении или условном отчуждении

Отчуждение долей Держателя из Великобритании в акциях или ГДР может привести к облагаемому налогом доходу или разрешенному вычету в целях налогообложения облагаемого дохода в Великобритании, зависящим от положения Держателя из Великобритании и подлежащих освобождению от уплаты налога. Держатель из Великобритании, который является физическим лицом и проживает в Великобритании, при отчуждении доли в акциях или ГДР, будет обязан уплатить налог Великобритании на прирост капитала на облагаемый налогом доход. Держатель из Великобритании, который является физическим лицом, не проживающим в Великобритании, 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.

ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Действие налогов Казахстана у источника выплаты

Выплата дивидендов по акциям и ГДР облагается казахстанским налогом у источника выплаты. У Держателя из Великобритании должно быть право на зачет казахстанского налога у источника выплаты, удержанного из таких платежей в счет подоходного или корпоративного налога на такие выплаты в соответствии с порядком расчета такой суммы зачета в Великобритании.

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, (1) не подписан в Великобритании или (2) не касается какой-либо собственности, находящейся в Великобритании, или действия, совершенного или совершаемого в Великобритании (что может включать участие в платежах на банковские счета в Великобритании), такой документ не должен облагаться гербовым сбором на объявленную стоимость.

Даже если документ, оформляющий сделку или содержащий договоренность о передаче одной или нескольких акций или ГДР, (1) подписан в Великобритании и (или) (2) 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 (1) не регистрируются в реестре, находящемся в Великобритании, или (2) не объединяются с акциями, выпущенными зарегистрированной в Великобритании компанией, договор о передаче акций или ГДР не должен облагаться ЭГСН.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ФИНАНСОВО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Настоящий документ призван помочь понять и оценить тенденции и существенные изменения в результатах финансово-экономической деятельности Компании и ее финансового положения.

Общая информация

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («Компания» или «РД КМГ») является ключевой дочерней компанией национальной нефтегазовой компании Республики Казахстан – АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» («НК КМГ»), которой принадлежит примерно 61% простых акций РД КМГ. Основная деятельность Компании – это разработка нефтегазовых месторождений в Казахстане. Компания разрабатывает 46 месторождений нефти и газа, в т.ч. в производственном филиале «Озенмунайгаз» («ОМГ») – 7, а в производственном филиале «Эмбамунайгаз» («ЭМГ») – 39 месторождений.

В 2007 г. Компания значительно расширила свою деятельность благодаря приобретениям 50% доли ТОО СП «Казгермунай» («Казгермунай» или «КГМ») и 50% акций в CCEL (CITIC Canada Energy Limited, 100% владелец CCPL (ранее Nations Energy Company Ltd), основным активом которой является АО «Каражанбасмунай»). Общее влияние от этих двух

приобретений на среднесуточную добычу, базируясь на долевом участии Компании и среднем суточном производстве нефти РД КМГ, Казгермунай и CCEL в 2007 г., составило примерно 48 тыс. баррелей в сутки или около 25% от добычи Компании на основных активах, составляющей 192 тыс. баррелей в сутки. Вклад данных приобретений в общий объем доказанных и вероятных запасов нефти, относящихся к РД КМГ, составляет около 20% от запасов той же категории основных месторождений Компании.

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.

Продажа нефти является основным источником дохода Компании. Бизнес, перспективы, финансовое положение и результаты финансово-экономической деятельности в значительной степени зависят от цен на нефть. За прошлые периоды цены на нефть демонстрировали высокую степень изменчивости. Доходы и чистая прибыль Компании в значительной степени колеблются по мере изменения цен на нефть. Хотя с 2001 г. мировые цены на нефть значительно выросли, нет никаких гарантий, что этот рост, равно, как, впрочем, и существующий уровень цен, сохранятся в будущем. Любое будущее (даже относительно небольшое) снижение цен на нефть может неблагоприятно отразиться на бизнесе, перспективах, финансовом положении и результатах деятельности Компании.

Обзор рынка в 2007 году

Цена на нефть сорта Brent в среднем за 2007 г. составила 72,39 доллара США за баррель, увеличившись по сравнению с 2006 г. на 7,25 доллара США за баррель.

СРЕДНЯЯ ЦЕНА ЗА УКАЗАННЫЙ ПЕРИОД	ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ		
	2007 (ДОЛЛАР США/ БАРРЕЛЬ)	2006 (ДОЛЛАР США/ БАРРЕЛЬ)	ИЗМЕНЕНИЕ %
Brent	72,39	65,14	11 %
Смесь КТК	73,02	65,23	12 %
Urals	69,53	60,99	14 %

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Большая часть доходов и заимствований Компании деноминирована в долларах США, в то время как большинство операционных расходов - в тенге. Влияние колебаний валютных курсов на результаты

деятельности Компании зависит от чистой валютной позиции Компании, а также от величины и направления таких колебаний.

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

	ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ		
	2007	2006	ИЗМЕНЕНИЕ
Средний обменный курс тенге/доллар США	122,55	126,09	-3 %
ИПЦ	18,8%	8,4%	124 %

Источник: Национальный банк Казахстана

Курс тенге укрепился по отношению к доллару с 126,09 тенге/доллар США в 2006 г. до 122,55 тенге/доллар США в 2007 г. ИПЦ достиг уровня 18,8% в 2007 г. в сравнении с 8,4% в 2006 г. Ревальвация тенге в 2007 г. снижала положительный эффект повышения цен на нефть и уменьшала прибыль Компании, деноминированные в тенге. Кроме того, большая часть расходов Компании подвержена влиянию инфляции в стране, которое может не в полной мере компенсироваться инфляционным повышением доходов Компании.

Прогноз рынка и операционных рисков в 2008 году
10 марта 2008 г. цены на нефтяные фьючерсы WTI на бирже NYMEX достигли рекордной отметки - почти 108 долларов США за баррель. Многие аналитики инвестиционных банков, специализирующиеся на нефтяных рынках, пересмотрели или находятся в процессе пересмотра своих прогнозов цены на нефть до более высоких уровней.

В течение первых двух месяцев 2008 г. тенге продолжал укрепляться по отношению к доллару США, и в среднем за этот период курс составил 120,34 тенге/доллар США, тем самым имела место ревальвация на более чем на 2,21 тенге по сравнению со средним курсом за 2007 г. - 122,55 тенге/доллар США. По прогнозам Национального банка Казахстана, по итогам 2008 г. ИПЦ будет в диапазоне 7,9% - 9,3% или значительно ниже, чем фактическое значение индекса за 2007 г. - 18,8%. ИПЦ вырос на 1,1% и 0,8%, в январе и феврале 2008 г., соответственно, то есть на столько же, как и за те же месяцы 2007 г.

В настоящее время ⁽¹⁾ Правительством Казахстана рассматривается возможность введения таможенной пошлины на экспорт сырой нефти, а также внесение изменений в налоговое законодательство. В случае принятия решения о внесении изменений, фискальная нагрузка на Компанию может увеличиться.

В 2008 г. Компания не ожидает значительных изменений в таких аспектах деятельности Компании, как пропускные способности маршрутов транспортировки, объемы добычи, финансовые и трудовые ресурсы. С 1 января 2008 г. транспортный тариф на экспорт по трубопроводу Узень-Атырау-Самара («УАС») по территории Казахстана увеличился до 24,6 долларов США/тонна на 1 000 км, или на 24,9%. Ожидается, что в результате повышения тарифа транспортные расходы по трубопроводу УАС вырастут на 13%.

Обзор основных рыночных рисков помещен в конце Анализа финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности. В дополнение, обзор финансовых рисков Компании представлен в Примечании 19 к консолидированной аудированной финансовой информации за 2007 г.

⁽¹⁾ Настоящий документ составлен на дату публикации финансовой отчетности РД КМГ в марте 2008 г. 8 апреля 2008 г. Правительство Казахстана официально объявило о введении экспортной таможенной пошлины на нефть, которая вступает в силу 17 мая 2008 г.

Операционная деятельность в 2007 году

Компания достигла выполнения намеченных производственных показателей в 2007 г., добыв 9,53 млн. тонн нефти, такой же объем нефти был добыт в 2006 г. Из всей добытой нефти 6,72 млн. тонн были добыты ОМГ, а 2,81 млн. тонн - ЭМГ.

Добыча нефти, млн. тонн

ДОБЫВАЮЩЕЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ	2007	2006	ИЗМЕНЕНИЕ, %
ОМГ	6,72	6,73	0,1 %
ЭМГ	2,81	2,80	0,4 %
Всего	9,53	9,53	-

По состоянию на 31 декабря 2007 г. эксплуатационный фонд нефтяных скважин Компании составлял 5 925 скважин, нагнетательных – 1 682.

Основная часть месторождений Компании находится в поздней стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью и снижением уровня добычи нефти. В целях восполнения естественного падения уровня добычи, а также для обеспечения запланированных объемов добычи нефти в 2007 г., Компанией проводились работы по эксплуатационному бурению, капитальному ремонту скважин, мероприятия по интенсификации добычи нефти, а также зарезке бокового ствола.

В 2007 г. Компанией закончено строительство 179 эксплуатационных скважин, при этом добыча нефти от ввода новых скважин составила 290 тыс. тонн. Произведен капитальный ремонт 1 137 скважин, дополнительная добыча от проведенных работ по капитальному ремонту составила 542 тыс. тонн нефти. В 2007 г. была проведена зарезка бокового ствола на 14 скважинах, что привело к дополнительной добыче нефти в размере 8,94 тыс. тонн. Компанией применяются передовые технологии повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), в том числе гидроразрыв пласта и использование потокоотклоняющих полимерных составов. В результате применения технологий ПНП, в 2007 г. было дополнительно добыто 561,23 тыс. тонн нефти за счет осуществления 396 скважино-операций ПНП.

В 2007 г. Компанией проведены поисково-разведочные работы на следующих месторождениях и блоках: Тайсойган (Уз, Кондыбай), Р-9 (Койкара, Акинген Северный, Акинген Западный), Лиман (Баксай, Новобогатинский, Сорочинка и пр.), на территориях, прилегающих к месторождениям Узень и Карамандыбас, С.Нуржанов, Прорва Западная и триасовый комплекс месторождений Узень и Карамандыбас.

В течение года было завершено строительство пяти поисково-разведочных скважин, причем ни одна из них не была признана сухой. Общее количество разведочной проходки в 2007 г. составило 6 060 метров.

В рамках выполнения программы сейсмических исследований проведены полевые двухмерные сейсморазведочные работы в объеме 2 600 погонных километров на месторождениях Узень, Карамандыбас, Лиман и на блоке Р-9. В процессе осуществления сейсмических исследований на блоке Р-9 было выполнено обоснование перспективности южной и северной зоны купола Койкара, западного крыла купола Западный Кызылкол. На блоке Лиман благодаря сейсмическим исследованиям были определены перспективные зоны купола Новобогатинский.

Планируемая операционная деятельность в 2008 году

Ожидается, что в 2008 г. добыча нефти, за исключением добычи Казгермуная и Каражанбасмуная, достигнет 9,5 млн. тонн, приблизительно сохранившись на уровне 2007 г. Для компенсации естественного снижения добычи, в 2008 г. запланировано бурение 162 добывающих скважин, а также выполнение мероприятий на существующих скважинах, в том числе по улучшению нефтеотдачи пластов, капитальному ремонту скважин, воздействию на призабойные зоны и вводу добывающих скважин из бездействия.

В 2008 г. Компания запланировала значительный объем геологоразведочных работ на перспективных блоках с целью уточнения геологического строения и обоснования объектов для постановки бурения. В частности, Компания планирует разведывательные работы на блоках Р-9, Тайсойган и Лиман, а также на территориях, прилегающих к зоне месторождений Узень и Карамандыбас. Кроме этого, намечены работы по геологоразведке на месторождениях С. Нуржанов и Камышитовое Северо-Запад. В 2008 г. запланировано осуществить сейсмические исследования в объеме 850 погонных километров, строительство 8 эксплуатационных и структурных скважин, а так же бурение 12 600 метров проходки.

Ожидается, что в 2008 г. капитальные расходы Компании составят приблизительно 45 млрд. тенге (367 млн. долларов США).

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Компания планирует продолжить стратегию приобретений в 2008 г.

3 июля 2007 г. Компания и НК КМГ подписали протокол о намерении приобрести у НК КМГ 33% акций компании ПетроКазахстан, ПетроКазахстан разрабатывает нефтегазовые месторождения в Тургайском бассейне в Южной части Центрального Казахстана с годовым производством в размере 6.8 млн. тонн в 2007 г. В первом квартале 2008 г. Компания приступила к необходимым действиям для осуществления комплексной оценки состояния предприятия (due diligence) и оценки активов и ожидается, что данная сделка будет завершена в 2008 г.

Компания также планирует приобрести у НК КМГ 50% долю участия в Казахойл Актобе и 51% долю участия в Казахтуркмунае. Обе компании ведут разведку и добычу нефти в Западном Казахстане. Общий объем добычи нефти двух компаний

составляет (до корректировок на доли участия) более одного миллиона тонн в 2007 г.

Компания заинтересована в прочих производственных активах, новых разведочных блоках в Казахстане и будет рассматривать такие инвестиционные возможности по мере их возникновения.

Учитывая возможное увеличение фискальной нагрузки, Компания может пересмотреть производственные и инвестиционные программы, приняв во внимание тот факт, что остающиеся в распоряжении Компании ресурсы для финансирования операционной и инвестиционной деятельности могут сократиться.

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	ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ			
	2007		2006	
	(ТЫС. ДОЛЛ. США) (неаудированный)	(ТЫС. ТЕНГЕ) (аудированный)	(ТЫС. ДОЛЛ. США) (неаудированный)	(ТЫС. ТЕНГЕ) (аудированный)
Доходы	3 973 683	486 974 879	3 269 155	412 207 787
Операционные расходы	1 720 396	210 834 485	1 533 808	193 397 788
Операционные расходы (тенге/доллар США за баррель) ⁽¹⁾	24,53	3 006	21,87	2 757
Операционная прибыль	2 253 288	276 140 394	1 735 348	218 809 999
Чистый доход ⁽²⁾	1 282 081	157 119 081	972 014	122 561 217
Затраты на добычу нефти и прочие затраты ⁽³⁾	716 068	87 754 184	698 132	90 089 909
Затраты на добычу нефти и прочие затраты (тенге/доллар США за баррель) ⁽¹⁾⁽³⁾	10,21	1 251	9,95	1 255
Капитальные расходы	327 176	40 095 396	390 876	49 285 538
Чистые денежные средства	3 070 380	369 366 740	1 821 812	231 370 078

⁽¹⁾ Переведено по 7,36 барреля за тонну нефти.

⁽²⁾ Чистая прибыль за период.

⁽³⁾ Затраты на добычу нефти и прочие затраты представляют собой сумму следующих статей операционных расходов (представленных в консолидированной аудированной финансовой информации за год, закончившийся 31 декабря 2007 г. (см. веб-сайт Компании)): выплаты работникам, материалы, услуги по ремонту и обслуживанию, электроэнергия и прочие расходы. Сюда также включаются расходы, связанные с добычей и переработкой газа, переработкой нефти и общедминистративные расходы, которые не связаны напрямую с добычей нефти и которые увеличили затраты на баррель приблизительно на 1,66 и 1,58 доллара США в периоды, завершившиеся 31 декабря 2007 г. и 31 декабря 2006 г. соответственно. Затраты на добычу нефти и прочие затраты не включают роялти (налог на добычу) и все прочие налоги.

Операционная деятельность

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

ГОД ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ		
	2007	2006
Экспорт через УАС		
Объем нефти (в млн. тонн)	5,2	5,1
% от общего объема продажи нефти	55 %	55 %
% от общей выручки от продажи нефти и продуктов переработки	64 %	66 %
Экспорт через КТК		
Объем нефти (в млн. тонн)	2,1	1,7
% от общего объема продажи нефти	22 %	18 %
% от общей выручки от продажи нефти и продуктов переработки	28 %	23 %
Прочее		
Объем нефти (в млн. тонн) ⁽¹⁾	2,2	2,6
% от общего объема продажи нефти	23 %	27 %
% от общей выручки от продажи нефти и продуктов переработки	8 %	11 %
⁽¹⁾ Объем поставок нефти на переработку (в 2006 г.) и продажа нефти на внутреннем рынке.		

Относительная прибыльность вышеуказанных экспортных маршрутов зависит от качества отгружаемой Компанией нефти, преобладающих цен на международном рынке и применяемых трубопроводных тарифов. В частности, КТК представляется наиболее выгодным маршрутом для транспортировки нефти более высокого качества в условиях более высоких цен на нефть, несмотря

на расходы по банку качества. Хотя в последнее время Компании было выгоднее поставлять нефть по трубопроводу КТК, чем по УАС, Министерство энергетики и минеральных Ресурсов Республики Казахстан (здесь и далее – МЭМР) контролирует и ограничивает объемы поставок нефти по этим трубопроводам и, поэтому, возможность поставок нефти Компании по тем или иным трубопроводам ограничена.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Доходы

В следующей таблице приведены данные об объемах продаж и ценах реализации нефти и нефтепродуктов за периоды, завершившиеся 31 декабря 2007 г. и 31 декабря 2006 г.:

	ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ	
	2007	2006
(В ТЫС. ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ)		
Экспортные продажи нефти		
Трубопровод УАС		
Реализация	305 100 869	266 393 555
Объем (в тыс. тонн)	5 237	5 075
Средняя цена (тенге за тонну)	58 260	52 486
Средняя цена (доллар США/баррель) ⁽¹⁾	65,75	57,57
Трубопровод КТК		
Реализация	132 450 248	92 993 153
Объем (в тыс. тонн)	2 117	1 663
Средняя цена (тенге за тонну)	62 559	55 903
Средняя цена (доллар США/баррель) ⁽¹⁾	70,61	61,32
Всего экспорт нефти	437 551 117	359 386 708
Прочие продажи нефти и продуктов переработки		
Реализация нефти и продуктов переработки на внутреннем рынке	37 401 142	44 705 552
Объем (в тыс. тонн) ⁽²⁾	2 230	2 551
Средняя цена (тенге за тонну)	16 768	17 525
Средняя цена (доллар США/баррель) ⁽¹⁾	18,93	19,22
Всего реализация на внутреннем рынке	37 401 142	44 705 552
Суммарные продажи нефти и продуктов переработки		
Реализация нефти и продуктов переработки	474 952 259	404 092 260
Суммарный объем (в тыс. тонн)	9 585	9 290
Средняя цена (тенге за тонну)	49 554	43 498
Средняя цена (доллар США/баррель)	55,93	47,71
Прочие продажи	12 022 620	8 115 527
Всего доход	486 974 879	412 207 787

⁽¹⁾ В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

⁽²⁾ Объем поставок нефти на переработку (в 2006 г.) и продажа нефти на внутреннем рынке.

В 2007 г. суммарные объемы экспортных поставок через трубопровод УАС оставались относительно стабильными по сравнению с объемами 2006 г. Объемы поставок нефти на переработку и продажа нефти на внутреннем рынке снизились по сравнению с 2006 г.. В то же время экспортные объемы через трубопровод КТК значительно увеличились.

В 2007 г. выручка от продажи нефти на экспорт через трубопровод УАС выросла на 38,7 млрд. тенге, или 14,5%. Увеличение выручки в 2007 г. по сравнению с 2006 г. связано с увеличением объема и цены реализации нефти.

По сравнению с 2006 г., в 2007 г. выручка от продажи нефти через трубопровод КТК увеличилась на 39,5 млрд. тенге, или на 42,4 %. Увеличение выручки в 2007 г. по сравнению с 2006 г. связано с увеличением объема и цены реализации нефти.

Выручка от прочих продаж нефти и продуктов переработки снизилась в 2007 г. на 7,3 млрд. тенге, или на 16,3%, в результате снижения объемов поставки нефти на внутренний рынок.

Ниже в таблице приведены данные о ценах реализации от продажи нефти и продуктов переработки с учетом транспортных и прочих расходов за периоды, завершившиеся 31 декабря 2007 г. и 31 декабря 2006 г.:

	ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2007		
	УАС	КТК	ПРОЧИЕ
	(ДОЛЛАР США/БАРР)		
Публикуемая рыночная цена ⁽¹⁾	69,53	73,02	-
Цена реализации ⁽²⁾	65,75	70,61	18,93
Транспортные расходы	(6,13)	(6,89)	(0,83)
Комиссия по продажам	(0,07)	(0,07)	-
Затраты на переработку	-	-	-
Скорректированная цена реализации	59,55	63,65	18,10
	ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2006		
	УАС	КТК	ПРОЧИЕ
	(ДОЛЛАР США/БАРР)		
Публикуемая рыночная цена ⁽¹⁾	60,99	65,23	-
Цена реализации ⁽²⁾	57,57	61,32	19,22
Транспортные расходы	(6,16)	(5,93)	(0,80)
Комиссия по продажам	(0,07)	(0,07)	(0,02)
Затраты на переработку	-	-	(0,55)
Скорректированная цена реализации	51,34	55,32	17,85
⁽¹⁾ Использованы следующие котировки в качестве рыночных цен: Urals (FOB Одесса) по трубопроводу УАС и Смесь КТК (FOB Новороссийск) по трубопроводу КТК.			
⁽²⁾ Переведено с коэффициентом 7,23 баррелей на тонну нефти.			

Разница между публикуемой рыночной ценой и ценой реализации по КТК, главным образом, состоит из расходов по банку качества, портовых и таможенных сборов, комиссий по продажам и эффектов усреднения. Разница между публикуемой рыночной ценой и ценой реализации через УАС, главным образом, состоит из портовых и таможенных сборов,

и комиссий по продажам. Цена, полученная за прочие продажи нефти и продуктов переработки, определяется преимущественно соглашением с НК КМГ или ее дочерними компаниями, и эта цена была значительно ниже рыночной.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Операционные расходы

Операционные расходы Компании, в основном, состоят из стоимости добычи нефти. В таблице ниже представлены составляющие операционных расходов Компании:

	ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ		
	2007	2006	ИЗМЕНЕНИЕ
	(В ТЫС. ТЕНГЕ)		
Транспортные расходы	48 247 039	44 060 096	4 186 943
Вознаграждения работникам	39 389 555	37 512 548	1 877 007
Износ, истощение и амортизация	34 663 502	30 843 711	3 819 791
Услуги по ремонту и обслуживанию	20 496 194	18 988 262	1 507 932
Роялти	17 948 868	15 850 891	2 097 977
Материалы и запасы	13 878 706	11 661 063	2 217 643
Управленческий гонорар и комиссии по продажам	8 002 198	7 678 179	324 019
Электроэнергия	7 633 700	7 009 945	623 755
Налоги, помимо подоходного налога	4 830 875	8 088 268	(3 257 393)
Социальные проекты	3 660 170	7 850 402	(4 190 232)
Расход от выбытия основных средств	2 992 114	2 062 402	929 712
Штрафы и пени	2 735 535	363 994	2 371 541
Штраф за загрязнение окружающей среды	-	(11 427 662)	11 427 662
Прочее	6 356 029	12 855 622	(6 499 593)
Итого операционные расходы	210 834 485	193 397 788	17 436 697

В 2007 г. операционные расходы увеличились на 17,4 млрд. тенге, или 9%, главным образом за счет сторнирования резерва по экологическому штрафу в размере 11,4 млрд. тенге в первой половине 2006 г., роста транспортных расходов, износа, истощения и амортизации, пени и штрафов и программой опционов на акции. За исключением сторно штрафа по экологии, операционные расходы выросли на 3% или 6,0 млрд. тенге в 2007 г. по сравнению с 2006 г.

Наиболее значительные суммы и движения объясняются следующими причинами:

Транспортные расходы в 2007 г. выросли на 10%, в основном, за счет увеличения затрат, связанных с транспортировкой нефти на экспорт, на 3,9 млрд. тенге как результат увеличения объема экспортных поставок нефти на 9% и повышения транспортного тарифа по КТК на 25,7% с 1 октября 2007 г.

Расходы по выплатам работникам в 2007 г. выросли на 5% в результате осуществления программы опционов на акции на сумму 1,6 млрд. тенге, а также за счет внедрения новой схемы страхования здоровья работников на сумму 415 млн. тенге.

Расходы по истощению, износу и амортизации (ИИА) в 2007 г. увеличились на 12%. Основные причины данного роста таковы: пересчет обязательств по ликвидации активов и сторно излишне начисленного истощения в 2005 г. в результате изменения оценки запасов на сумму 1,5 млрд. тенге в 2006 г., увеличение ИИА на сумму 1,5 млрд. тенге в результате

значительного роста балансовой стоимости основных средств в результате приобретений основных средств во втором полугодии 2006 г., увеличение на сумму 433 млн. тенге амортизационных расходов по лицензии на блок Лиман в связи с тем, что в 2007 г. лицензия амортизировалась в течение всего года, в то время как в 2006 г. только в течение 11 месяцев.

Расходы, связанные с услугами по ремонту и обслуживанию производственных активов и расходы на материалы увеличились в 2007 г., в основном, за счет роста работ, осуществленных дочерними предприятиями Компании для третьих лиц.

Расходы по роялти увеличились на 2,0 млрд. тенге, или 13%, в 2007 г. Данное увеличение расходов по роялти связано с общим увеличением средней рыночной цены нефти примерно на 7,25 долларов США и ростом среднего размера роялти на 1,4% в 2007 г.

Вознаграждение за управление и комиссии по продажам выплачиваются в соответствии с Договором о предоставлении услуг, заключенным с НК КМГ. Сумма вознаграждения была скорректирована на уровень инфляции, предусмотренный в бюджете в размере 7% (7,49 млрд. тенге в 2007 г., по сравнению с 7,00 млрд. тенге в 2006 г.).

Расходы на электроэнергию в 2007 г. выросли в результате повышения тарифов в среднем на 17%.

Налоги, кроме подоходного, снизились в 2007 г. на 40%, главным образом за счет изменений в налоговом законодательстве, которое теперь позволяет Компании выставять счета на внутренние поставки нефти по стабилизированной, а не текущей ставке НДС. Расходы на возмещение разницы между ставками НДС в 2006 г. составляли 1,9 млрд. тенге. Также в 2007 г. был сторнирован ранее начисленный резерв по НДС на сумму 2,1 млрд. тенге. Снижение налогов было частично компенсировано ростом налога на имущество (689 млн. тенге) в результате увеличения балансовой стоимости основных активов и налога на развитие дорожной инфраструктуры (301 млн. тенге) вследствие произошедшего роста совокупного валового дохода Компании.

Расходы на социальные проекты снизились в 2007 г., в основном, за счет снижения финансирования строительства объектов социального значения.

Рост расходов по штрафам и пеням в 2007 г. связан с начислением резерва на штрафы и пени по корпоративному подоходному налогу, налог на сверхприбыль и роялти на сумму 1,6 млрд. тенге, начислением штрафа на налог на сверхприбыль за период 2002-2004 гг. по ЭМГ на сумму 608 млн. тенге и начислением резерва на штраф по социальному налогу на сумму 317 млн. тенге.

Прочие расходы снизились в 2007 г. на 51%, в основном, за счет изменения в балансе готовой продукции на общую сумму 2,19 млрд. тенге; снижения расходов на консультационные услуги в 2007 г. по сравнению со значительными расходами на консультационные услуги в 2006 г.,

связанные с выходом на IPO, на сумму 2,08 млрд. тенге; снижения расходов на переработку нефти в 2007 г. на 1,22 млрд. тенге в связи с переходом Компании к непосредственной продаже сырой нефти на внутренний рынок вместо имевшей место в 2006 г. переработки и последующей продажи нефтепродуктов.

Финансовый доход (расход)

В каждом периоде Компания получает финансовый доход главным образом от процентов по депозитам. Финансовый расход Компании в каждом периоде состоит, в основном, из процентов по займам и начисления дисконта, связанного с резервом по фонду ликвидации скважин.

Чистый финансовый доход за 2007 г. сложился на уровне 14,1 млрд. тенге по сравнению с чистым финансовым расходом в размере 0,1 млрд. тенге в 2006 г. Это связано, в основном, с ростом финансовых доходов на 14,7 млрд. тенге, который был частично компенсирован ростом расходов по курсовой разнице на сумму 4,0 млрд. тенге. Расходы по курсовой разнице образовались за счет укрепления тенге по отношению к доллару США с 126,09 тенге/доллар США в 2006 г. до 122,55 тенге/доллар США в 2007 г.

Расходы по подоходному налогу

Расходы по корпоративному подоходному налогу в 2007 г. увеличились на 54,7 млрд. тенге, или 57%, до 150,5 млрд. тенге. Общая эффективная ставка налога Компании увеличилась с 44% в 2006 г. до 49% в 2007 г.

	ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ	
	2007	2006
	(В ТЫС. ТЕНГЕ)	
Прибыль до налогообложения	307 630 358	218 366 330
Корпоративный подоходный налог	150 511 277	95 805 113
Эффективная ставка налога	49 %	44 %

Увеличение ставки корпоративного подоходного налога в 2007 г. по сравнению с 2006 г. произошло в результате полученных Компанией уточнений от соответствующих правительственных органов по максимальной ставке налога на сверхприбыль по месторождению Узень; в соответствии с уточнениями налог на сверхприбыль должен рассчитываться по максимальной ставке в размере 30%, вместо ставки 50%, использовавшейся в предыдущие годы. В результате этого, 2006 г. включает в себя суммарный эффект от снижения налога на сверхприбыль за несколько предыдущих периодов.

Расходы, не относимые на вычеты, в основном, относятся к неосновной деятельности, как определено в соответствующих контрактах на недропользование и в налоговом законодательстве; и к корректировкам в соответствии с МСФО, которые

не допускаются к вычету в соответствии с налоговым законодательством, применимым к Компании.

Нормализованная эффективная налоговая ставка в 2006 и 2007 гг. остается стабильной и равняется приблизительно 51%. Нормализованная эффективная налоговая ставка рассчитывается с поправкой на единовременные расходы и доходы, к которым относятся: корректировка налога на сверхприбыль в 2006 г. и необлагаемая налогом прибыль от участия в Казгермунае по методу долевого участия.

Чистая прибыль за период

В результате указанных выше факторов в 2007 г. чистая прибыль Компании увеличилась на 28% до 157,1 млрд. тенге.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Обзор финансовой и операционной деятельности ассоциированных компаний

ТОО СП «Казгермунай»

Ключевые финансовые и производственные показатели Казгермуная показаны ниже:

	ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ		
	2007	2006	ИЗМЕНЕНИЕ, %
Выручка, тыс. долларов США	1 250 766	1 038 304	20 %
Операционные расходы, тыс. долларов США	267 316	261 601	2 %
Подходный налог, тыс. долларов США	424 059	313 574	35 %
Чистый доход, тыс. долларов США	573 255	468 360	22 %
Добыча нефти, тыс. тонн	3 055	2 884	6 %
Реализация нефти, тыс. тонн	2 717	2 653	2 %
Экспорт через порт Актау	1 435	1 680	-15 %
Экспорт через казахстанско-китайский трубопровод	932	295	216 %
Прочий экспорт	-	358	-
Внутренний рынок	349	320	9 %

Доля Компании от добычи нефти Казгермуная (50%) составила 1 062 тыс. тонн в 2007 г. Доля финансового результата совместного предприятия включена в консолидированную финансовую отчетность Компании в размере 17,9 млрд. тенге чистой прибыли, что составляет 50%-ю долю чистой прибыли Казгермуная в размере 27,6 млрд. тенге за соответствующий период, скорректированную на неденежные разницы, возникающие при составлении отчетности по МСФО и отражающие приобретение ТОО СП «Казгермунай». РД КМГ получила 300 млн. долларов США и дополнительно 75 млн. долларов США в виде дивидендов от Казгермуная в ноябре 2007 г. и марте 2008 г., соответственно.

В 2008 г. Казгермунай планирует добыть 3,1 млн. нефти, пробурить и ввести в эксплуатацию 18 добывающих и 3 разведочные скважины. Капитальные расходы в 2008 г. запланированы в размере 176 млн. долларов США.

CCEL

12 декабря 2007 г. Компания закончила приобретение и получила от State Alliance Holdings Limited (холдинговая компания, принадлежащая CITIC Group) 50%-ю долю участия в холдинговой компании CCEL, владеющей нефтегазовыми активами на Западе Казахстана, в частности, ведущей разработку месторождения Каражанбас. В рамках сделки Компания инвестировала 150 млн. долларов США из собственных средств и получила право на получение приоритетного годового дохода в размере 26,2 млн. долларов США. Ещё 782,5 млн. долларов США (которые включают первоначальное обязательство плюс вознаграждение, начисленное на данную сумму по ставке ЛИБОР плюс 1,45% в год) будут выплачены компании CITIC из денежных потоков CCEL без права регресса на РД КМГ.

Компания рассматривает сумму в размере 150 млн. долларов США (18,478 млрд. тенге) как дебиторскую задолженность от совместно контролируемого предприятия.

Ключевые финансовые и производственные показатели ССЕС показаны ниже:

	ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ		
	2007	2006	ИЗМЕНЕНИЕ, %
Выручка, тыс. тенге	94 523 178	103 519 617	-9 %
Операционные расходы, тыс. тенге	44 035 141	41 712 591	6 %
Подходный налог, тыс. тенге	24 039 341	30 556 046	-21 %
Чистый доход, тыс. тенге	22 254 169	28 555 044	-22 %
Добыча нефти, тыс. тонн	1 942	2 324	-16 %
Продажа нефти, тыс. тонн	1 884	2 331	-19 %
Экспорт через порт Актау	1 654	2 071	-20 %
Внутренний рынок	230	260	-12 %

В 2008 г. ССЕС планирует добыть 2,1 млн. тонн нефти, пробурить и ввести в эксплуатацию 250 добывающих скважин. Капитальные расходы в 2008 г. запланированы на сумму 220 млн. долларов США.

существующей операционной деятельности (оборотный капитал) и необходимости финансирования инвестиций (капитальные расходы). Руководство считает, что Компания обладает достаточным уровнем ликвидности для исполнения своих краткосрочных обязательств.

Ликвидность и капитал

Оборотный капитал

Потребности Компании в ликвидности возникают, в основном, из потребности в финансировании

	ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ				
	2007	2007	2006	2006	2007/2006
	(тыс. долл. США) (неаудированный)	(тыс. тенге) (аудированный)	(тыс. долл. США) (неаудированный)	(тыс. тенге) (аудированный)	ИЗМЕНЕНИЕ, %
Чистые потоки денежных средств от операционной деятельности	1 411 354	172 961 468	969 232	122 210 461	46 %
Чистые потоки денежных средств, использованные в инвестиционной деятельности	(1 343 768)	(164 678 826)	(2 366 480)	(298 389 467)	-43 %
Чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности	(366 985)	(44 974 056)	1 738 914	219 259 624	-121 %

В 2007 г. чистый приток денежных средств от операционной деятельности сложился на уровне 173,0 млрд. тенге, что на 50,8 млрд. тенге больше в сравнении с 2006 г. Рост, в основном, обусловлен увеличением притока денег от продаж нефти на сумму 59,2 млрд. тенге.

Чистый отток денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, снизился с 298,4 млрд. тенге в 2006 г. до 164,6 млрд. тенге в 2007 г. Данное снижение произошло в результате следующих причин:

- рост притока денежных средств на 60,5 млрд. тенге от погашения займов, выданных связанным сторонам;
- повышение на 36,2 млрд. тенге притока денежных средств от полученных дивидендов от совместных и ассоциированных предприятий;
- рост на 6,8 млрд. тенге притока денежных средств от полученных вознаграждений;
- повышение на 6,7 млрд. тенге притока денежных

средств от реализации долей в дочерних предприятиях;

- снижение на 118,3 млрд. тенге оттока денежных средств на выделение займа связанным сторонам;
- снижение на 32,0 млрд. тенге оттока денежных средств для приобретения финансовых активов, удерживаемых до погашения;
- снижение на 18,0 млрд. тенге оттока денежных средств на приобретение основных средств и нематериальных активов.

Такое снижение было частично компенсировано оттоком денежных средств на приобретение 50% доли в Казгермунае и ССЕС на сумму 137,2 млрд. тенге и ростом на 6,8 млрд. тенге оттока денежных средств на приобретение финансовых активов, предназначенных для продажи.

В 2007 и 2006 гг. капитальные расходы Компании, рассчитанные по кассовому методу, составили 40,1 млрд. тенге и 49,3 млрд. тенге, т.е. 8,2% и 12,0% от продаж, соответственно.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Чистый отток денежных средств от финансовой деятельности составил 45,0 млрд. тенге в 2007 г. по сравнению с притоком денежных средств в размере 219,3 млрд. тенге в 2006 г. Увеличение оттока денежных средств связано с публичным размещением акций Компании в 2006 г. в размере 144,6 млрд. тенге, за вычетом затрат, связанных со сделкой, и поступления денежных средств от выпуска облигаций Мунайши Финанс Б.В.

Займы

В таблице ниже отражены данные по чистым денежным средствам Компании:

	НА 31 ДЕКАБРЯ 2007	НА 31 ДЕКАБРЯ 2006
	(ТЪС. ТЕНГЕ)	
Текущая часть	18 713 954	21 695 307
Срок погашения более одного года	14 135 480	37 972 387
Всего займов	32 849 434	59 667 694
Деньги и их эквивалент	21 658 451	62 459 415
Другие текущие финансовые активы ⁽¹⁾	378 603 924	226 523 024
Нетекущие финансовые активы ⁽¹⁾	1 953 799	2 055 333
Чистые денежные средства	369 366 740	231 370 078

⁽¹⁾ Текущие и долгосрочные финансовые активы, соответственно, включающие вклады и облигации в долларах США и тенге, не включают займы к получению НК КМГ на 31 декабря 2006 г. в сумме 100,8 млрд. тенге.

Основные источники кредитования и заимствования Компании описаны ниже:

Договор с Esomet. 16 августа 2004 г. Компания заключила договор о продаже нефти с Esomet и получила долгосрочный аванс в размере 600 млн. долларов США с процентами по ставке ЛИБОР плюс 1,75% годовых. 24 июля 2006 г. Компанией и Esomet были внесены изменения в Договор с Esomet, касающиеся дополнительного платежа в размере 50,0 млн. долларов США, снижение фиксированной части процентов с 1,75% до 1,1%, а также освобождение НК КМГ от обязательств по существующей гарантии. По состоянию на 31 декабря 2007 г. непогашенная основная сумма долга Компании перед Esomet составляла 260 млн. долларов США или приблизительно 31 млрд. тенге.

Факторы риска

В Проспекте эмиссии простых акций и ГДР, опубликованном 29 сентября 2006 г. есть описание рисков и неопределенностей, оказывающих влияние на финансово-хозяйственную деятельность Компании. В примечании 19 «Цели и политика управления финансовыми рисками» к годовой аудированной финансовой отчетности содержится описание ключевых финансовых рисков.

Далее представлен дополнительный неисчерпывающий перечень основных рисков.

Риск, связанный с мировым финансовым кризисом

Вследствие глобального финансового кризиса казахстанские банки испытывают дефицит ликвидности. Зарубежные источники финансирования, являющиеся основными для банков-резидентов, резко повысили процентную ставку заимствования и сократили объемы предлагаемых заимствований.

В ходе осуществления инвестиционной деятельности Компания, в основном, размещает вклады в казахстанских банках (около 3,5 миллиардов долларов США). Руководство Компании периодически анализирует финансовую отчетность и кредитный рейтинг указанных банков и осуществляет сделки с теми банками-резидентами и нерезидентами, которые имеют кредитный рейтинг не ниже ВВ по долгосрочным вкладам в долларах США, присвоенный рейтинговым агентством «Standard and Poor's». Руководство Компании считает, что недавний глобальный кризис и последовавшее за ним ухудшение кредитного рейтинга местных банков ведет к появлению у Компании существенного кредитного риска. По состоянию на конец 2007 г., Компания не создала резерв на обесценение инвестиций, отражающий те риски, которые Компания несет вследствие ухудшения ликвидности местных банков.

Для управления вышеуказанным риском Компания разрабатывает и намерена внедрить Политику управления денежными средствами.

Правовые риски, связанные с изменением налогового и таможенного законодательства

В настоящее время Компания начисляет и уплачивает налоги и прочие обязательные платежи в соответствии с действующими контрактами на недропользование. Правительство рассматривает возможность изменения режима обязательных платежей, уплачиваемых нефтяными компаниями, в частности, путем введения или изменения экспортных таможенных пошлин на нефть, а также путем внесения тех или иных изменений в Налоговый Кодекс Республики Казахстан. В отдельных контрактах Компании, включая контракт на разработку месторождения Узень, отсутствует в явном виде положение о неизменности таможенных платежей. Кроме того, Компании неизвестно, будет ли сохранен действующий режим налоговой стабильности в отношении контрактов на недропользование в ходе пересмотра Налогового Кодекса. Таким образом, существует риск изменения налогового и таможенного режимов, что может привести к увеличению фискальной нагрузки на Компанию, снижению финансовых результатов её деятельности и сокращению имеющихся у Компании ресурсов для инвестиций. Определение уровня налогообложения, а также иные аспекты регулирования нефтяной отрасли являются прерогативой государства, и Компания будет неукоснительно соблюдать все применимые требования законодательства и регулирующих органов. В зависимости от изменения налоговой и таможенной нагрузки Компания намерена анализировать свои производственные и инвестиционные планы и при необходимости вносить в них изменения.

1 января 2008 г. вступило в силу Соглашение № 2 к Контракту № 40 от 31 мая 1996 г. на осуществление разработки нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области Республики Казахстан, которое предусматривает ряд изменений, касающихся ставок и порядка исчисления некоторых налогов (отчисления в дорожный фонд; социальный налог, роялти, налог на сверхприбыль и др.). Министерство финансов усмотрело в данных изменениях нарушение баланса экономических интересов и пригласило Компанию к дополнительным переговорам, касающимся данного вопроса. Однако, согласно имеющейся у Компании информации, на данный момент Министерство финансов не предоставило ни Компании, ни Министерству энергетики и минеральных ресурсов, как компетентному органу, расчетов и предложений по восстановлению якобы нарушенного баланса экономических интересов сторон. На сегодняшний день никаких обязательных к исполнению решений со стороны государственных органов по данному вопросу принято не было. Компания считает, что все изменения, внесенные Соглашением №2, являются экономически и юридически обоснованными и оснований для отмены или изменения положений Соглашения №2 не существует. В случае отмены

Соглашения №2 Компания может быть вынуждена произвести перерасчет налогов, уплаченных в предыдущие периоды, в частности, налога на сверхприбыль, что имело бы существенный негативный эффект на финансовые результаты Компании.

Риск, связанный с приобретением 50% доли участия в ССЕЛ (АО «Каражанбасмунай»)

28 января 2008 г. Агентством по борьбе с экономической и коррупционной преступностью Республики Казахстан (финансовая полиция) было возбуждено уголовное дело в отношении бывших акционеров Nations Energy Company Ltd (NECL) по факту уклонения ими от уплаты налогов при продаже 100% акций NECL в пользу китайской компании CITIC Canada Energy Ltd. NECL (впоследствии переименованное в CITIC Canada Petroleum Ltd.) в свою очередь владеет 100% голосующих акций Каражанбасмунай. Одобрение сделки между CITIC Group и владельцами NECL со стороны Межведомственной и Экспертной комиссии МЭМР РК в соответствии со ст. 71 Закона РК «О недрах и недропользовании» и ст. 53 Закона РК «О нефти» было получено 28 декабря 2006 г. с условием оплаты продавцом - бывшими владельцами NECL казахстанского налога на прирост стоимости капитала, возникающего при совершении сделки. По имеющейся информации, данное условие до настоящего момента выполнено не было. В случае невыплаты данных налогов, теоретически существует возможность отмены в судебном порядке по иску заинтересованных государственных органов сделки между владельцами NECL и CITIC Group (что в свою очередь повлияет на сделку между CITIC Group и РД КМГ) или одностороннего расторжения контракта на недропользование Каражанбасмунай со стороны МЭМР РК.

Также финансовой полицией расследуется уголовное дело в отношении бывших руководителей Каражанбасмунай по факту сверхнормативной добычи нефти в 2002 г. в объеме 463 523 тонн на возможную сумму 9,1 млрд. тенге. Предварительное следствие по указанному уголовному делу не закончено, и таким образом, сумма незаконного дохода в 9,1 млрд. тенге, полученных Каражанбасмунаем является предварительной. Факт каких-либо нарушений не признается Каражанбасмунаем.

В случае взыскания существенных сумм с Каражанбасмунай по требованиям/искам государственных органов, доходы, получаемые РД КМГ, от инвестиций в Каражанбасмунай, могут сократиться.

Риски, связанные с геологоразведочными работами

В июле 2007 г. подписан Межправительственный договор между Республикой Казахстан и Российской Федерацией о продлении аренды военного полигона РФ ГЛИЦ 929, частично совпадающего с территорией разведочного блока Тайсойган. В связи с этим проведение нефтяных операций на участке разведочного блока Тайсойган, совпадающего с

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

территорией военного полигона, ограничено, а капитальные работы по обустройству промысла внутри военного полигона (являющегося де-факто территорией Российской Федерации) запрещаются Комитетом управления земельными ресурсами. Поэтому существует риск того, что в случае открытия месторождения, в пределах военного полигона, оно не сможет быть освоено по вышеуказанной причине. Кроме того, открытые месторождения Уаз и Кондыбай не могут быть введены в промышленную разработку.

РД КМГ проводит геологоразведочные работы на двух блоках (Лиман и Р-9), где на завершающем этапе предусматривается бурение поисковых скважин. В зависимости от полученных результатов геолого-геофизических исследований бурение скважин будет вестись на глубинах от 5 000 м до 7 000 м., что обуславливает высокую стоимость одной поисковой скважины, которая может достигать 50 млн. долларов США. Для снижения риска геологоразведочных работ проводится комплекс геолого-геофизических исследований, который помимо традиционных сейсмических исследований включает: геохимические исследования, высокоразрешающие электроразведочные работы, а также специальные методики по обработке данных сейсмики и гравитики. Тем не менее, согласно мировому опыту в проведении геологоразведочных работ всегда существует риск некоммерческого обнаружения залежей УВ и/или бурения «сухой» скважины.

Экологические риски

В связи с реформированием экологического законодательства Казахстана, ужесточились требования к утилизации попутного газа, ликвидации замазученности территории и обращению с отходами. В результате увеличения ставок платы за сжигание попутного газа в факелах в среднем в 8-10 раз, у Компании, а также у компаний Казгермунай и Каражанбасмунай возросли текущие платежи за выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду.

Вместе с тем, Правительством рассматривается вопрос замены многочисленных платежей за эмиссии в окружающую среду, подлежащих ежегодному переутверждению, на единый экологический налог, что может повлечь значительное увеличение экологических выплат Компании.

На сегодняшний день Компания не может прогнозировать риски, связанные с экологическими налоговыми выплатами.

У Компании и её зависимых предприятий существуют обязательства по ликвидации замазученных территорий, в том числе нефтяных амбаров, а также по снижению объемов образования и накопления отходов. С целью выполнения обязательств, Компанией формируются ежегодные планы природоохранных мероприятий и иные программы, которые согласовываются с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Данные меры позволяют снизить риски предъявления претензий контролирующими органами.

Ввиду того, что природоохранное законодательство продолжает развиваться, Компания не может предусмотреть его возможные изменения, однако все текущие экологические риски идентифицированы, своевременно анализируются и контролируются.

Риск персонала

По некоторым оценкам, существующий уровень заработной платы в Компании уступает показателям рынка по уровню заработной платы в компаниях, сопоставимых по уровню капитализации.

Сохранение этой ситуации может привести к оттоку высококвалифицированного персонала в ближайшем будущем. Для снижения данного риска Компания инициировала проект по внедрению системы стимулирования сотрудников, направленной на приведение уровня заработной платы в соответствие с рыночными показателями в целях мотивации и удержания высококвалифицированного персонала.

На сегодняшний день ряд специалистов Компании имеет сертификаты ведущих международных образовательных центров: 2 CFM (Сертифицированный финансовый менеджер), 1 CFA (Сертифицированный финансовый аналитик), 1 CMA (Сертифицированный бухгалтер управленческого учета), 2 сотрудника имеют сертификаты Ассоциации сертифицированных бухгалтеров Великобритании (ACCA), 1 CPA (Сертифицированный публичный аудитор), 4 CIA (Сертифицированный внутренний аудитор), 1 Chartered Auditor (Canada).

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.

Заключение независимого аудитора

Акционерам и руководству Акционерного Общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности Акционерного Общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и её дочерних предприятий (далее по тексту – «Компания»), которая включает консолидированный бухгалтерский баланс по состоянию на 31 декабря 2007 г., консолидированный отчёт о доходах и расходах, консолидированный отчёт об изменениях в капитале и консолидированный отчёт о движении денежных средств за год по указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учётной политики и другие примечания к консолидированной финансовой отчётности.

Ответственность руководства в отношении финансовой отчётности

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

Ответственность аудитора

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

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

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

Заключение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Компании на 31 декабря 2007 г., а также ее финансовые результаты и движения денежных средств за год по указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.



29 февраля 2008 года

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз»
За год, закончившийся 31 декабря 2007 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ
 БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС
 В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ

На 31 декабря

	ПРИМЕЧАНИЯ	2007	2006
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	246 673 657	259 333 372
Прочие финансовые активы	7	1 953 799	102 841 401
Дебиторская задолженность			
от совместно-контролируемого предприятия	8	18 478 228	—
Нематериальные активы	6	5 548 240	7 921 252
Инвестиции в ассоциированные компании			
и совместно-контролируемые предприятия	8	102 999 132	2 884 207
Прочие активы		4 045 763	3 843 312
Итого долгосрочных активов		379 698 819	376 823 544
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	11 583 258	15 131 619
Предоплата по налогам и НДС к возмещению		5 378 089	11 690 358
Расходы будущих периодов		4 845 333	4 952 828
Торговая и прочая дебиторская задолженность	7	50 083 867	37 356 601
Прочие финансовые активы	7	378 603 924	226 523 024
Денежные средства и их эквиваленты	7	21 658 451	62 459 415
Итого текущих активов		472 152 922	358 113 845
Итого активов		851 851 741	734 937 389

КАПИТАЛ

Уставный капитал	11	259 365 914	259 276 481
Прочий капитал		580 988	92 249
Нераспределённый доход		386 494 710	266 383 385
Капитал акционеров Компании		646 441 612	525 752 115
Доля меньшинства		—	5 700
Итого капитал		646 441 612	525 757 815

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Долгосрочные обязательства			
Займы	13	14 135 480	37 972 387
Обязательство по отсроченному налогу	17	7 784 439	10 715 701
Резервы	14	48 157 460	52 155 874
Итого долгосрочных обязательств		70 077 379	100 843 962
Текущие обязательства			
Займы	13	18 713 954	21 695 307
Подоходный налог к уплате		59 356 770	25 551 751
Торговая и прочая кредиторская задолженность		35 184 485	40 457 729
Резервы	14	22 077 541	20 630 825
Итого текущих обязательств		135 332 750	108 335 612
Итого обязательств		205 410 129	209 179 574
Итого обязательств и капитала		851 851 741	734 937 389

Примечания на страницах 60-84 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ
О ДОХОДАХ И РАСХОДАХ
В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ**

За год, закончившийся 31 декабря

	ПРИМЕЧАНИЯ	2007	2006
Доходы	15	486 974 879	412 207 787
Операционные расходы	16	(210 834 485)	(193 397 788)
Операционная прибыль		276 140 394	218 809 999
Доход от вознаграждения		27 030 779	11 615 497
Расходы по вознаграждению		(5 787 911)	(7 595 468)
Отрицательная курсовая разница		(8 042 582)	(4 060 138)
Доход (убыток) от продажи дочерних организаций	9	859 828	(75 772)
Доля в результатах ассоциированных компаний и совместно-контролируемых предприятиях		17 429 850	(327 788)
Прибыль до подоходного налога		307 630 358	218 366 330
Расходы по подоходному налогу	17	(150 511 277)	(95 805 113)
Чистая прибыль за год		157 119 081	122 561 217
Относимая на счёт:			
Акционеров Компании		157 119 081	122 561 334
Доли меньшинства		—	(117)
		157 119 081	122 561 217

ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

Относимая на счёт акционеров Компании – базовая и разводнённая	12	2,12	2,26
--	----	------	------

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ
О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ
В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ**

За год, закончившийся 31 декабря

	ПРИМЕЧАНИЯ	2007	2006
Денежные потоки от операционной деятельности			
Денежные поступления от покупателей		469 700 718	410 468 348
Денежные платежи поставщикам и сотрудникам		(186 511 021)	(160 982 545)
Подходный налог уплаченный		(110 228 229)	(127 275 342)
Чистые потоки денежных средств, полученные от операционной деятельности		172 961 468	122 210 461
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(40 095 396)	(49 285 538)
Поступления от продажи основных средств		65 759	829 906
Приобретение нематериальных активов		(26 464)	(8 838 611)
Приобретение доли в совместных предприятиях и займа н получению от совместной контролируемой компании		(137 157 588)	—
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний		36 179 141	—
Приобретение финансовых активов, удерживаемых до погашения, нетто		(138 309 725)	(170 235 221)
Приобретение финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, нетто		(6 767 606)	—
Займы, выданные связанным сторонам		—	(118 250 000)
Погашение займов, полученных от связанных сторон		97 540 000	37 011 854
Поступления от реализации дочерних организаций	9	10 346 935	3 653 483
Вознаграждение полученное		13 546 118	6 724 660
Чистые потоки денежных средств, использованные в инвестиционной деятельности		(164 678 826)	(118 250 000)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Поступления от выпуска акций		—	151 880 637
Расходы, связанные с выпуском акций		—	(7 300 142)
Выкупленные собственные акции		—	(3 818 100)
Поступления от выпуска облигаций		—	94 792 000
Расходы, связанные с выпуском облигаций		—	(721 328)
Поступления по займам		1 995 378	7 681 060
Погашение займов		(8 174 960)	(1 695 391)
Дивиденды уплаченные		(35 705 178)	(17 631 460)
Вознаграждение уплаченное		(3 089 296)	(3 927 652)
Чистые потоки денежных средств (использованных в), полученных от финансовой деятельности		(44 974 056)	219 259 624
Чистое изменение денежных средств и их эквивалентов		(36 691 414)	43 080 618
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	7	62 459 415	20 187 588
Отрицательная курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам		(4 109 550)	(808 791)
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	7	21 658 451	62 459 415

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ
ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ
В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ

	ОТНОСЯЩИЙСЯ К АКЦИОНЕРАМ КОМПАНИИ				ДОЛЯ МЕНЬШИНСТВА	ИТОГО КАПИТАЛА
	УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ	ВЫКУПЛЕННЫЕ СОБСТВЕННЫЕ АКЦИИ	ПРОЧИЕ РЕЗЕРВЫ	НЕРАСПРЕДЕЛЁН- НЫЙ ДОХОД		
На 1 января 2006 года	11 792 208	—	—	161 860 819	79 536	173 732 563
Выпуск акций	251 302 373	—	—	—	—	251 302 373
Выкупленные собственные акции	—	(3 818 100)	—	—	—	(3 818 100)
Опционный план	—	—	92 249	—	—	92 249
Изменения доли собственности в дочерних организациях	—	—	—	—	(73 719)	(73 719)
Прочие выплаты собственникам	—	—	—	(13 243)	—	(13 243)
Дивиденды	—	—	—	(18 025 525)	—	(18 025 525)
Чистая прибыль за год	—	—	—	122 561 334	(117)	122 561 217
На 31 декабря 2006 года	263 094 581	(3 818 100)	92 249	266 383 385	5 700	525 757 815
Выбытие дочерних организаций	—	—	—	—	(5 700)	(5 700)
Курсовая разница	—	—	(655 350)	—	—	(655 350)
Опционный план	—	—	1 579 975	—	—	1 579 975
Исполнение опционов работников	—	89 433	—	—	—	89 433
Чистый убыток по финансовым инвестициям, имеющимся в наличии для продажи	—	—	(435 886)	—	—	(435 886)
Дивиденды	—	—	—	(37 007 756)	—	(37 007 756)
Чистая прибыль за год	—	—	—	157 119 081	—	157 119 081
На 31 декабря 2007 года	263 094 581	(3 728 667)	580 988	386 494 710	—	646 441 612

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В ТЫСЯЧАХ ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ

1 Организация и основная деятельность

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту «Компания») была учреждена в Республике Казахстан и занимается приобретением, разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья. Основная деятельность нефтегазовых объектов осуществляется в Прикаспийском и Мангистауском бассейнах Западного Казахстана. Прямым основным акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (далее по тексту «НК КМГ» или «Материнская компания»), которое представляет интересы государства в нефтегазовой промышленности Казахстана, и которое владеет 57,95% акций Компании, находящихся в обращении. по состоянию на 31 декабря 2007 года (в 2006 году: 56,77%). С июня 2006 года АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» владеет 100% акций НК КМГ. В свою очередь, 100% акций АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» находятся в собственности Правительства Республики Казахстан (далее по тексту «Правительство»).

Компания осуществляет свою основную деятельность через производственные подразделения «УзеньМунайГаз» и «ЭмбаМунайГаз». Кроме того, Компания имеет 50%-ную долю в совместно контролируемой компании по добыче нефти и природного газа и дебиторскую задолженность от совместно контролируемой компании (Примечание 8). Данная консолидированная финансовая отчетность отражает финансовое состояние и результаты хозяйственной деятельности данных подразделений, совместно контролируемых компаний и прочих предприятий, преимущественно не связанных с осуществлением основной деятельности, в которых Компания имела контрольную и не контрольную доли участия. Доля таких прочих предприятий составляла приблизительно 2% от чистых активов Компании по состоянию на 31 декабря 2007 года (в 2006 году: 3%). Компания планирует реализовать оставшиеся компании, не связанные с основной деятельностью, к концу 2008 года.

Данная консолидированная финансовая отчетность была утверждена к выпуску Генеральным директором, Заместителем генерального директора по экономике и финансам и Финансовым контролером 29 февраля 2008 года.

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

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

Принятые стандарты бухгалтерского учёта и интерпретации

Компания приняла следующие новые или пересмотренные Стандарты и Интерпретации Комитета по международным стандартам финансовой отчетности (НИМСФО) в настоящем отчётном году. Принятие пересмотренных стандартов и интерпретаций не оказало существенного влияния на финансовые результаты или финансовое положение Компании. Тем не менее, в результате их принятия была раскрыта дополнительная информация в том числе, в некоторых случаях это привело к пересмотру учётной политики.

- МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации»
- МСБУ 1 «Представление финансовой отчётности», поправка

-
- МСБУ 23 «Затраты по займам», поправка
 - КИМСФО 8 «Сфера применения МСФО 2»
 - Интерпретация 9 «Повторная оценка производных финансовых инструментов»
 - Интерпретация 10 «Промежуточная финансовая отчетность и обесценение»

МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации»

Данный стандарт требует осуществлять раскрытие информации, которое позволит пользователям финансовой отчетности оценить значительность финансовых инструментов Компании, а также природу и степень рисков, возникающих по этим финансовым инструментам. Указанная информация была включена в данную финансовую отчетность. Хотя и не было влияния на финансовое положение или финансовые результаты, при необходимости сравнительная информация была пересмотрена.

МСБУ 1 «Представление финансовой отчетности», поправка

Данный стандарт требует, чтобы Компания раскрывала информацию, которая бы позволила пользователям финансовой отчетности оценить цели, политику и процедуры управления капиталом. Эта информация раскрыта в Примечании 19.

МСБУ 23 «Затраты по займам», поправка

Данный стандарт был пересмотрен с целью включения требования о капитализации затрат по займам в тех случаях, когда такие затраты относятся к квалифицируемому активу. Квалифицируемый актив, это актив, который в обязательном порядке потребует значительное количество времени для приведения его в готовность для целевого использования или реализации. Данный стандарт не оказал влияния на финансовое положение или финансовые результаты Компании.

КИМСФО 8 «Сфера применения МСФО 2»

В соответствии с КИМСФО 8, МСФО 2 необходимо применять к сделкам, по которым компания не может определить некоторые специфические или все полученные товары, в частности долевыми инструментами выпущены в обмен на возмещение, которое меньше их справедливой стоимости. Так как долевыми инструментами предоставляются только работникам в соответствии с опционным планом выплат, указанная интерпретация не оказала влияния на финансовое положение Компании.

КИМСФО 9 «Повторная оценка производных финансовых инструментов»

КИМСФО 9 констатирует, что датой оценки наличия встроенных производных инструментов является дата, когда предприятие впервые становится стороной по контракту, с переоценкой только тогда, когда вносится изменение в контракт, которое существенно изменяет денежные потоки. Так как у Компании нет встроенных производных инструментов, данная интерпретация не оказала влияния на финансовое положение или финансовые результаты Компании.

КИМСФО 10 «Промежуточная финансовая отчетность и обесценение»

На 1 января 2007 года Компания приняла КИМСФО 10, которая требует, что организация не должна сторнировать убыток от обесценения, признанный в предыдущий промежуточный период в отношении гудвилла или инвестиции, как в долевого инструмента, так и в финансовый актив, учитываемый по стоимости. Так как у Компании нет ранее признанных убытков от обесценения, данная интерпретация не оказала влияния на финансовое положение или финансовые результаты Компании.

Новые стандарты бухгалтерского учета

Следующие МСФО и КИМСФО еще не вступили в силу по состоянию на 31 декабря 2007 года:

- МСФО 3 «Объединение компаний», поправка
- МСФО 8 «Операционные сегменты»
- МСФО 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность», поправка
- КИМСФО 11 «МСФО 2 – Операции с акциями Группы и собственными акциями, выкупленными у акционеров»
- КИМСФО 12 «Услуги по договору концессии»
- КИМСФО 13 «Программы поддержки лояльности потребителей»
- КИМСФО 14 «МСБУ 19 – Ограничение на активы фонда пенсионного обеспечения с установленными выплатами, минимальные требования по финансированию пенсионного обеспечения и их взаимодействие»

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

2.2 Консолидация

Дочерние предприятия

Дочерними предприятиями являются компании, над которыми 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 Компанией над другим предприятием. Дочерние предприятия консолидируются, начиная с момента получения контроля Компанией. Консолидация прекращается с момента прекращения контроля над такими предприятиями.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Ассоциированные компании

Ассоциированными компаниями являются все организации, на которые Компания имеет значительное влияние, но не осуществляет над ними контроль, как правило, это подразумевает владение от 20% до 50% от числа акций, имеющих право голоса. Инвестиции в ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия и первоначально признаются по себестоимости. Инвестиции Компании в ассоциированные предприятия включают в себя гудвилл, определенный при покупке, за вычетом любых накопленных убытков от обесценения.

Доля Компании в прибылях и убытках своих ассоциированных предприятий, возникших после приобретения, отражается в отчете о доходах и расходах, а доля в изменениях капитала, произошедших после приобретения, отражается в капитале. Накопленные изменения в капитале, произошедшие после приобретения корректируют балансовую стоимость инвестиций. Когда доля Компании в убытках ассоциированного предприятия сравнивается или превышает её долю участия в ассоциированном предприятии, включая всю прочую необеспеченную дебиторскую задолженность, Компания прекращает признание дальнейших убытков, кроме тех случаев, когда она начисляла обязательства или проводила платежи от имени ассоциированной компании.

Нереализованные доходы по операциям между Компанией и её ассоциированными компаниями исключаются в части, соответствующей доле Компании в её ассоциированных компаниях. Нереализованные убытки также исключаются, кроме тех случаев, когда соответствующая операция свидетельствует об обесценении переданного актива.

2.3 Пересчёт иностранной валюты

Консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, которая 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 доходах и расходах. 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 доходах и расходах таких компаний пересчитываются по средневзвешенному курсу за год. Курсовые разницы, возникающие при таком пересчёте непосредственно относятся на отдельную статью капитала. При выбытии зарубежной компании общая сумма, признанная в капитале и относящаяся к конкретному зарубежному подразделению, признается в отчёте о доходах и расходах.

2.4 Расходы по разведке и разработке нефти и природного газа

Затраты по приобретению лицензий на разведку

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

Затраты на разведку

Геологические и геофизические расходы списываются в момент, когда такие затраты были понесены. Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам капитализируются в составе основных средств (незавершенное строительство) до тех пор пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя заработную плату, материалы и горючее, стоимость буровых станков и платежи подрядчикам. Если углеводороды не обнаружены, тогда расходы на разведку будут списаны как расходы по сухой скважине. В случае если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке, которая может включать в себя бурение других скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин), коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут классифицированы как актив. Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения. В противном случае затраты списываются.

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

Затраты на разработку

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

2.5 Основные средства

Основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, любого рода 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 и 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 пересматриваются на ежегодной основе, и при необходимости изменения в сроках корректируются в последующих периодах.

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

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

2.6 Обесценение нефинансовых активов

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

Оценка производится на каждую отчетную дату, относительно того имеются ли какие-либо индикаторы того, 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 отчете о доходах и расходах.

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

2.7 Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают затраты на приобретение лицензий на разведку нефтегазовых ресурсов и компьютерных программ. Нематериальные активы, приобретенные отдельно от бизнеса, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

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

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

2.8 Финансовые активы

Финансовые активы в рамках МСБУ 39 классифицируются в качестве финансовых активов по справедливой стоимости через отчет о доходах и расходах, инвестиции, удерживаемые до погашения, или финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, 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 доход 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 ставки вознаграждения.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

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

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

Имеющиеся в наличии для продажи финансовые активы – это непроизводные финансовые активы, которые специально отнесены в данную категорию или которые не были отнесены ни в одну из других категорий. После первоначального признания финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные прибыль или убыток признаются непосредственно в капитале до прекращения признания инвестиций или определения обесценения. В этот момент накопленная прибыль или убыток, ранее учтенные в составе капитала, признаются в отчете о доходах и расходах.

Справедливая стоимость

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

Обесценение финансовых активов

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

Активы, учитываемые по амортизированной стоимости

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

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 отчете о доходах и расходах.

По торговой дебиторской задолженности создается резерв на обесценение в том случае, если существует объективное свидетельство (например, вероятность неплатежеспособности или других существенных финансовых затруднений дебитора) того, что Компания не получит все суммы, причитающиеся ей в соответствии с первоначальными условиями счета-фактуры. Балансовая стоимость дебиторской задолженности уменьшается посредством использования счета резерва. Обесцененные задолженности прекращают признаваться, если они считаются безнадежными.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

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

Прекращение признания финансовых активов

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

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

2.9 Товарно-материальные запасы

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

2.10 Налог на добавленную стоимость (НДС)

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

2.11 Денежные средства и их эквиваленты

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

2.12 Капитал

Уставный капитал

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

Собственные выкупленные акции

В случае приобретения Компанией или ее дочерними организациями акций Компании, стоимость их приобретения, включая соответствующие затраты на совершение сделки, за вычетом подоходного налога, вычитается из капитала как выкупленные собственные акции вплоть до момента их аннулирования или повторного выпуска. При покупке, продаже, выпуске или аннулировании собственных долевого инструмента Компании какие-либо прибыль или убыток в отчете о доходах и расходах не признаются. При последующей продаже или повторном выпуске таких акций полученная сумма включается в состав капитала. Выкупленные собственные акции учитываются по средневзвешенной стоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

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.

2.13 Торговая кредиторская задолженность

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 доходах и расходах в течение срока, на который выдан заём с использованием метода эффективной ставки вознаграждения. Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Компания не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчётной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются.

2.14 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 доходах и расходах в течение срока, на который выдан заём с использованием метода эффективной ставки вознаграждения. Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Компания не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчётной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются.

2.15 Отсроченный подоходный налог

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

Актив по отсроченному налогу признается только в той степени, в какой существует значительная вероятность получения налогооблагаемой прибыли, которая может быть уменьшена на сумму вычитаемых временных разниц. Отсроченные налоговые активы и обязательства рассчитываются по налоговым ставкам, применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства, на основе действующих или объявленных (и практически принятых) на отчетную дату налоговых ставок.

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

2.16 Вознаграждение работникам

Пенсионный план

Компания удерживает 10% от начисленной заработной платы работников как пенсионные отчисления в соответствующие пенсионные фонды. Максимальный уровень пенсионных отчислений установлен в размере 75 минимальных месячных заработных плат, составляющей 9 752 тенге в месяц в 2007 году (в 2006 году: 9 200 тенге). В соответствии с действующим казахстанским законодательством работники сами несут ответственность за своё пенсионное обеспечение.

2.17 Признание дохода

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

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

2.18 Подоходные налоги

Налог на сверхприбыль рассматривается как подоходный налог и образует часть расходов по подоходному налогу. В соответствии с контрактами на недропользование, Компания начисляет и уплачивает налог на сверхприбыль по ставке в 30% от суммы прибыли после налогообложения, которая подлежит корректировке на сумму определенных вычетов в соответствии с применяемым контрактом на недропользование, при внутренней норме прибыли, превышающей определенные значения.

Внутренняя норма прибыли рассчитывается на основе денежных потоков по каждому контракту на недропользование и корректируется на национальный уровень инфляции. Отсроченный налог рассчитывается как для корпоративного подоходного налога, так и для налога на сверхприбыль. Отсроченный налог на сверхприбыль рассчитывается по временным разницам для активов, отнесенных к контрактам на недропользование, по ожидаемой ставке налога на сверхприбыль, подлежащей к уплате по контракту.

3 Существенные неденежные операции

В 2007 году сумма задолженности в 18 173 826 тысяч тенге (в 2006 году: 17 503 720 тысяч тенге) по условиям соглашения о пре-экспортном финансировании была погашена сырой нефтью.

Указанные неденежные операции исключены из консолидированного отчёта о движении денежных средств.

4 Существенные учётные оценки и суждения

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

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Компании по износу, истощению и амортизации. Компания оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Компания использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Компания включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода, включая те случаи, когда Компания имеет право требовать продления и намерение продлить лицензию. 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 выбытию активов

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Компания несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, обязательства Компании относятся к постепенному закрытию всех продуктивных скважин и деятельность по окончательному закрытию, такая как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

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 бы 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. Никаких обязательств не было признано 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 ожидаются, потребуются для погашения обязательства, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку. Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относятся к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компании могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 12,7% и 9,4% резерва на 31 декабря 2007 и 2006 годов соответственно относится к затратам по окончательному закрытию. Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие уменьшаются влиянием дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Компания оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по бухгалтерскому балансу, на 31 декабря 2007 года составляли 5,0% и 7,9% соответственно (в 2006 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 по обязательствам на экологические очистные работы и 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 не дисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими органами. Резерв Компании на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Компания соблюдала требования существующей казахстанской нормативной базы. В соответствии с Меморандумом о взаимопонимании, подписанным с Министерством по охране окружающей среды в июле 2005 года, Компания согласилась взять на себя ответственность за некоторое загрязнение воды и почвы, которое явилось результатом добычи нефти, относящейся к началу добычи. Для целей учёта Компания отразила обязательство по самому раннему представленному периоду в обязательствах по законодательству, действовавшему до подписания Меморандума о взаимопонимании. На дату выпуска данной финансовой отчетности объем, и сроки плана по рекультивации не были согласованы с Правительством. Соответственно, обязательство не было дисконтировано. Так как первоначальные сроки обязательства ещё не установлены и руководство обоснованно ожидает выполнить план по рекультивации в течение периода до десяти лет, Компания классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, согласованных с соответствующими органами, которые должны быть понесены в 2008 году. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки.

Дополнительные неопределённости, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 21. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 14.

Налогообложение

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Компания не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных

суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Компании на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и текущего результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резерв по налоговым рискам, раскрытый в Примечании 14, в основном, относится к применению Компанией казахстанского законодательства о трансфертном ценообразовании в отношении экспортной реализации сырой нефти. Остальные неопределённости, относящиеся к налогообложению, раскрыты в Примечании 21.

5 Основные средства

	НЕФТЕГАЗОВЫЕ АКТИВЫ	ПРОЧИЕ АКТИВЫ	НЕЗАВЕРШЕННОЕ КАПИТАЛЬНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО	ИТОГО
2006 год				
Чистая начальная балансовая стоимость на 1 января 2006 года	187 745 316	45 500 229	9 886 289	243 131 834
Поступления	22 185 359	6 591 217	29 711 178	58 487 754
Выбытия	(5 288 152)	(4 285 597)	(3 803 098)	(13 376 847)
Перемещения из незавершённого капитального строительства	22 551 461	2 846 849	(25 398 310)	—
Амортизационные отчисления	(24 523 824)	(4 385 545)	—	(28 909 369)
Чистая балансовая стоимость на конец периода на 31 декабря 2006 года	202 670 160	46 267 153	10 396 059	259 333 372
На 31 декабря 2006 года				
Первоначальная стоимость	275 486 339	51 924 906	10 396 059	337 807 304
Накопленный износ	(72 816 179)	(5 657 753)	—	(78 473 932)
Чистая балансовая стоимость	202 670 160	46 267 153	10 396 059	259 333 372
2007 год				
Чистая начальная балансовая стоимость на 1 января 2007 года	202 670 160	46 267 153	10 396 059	259 333 372
Поступления	1 436 403	4 055 418	34 691 848	40 183 669
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	(2 204 963)	—	—	(2 204 963)
Выбытие дочерних организаций	—	(8 526 860)	—	(8 526 860)
Выбытия	(3 253 513)	(4 232 607)	(2 788 893)	(10 275 013)
Перемещения из незавершённого капитального строительства	34 384 609	4 584 445	(38 969 054)	—
Амортизационные отчисления	(26 581 417)	(5 255 131)	—	(31 836 548)
Чистая балансовая стоимость на конец периода на 31 декабря 2007 года	206 451 279	36 892 418	3 329 960	246 673 657
На 31 декабря 2007 года				
Первоначальная стоимость	304 590 605	47 139 649	3 329 960	355 060 214
Накопленный износ	(98 139 326)	(10 247 231)	—	(108 386 557)
Чистая балансовая стоимость	206 451 279	36 892 418	3 329 960	246 673 657

На 31 декабря 2007 года незавершенное капитальное строительство включает чистую балансовую стоимость активов по разведке и оценке в сумме 467 479 тысяч тенге (в 2006 году: 734 513 тысяч тенге). Поступления таких активов в течение 2007 года составили 666 300 тысяч тенге (в 2006 году: 1 312 855 тысяч тенге), а выбытия составили 933 334 тысячи тенге (в 2006 году: 1 490 485 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
ПРОДОЛЖЕНИЕ

6 Нематериальные активы

	2007	2006
На 1 января		
Чистая начальная балансовая стоимость	7 921 252	1 340 657
Поступления	1 074 150	9 413 856
Выбытия	(27 337)	(4 757)
Амортизационные отчисления	(3 419 825)	(2 828 504)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря	5 548 240	7 921 252
На 31 декабря		
Первоначальная стоимость	11 938 752	10 908 011
Накопленная амортизация	(6 390 512)	(2 986 759)
Чистая балансовая стоимость	5 548 240	7 921 252

7 Финансовые активы

Прочие финансовые активы

Суммы по займу к получению от НК КМГ	—	100 786 068
Прочее	1 953 799	2 055 333
Итого долгосрочных финансовых активов	1 953 799	102 841 401
Срочные вклады, выраженные в долларах США	187 559 204	90 461 651
Срочные вклады, выраженные в тенге	184 767 036	131 995 651
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	6 277 414	—
Прочее	270	4 065 722
Итого краткосрочных финансовых активов	378 603 924	226 523 024
	380 557 723	329 364 425

В 2007 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в долларах США составляла 8,5% (в 2006 году: 7,6%). Средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в тенге составляла в 2007 году 9,1% (в 2006 году: 8,1%). Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, включают облигации, выраженные в долларах США, справедливая стоимость которых определена исходя из опубликованных котировок на активном рынке.

10 июля 2006 года, финансовая дочерняя организация Компании, «Мунайшы Финанс Б.В.», выпустила облигации с преимущественным правом требования на сумму 800 миллионов долларов США по фиксированной ставке 6,5% годовых со сроком погашения в 2009 году, и предоставила поступления от эмиссии НК КМГ в виде займа. Ставка вознаграждения по этому займу зафиксирована на уровне 6,6% в год. 17 апреля 2007 года материнская компания Компании – НК КМГ использовала своё право на досрочное погашение займа и выплатила Компании 99,3 миллиарда тенге, что является полным погашением обязательства НК КМГ по займу и начисленным процентам на эту дату.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

	2007	2006
Торговая дебиторская задолженность	51 213 760	37 273 438
Прочее	511 192	3 378 453
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(1 641 085)	(3 295 290)
	50 083 867	37 356 601

На 31 декабря 2007 года торговая и прочая дебиторская задолженность, выраженная в долларах США, представляла 98% от общей суммы дебиторской задолженности (в 2006 году: 89%). Оставшаяся дебиторская задолженность выражена в тенге. Торговая дебиторская задолженность является беспроцентной и сроком обычно в 30 дней.

Анализ торговой дебиторской задолженности по срокам погашения представлен следующим образом:

	2007	2006
Текущая часть	48 927 795	35 906 820
Просрочка от 0 до 30 дней	1 125 816	398 049
Просрочка от 30 до 60 дней	—	891 297
Просрочка от 60 до 90 дней	30 256	160 435
	50 083 867	37 356 601

Денежные средства и их эквиваленты

	2007	2006
Срочные вклады в банках, выраженные в тенге	19 824 415	58 399 928
Срочные вклады в банках, выраженные долларах США	818 040	—
Средства в банках и наличность в кассе	1 015 996	4 059 487
	21 658 451	62 459 415

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

Средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в долларах США составляла в 2007 году 4,1% (в 2006 году: 5,6%).

Средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в тенге составляла 5,7% в 2007 году (в 2006 году: 5,6%).

Примерно 5% общей суммы денежных и их эквивалентов на конец 2007 года выражены в долларах США (в 2006 году: 23%).

Оставшиеся суммы выражены в тенге.

8 Инвестиции в ассоциированные компании и совместно-контролируемые предприятия и дебиторская задолженность совместно-контролируемого предприятия

Инвестиции в ассоциированные компании и совместно-контролируемые предприятия

	2007	2006
Участие в ТОО «СП Назгермунай» (Назгермунай)	100 757 096	—
Прочее	2 242 036	2 884 207
	102 999 132	2 884 207

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
ПРОДОЛЖЕНИЕ

Приобретение ТОО «СП «Казгермунай»

24 апреля 2007 года Компания приобрела у НК КМГ 50% долю участия в ТОО «СП «Казгермунай» (далее по тексту «Казгермунай») осуществляющего нефтегазовую деятельность в Южно-Центральном Казахстане. Данная консолидированная финансовая отчётность включает финансовые результаты «Казгермунай» за период с даты приобретения.

Справедливая стоимость идентифицируемых активов и обязательств «Казгермунай» на дату приобретения, 24 апреля 2007 года, и соответствующая балансовая стоимость непосредственно перед приобретением представлены следующим образом:

	ДОЛЯ ПЕРВОНАЧАЛЬНОЙ БАЛАНСОВОЙ СТОИМОСТИ НА 24 АПРЕЛЯ 2007	ДОЛЯ СПРАВЕДЛИВОЙ СТОИМОСТИ НА 24 АПРЕЛЯ 2007	ДОЛЯ АКТИВОВ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ НА 31 ДЕКАБРЯ 2007
Денежные средства	33 127 485	33 127 485	7 212 286
Текущие активы	10 136 420	12 265 313	12 811 469
Долгосрочные активы	14 071 248	152 923 501	88 230 317
	57 335 153	198 316 299	108 254 072
Текущие обязательства	3 349 764	3 349 764	5 785 528
Долгосрочные обязательства	18 359 233	75 288 657	1 711 448
	21 708 997	78 638 421	7 496 976
Чистые активы	35 626 156	119 677 878	100 757 096

Корректировки балансовой стоимости относятся к отнесению затрат на приобретение на справедливую стоимость активов, обязательств и условных обязательств.

Общая стоимость приобретения в 119 677 879 тысяч тенге включает денежный платёж в размере 118 250 000 тысяч тенге и затраты в 1 427 878 тысяч тенге, непосредственно относящиеся к приобретению.

Разница в 84 051 722 тысячи тенге между стоимостью приобретения и балансовой стоимостью чистых приобретённых активов в основном относится к стоимости лицензии «Казгермунай» на основе его доказанных резервов. Стоимость лицензии будет амортизироваться из расчета доказанных резервов совместного предприятия с использованием производственного метода.

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

Доходы	56 436 402
Операционные расходы	(26 625 703)
Операционная прибыль	29 810 699
Финансовые затраты, нетто	821 556
Прибыль до подоходного налога	30 632 255
Расходы по подоходному налогу	(12 720 687)
Чистая прибыль за период	17 911 568
Убыток от изменения валютных курсов, напрямую отраженный в капитале	(655 350)

Чистая прибыль за период с даты приобретения по 31 декабря 2007 года в размере 17 911 568 тысяч тенге включает корректировку доли Компании в чистой прибыли за период, отраженном в финансовой отчетности Казгермунай в размере 27 609 278 тысяч тенге, с целью отражения влияния справедливой стоимости товарно-материальных запасов в сумме 2 128 893 тысячи тенге и амортизации справедливой стоимости лицензии в 12 828 503 тысячи тенге и увеличения отсроченного налогового актива в размере 5 259 686 тысяч тенге.

22 ноября 2007 года участники «Казгермунай» объявили о выплате дивидендов в размере 600 миллионов долларов США по результатам операционной деятельности за девять месяцев и на основании финансового положения по состоянию на 30 сентября 2007 года, Компания получила свою 50% долю этих дивидендов 28 ноября 2007 года, которое составляет 300 миллионам долларов США (36 177 000 тысяч тенге).

Дебиторская задолженность совместно-контролируемого предприятия

	2007	2006
Дебиторская задолженность «CITIC Canada Energy Limited» («CCEL»)	18 478 228	—

Приобретение «CCEL»

8 ноября 2007 года Компания подписала договор о покупке 50% доли в холдинговой компании «CCEL», средства которой инвестированы в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане. 12 декабря 2007 года Компания завершила приобретение и получила от «State Alliance Holdings Limited» (холдинговая компания, принадлежащая «CITIC Group», компании, котируемой на фондовой бирже Гонконга) 50% доли участия в «CCEL» за пятьдесят центов США.

Доля Компании в активах и обязательствах «CCEL» на 12 декабря 2007 года, дату приобретения, и на отчетную дату представлена ниже:

	ДОЛЯ АКТИВОВ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ НА 12 ДЕКАБРЯ 2007	ДОЛЯ АКТИВОВ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ НА 31 ДЕКАБРЯ 2007
Текущие активы	24 426 658	25 027 434
Долгосрочные активы	143 050 062	143 461 763
	167 476 720	168 489 197
Текущие обязательства	38 040 173	39 639 111
Долгосрочные обязательства	129 436 547	128 850 086
	167 476 720	168 489 197
Чистые активы	—	—

Данное совместно контролируемое предприятие и его дочерние организации обязаны по договору объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. Кроме того, по условиям договора о приобретении, Компания получила право на получение денежных потоков от финансового актива, но приняла на себя обязательство выплатить эти денежные потоки, в превышение гарантированной выплаты в размере 26,2 миллионов долларов США, до 2020 года, CITIC по соглашению о перераспределении в размере до 782,5 миллионов долларов США (94 106 228 тысяч тенге) на 31 декабря 2007 года. Данное обязательство представляет собой первоначальное обязательство плюс вознаграждение, начисленное на данную сумму по ставке ЛИБОР плюс 1,45% в год. Компания не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от совместно контролируемого предприятия. Соответственно, данное право и обязательство не признаны в бухгалтерском балансе Компании. Дебиторская задолженность к получению на сумму 150 миллионов долларов США (18 045 000 тысяч тенге) представляет собой часть финансового актива, признание которого было прекращено в результате соглашения о перераспределении.

Кроме того, Компания имеет право, в определенных случаях указанных в договоре о покупке, реализовать свой опцион на продажу и вернуть инвестиции CITIC и получить обратно 150 миллионов долларов США плюс вознаграждение, начисленное на эту сумму по ставке 8%, минус совокупную сумму полученных платежей, составляющих 26,2 миллиона долларов США.

Эффективная ставка вознаграждения по дебиторской задолженности составляет 14% в год.

9 Выбытие дочерних организаций

Исполняя план по реализации непрофильных активов к концу 2008 года, Компания продала в 2007 году пять дочерних организаций (в 2006 году: продано два дочерних предприятия) с чистые активы, которых составили 9 836 172 тысячи тенге. Компания получила 10 696 000 тысяч тенге за реализацию дочерних предприятий, в результате чего прибыль от реализации составила 859 828 тысяч тенге. Выбытие остатков денежных средств, связанных с реализацией дочерних предприятий, составили 349 065 тысяч тенге. Активы и обязательства данных дочерних предприятий на момент реализации представлены ниже:

Текущие активы	2 145 821
Долгосрочные активы	8 526 860
	10 672 681
Текущие обязательства	836 509
Долгосрочные обязательства	—
	836 509
Чистые выбывшие активы	9 836 172

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
ПРОДОЛЖЕНИЕ

10 Товарно-материальные запасы

	2007	2006
Материалы	7 666 214	10 053 765
Сырая нефть	3 917 044	5 077 854
	11 583 258	15 131 619

11 Капитал

	ВЫПУЩЕННЫЕ АКЦИИ (КОЛИЧЕСТВО АКЦИЙ)		ПРОСТЫЕ АКЦИИ	ПРИВИЛЕГИРОВАННЫЕ АКЦИИ	ИТОГО КАПИТАЛА
	ПРОСТЫЕ АКЦИИ	ПРИВИЛЕГИРОВАННЫЕ АКЦИИ			
На 1 января 2006 года	43 051 132	4 117 699	10 762 783	1 029 425	11 792 208
Выпуск акций	27 169 803	18 408	251 297 771	4 602	251 302 373
Собственные выкупленные акции	(341 530)	—	(3 818 100)	—	(3 818 100)
На 31 декабря 2006 года	69 879 405	4 136 107	258 242 454	1 034 027	259 276 481
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	8 431	—	89 433	—	89 433
На 31 декабря 2007 года	69 887 836	4 136 107	258 331 887	1 034 027	259 365 914

11.1 Уставный капитал

Разрешённые к выпуску акции

Общее количество объявленных к выпуску простых и привилегированных акций составляет 70 220 935 (в 2006 году: 70 220 935) и 4 136 107 (в 2006 году: 4 136 107) соответственно. Простые и привилегированные акции Компании не имеют номинальной стоимости.

Дивиденды

В соответствии с казахстанским законодательством, дивиденды не могут быть объявлены, 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 500 тенге на акцию (в 2006 году: 382 тенге на акцию), как по обыкновенным, так и по привилегированным акциям, находящимся в обращении на 31 декабря 2006 года.

11.2 Опционная программа для сотрудников

Расход, признанный по плану наделяния служащих компании акциями по льготной цене, связанному с услугами работающему персоналу, полученными в течение года, составляет 1 579 975 тысяч тенге (в 2006 году: 92 249 тысяч тенге).

Планы наделяния служащих компании акциями по льготной цене представлены далее:

Планы наделяния служащих компании акциями по льготной цене

В соответствии с планом 1 наделяния 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 каждый год в течение 3 лет, и может быть исполнен до пятой годовщины с даты предоставления права.

В 2007 году в план наделяния работников акциями были внесены изменения. В соответствии планом 2 наделяния 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 успешной 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:

	No.	2007 WAEP	No.	2006 WAEP
В обращении на 1 января	926 595	9,09	—	—
Выдано в течение года	502 825	25,39	926 595	9,09
Исполнено в течение года	(50 584)	14,64	—	—
Истечение срока действия в течение года	(38 050)	13,02	—	—
В обращении на 31 декабря	1 340 786	14,88	926 595	9,09
Может быть исполнено на 31 декабря	490 617	4,28	—	—

Средневзвешенный оставшийся основанный на договоре срок по опционам на акции на 31 декабря 2007 года составляет 5,31 лет (в 2006 году: 6 лет).

Средневзвешенная справедливая стоимость опционов, выданных в течение года, составляла 4,97 долларов США за ГДР (в 2006 году: 16,81 долларов США).

Диапазон цены исполнения по опционам на конец года составлял от 0 до 26,47 долларов США за ГДР (в 2006 году: от 0 до 14,64 долларов США).

Следующая таблица перечисляет вводимую информацию в использованную модель для планов оплаты на основе акций за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 годов:

	EOP 1	2007 EOP 2	EOP 1	2006 IPO PLAN
Коэффициент дивиденда на акцию (%)	4	1	0,7	0,7
Ожидаемая изменчивость (%)	17,42	16,5	17,42	17,42
Безрисковая процентная ставка (%)	4,5	3,4	4,5	4,5
Ожидаемый срок опциона (годы)	6	5	6	6
Средневзвешенная цена акции (доллары США)	19,3	26,47	14,64	24,46
Использованная модель	Блэк-Шольц-Мертон	Блэк-Шольц-Мертон	Блэк-Шольц-Мертон	Блэк-Шольц-Мертон

Ожидаемый срок опциона основан на данных прошлого периода и необязательно является показателем моделей исполнения, которые могут иметь место. Ожидаемая изменчивость отражает допущение о том, что изменчивость прошлых периодов является показателем будущих трендов, что также может и не быть фактическим результатом.

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

12 Прибыль на акцию

	2007	2006
Средневзвешенное количество всех акций в обращении	74 015 512	54 119 532
Чистая прибыль, распределяемая акционерам Компании	157 119 081	122 561 334
Базовая и разводнённая прибыль на акцию	2,12	2,26

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
ПРОДОЛЖЕНИЕ

13 Займы

	2007	2006
Займы с фиксированной процентной ставкой	32 849 434	53 947 580
Средневзвешенные процентные ставки	5,74%	5,83%
Займы с плавающей процентной ставкой	—	5 720 114
Средневзвешенные процентные ставки	—	5,44%
Итого займов	32 849 434	59 667 694
Займы, выраженные в тенге	8 874	664 257
Займы, выраженные в долларах США	32 840 560	59 003 437
Итого займов	32 849 434	59 667 694
Долгосрочные займы	14 135 480	37 972 387
Текущая часть долгосрочных займов	18 713 954	21 695 307
Неиспользованные суммы займа по фиксированной ставке:		
Со сроком истечения в течение года	—	2 514 098

Займы Компании с фиксированной процентной ставкой (в 2007 году: 30 774 074 тысячи тенге, в 2006 году: 51 094 758 тысяч тенге), в основном, относятся к соглашению о пре-экспортном финансировании, истекающему в 2009 году, расчёт по которому осуществляется сырой нефтью.

14 Резервы

	ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ РЕАБИЛИТАЦИИ	НАЛОГИ	ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ВЫБЫТИЮ АКТИВОВ	ПРОЧИЕ	ИТОГО
На 1 января 2006 года	31 033 730	23 519 488	18 046 348	2 542 299	75 141 865
Дополнительные резервы	—	974 524	805 286	868 694	2 648 504
Сторнирование неиспользованных сумм	—	(4 915 889)	(35 118)	—	(4 951 007)
Амортизация дисконта	—	—	1 431 075	—	1 431 075
Изменения оценок	—	—	2 186 862	—	2 186 862
Использовано в течение года	(1 014 767)	(1 792 643)	(677 185)	(186 005)	(3 670 600)
Текущая часть	1 619 352	17 785 480	1 026 968	199 025	20 630 825
Долгосрочная часть	28 399 611	—	20 730 300	3 025 963	52 155 874
На 31 декабря 2006 года	30 018 963	17 785 480	21 757 268	3 224 988	72 786 699
Дополнительные резервы	—	2 815 319	307 825	534 291	3 657 435
Сторнирование неиспользованных сумм	—	(2 963 176)	(283 311)	—	(3 246 487)
Увеличение на сумму дисконта	—	—	1 725 248	—	1 725 248
Изменения оценок	—	—	(2 229 477)	—	(2 229 477)
Использовано в течение года	(1 776 114)	—	(499 302)	(183 001)	(2 458 417)
Текущая часть	2 813 003	17 637 623	1 427 890	199 025	22 077 541
Долгосрочная часть	25 429 846	—	19 350 361	3 377 253	48 157 460
На 31 декабря 2007 года	28 242 849	17 637 623	20 778 251	3 576 278	70 235 001

15 Доходы

	2007	2006
Экспорт:		
Сырая нефть	437 551 117	359 386 708
Внутренний рынок (Примечание 21):		
Сырая нефть	37 401 142	37 087 091
Продукты переработки нефти	—	7 618 461
Продукты переработки газа	4 804 395	3 623 586
Прочие доходы и услуги	7 218 225	4 491 941
	486 974 879	412 207 787

16 Операционные расходы

	2007	2006
Транспортные расходы	48 247 039	44 060 096
Вознаграждения работникам	39 389 555	37 512 548
Износ, истощение и амортизация	34 663 502	30 843 711
Услуги по ремонту и обслуживанию	20 496 194	18 988 262
Роялти	17 948 868	15 850 891
Материалы и запасы	13 878 706	11 661 063
Управленческий гонорар и комиссии по продажам (Примечание 18)	8 002 198	7 678 179
Электроэнергия	7 633 700	7 009 945
Прочие налоги	4 830 875	8 088 268
Социальные проекты	3 660 170	7 850 402
Расход от выбытия основных средств	2 992 114	2 062 402
Штрафы и пени	2 735 535	363 994
Штраф за загрязнение окружающей среды	—	(11 427 595)
Прочее	6 356 029	12 855 622
	210 834 485	193 397 788

17 Подоходный налог

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

	2007	2006
Корпоративный подоходный налог	99 361 566	76 823 975
Налог на сверхприбыль	54 080 973	41 105 194
Налог на сверхприбыль предыдущих лет	—	(18 642 077)
Текущий подоходный налог	153 442 539	99 287 092
Корпоративный подоходный налог	(1 598 601)	(1 046 070)
Налог на сверхприбыль	(1 332 661)	(2 435 909)
Отсроченный подоходный налог	(2 931 262)	(3 481 979)
Расходы по подоходному налогу	150 511 277	95 805 113

В следующей таблице приведена сверка ставки подоходного налога в Казахстане (30% в 2007 и 2006 годах) с эффективной ставкой налога Компании на прибыль до налогообложения и доли меньшинства.

	2007	2006
Прибыль до налогообложения	307 630 358	218 366 330
Подоходный налог	150 511 277	95 805 113
Эффективная ставка налога	49%	44%
% ПРИБЫЛИ ДО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ		
Ставка подоходного налога, установленная законодательством	30	30
Увеличение (уменьшение) в результате		
Налога на сверхприбыль	17	20
Налога на сверхприбыль предыдущих лет	—	(9)
Дохода, не облагаемого налогом	(2)	(2)
Изменения в резервах на налог на сверхприбыль	—	(2)
Невычитаемые расходы	4	7
Расходы по подоходному налогу	49	44

Изменение отсроченного налогового обязательства по корпоративному подоходному налогу и налогу на сверхприбыль представлено следующим образом:

	ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА	РЕЗЕРВЫ	ПРОЧИЕ	ИТОГО
На 1 января 2006 года	23 873 409	(2 637 133)	(7 038 596)	14 197 680
Влияние на отчет о доходах и расходах	(5 609 303)	1 261 990	865 334	(3 481 979)
На 31 декабря 2006 года	18 264 106	(1 375 143)	(6 173 262)	10 715 701
Влияние на отчет о доходах и расходах	(1 980 363)	(988 784)	37 885	(2 931 262)
На 31 декабря 2007 года	16 283 743	(2 363 927)	(6 135 377)	7 784 439

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
ПРОДОЛЖЕНИЕ

18 Сделки со связанными сторонами

	2007	2006
Продажи товаров и услуг (Примечание 15)		
Предприятия под общим контролем	385 216 748	320 729 981
Материнская компания	—	3 856 643
Прочие организации, контролируемые государством	21 235	307 094
Совместные предприятия	155 780	—
Ассоциированные компании	2 490	16 217
Приобретения товаров и услуг (Примечание 16)		
Предприятия под общим контролем	39 052 967	41 402 813
Материнская компания	7 819 477	7 489 949
Прочие организации, контролируемые государством	1 633 186	2 324 486
Совместные предприятия	1 754	—
Ассоциированные компании	432 979	668 736
Аффилированные компании Народного Банка Казахстана	525 214	395 883
Вознаграждение, начисленное на финансовые активы		
Народный Банк Казахстана	1 225 246	1 204 307
Средняя ставка вознаграждения по вкладам	4,44%	3,25%
Материнская компания	2 933 230	3 589 287
Торговая и прочая дебиторская задолженность (Примечание 7)		
Предприятия под общим контролем	41 302 095	31 996 067
Материнская компания	—	—
Прочие организации, контролируемые государством	147 874	—
Совместные предприятия	18 509 130	—
Ассоциированные компании	7 254	226
Аффилированные компании Народного Банка Казахстана	—	273 492
Торговая кредиторская задолженность		
Предприятия под общим контролем	823 812	1 725 051
Материнская компания	2 439 600	2 114 180
Прочие организации, контролируемые государством	104 525	—
Ассоциированные компании	215 036	293 088
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 7)		
Народный Банк Казахстана	—	35 697 194
Заработная плата и прочие краткосрочные вознаграждения		
Члены совета директоров	166 525	198 915
Члены совета правления	273 003	375 162
Выплаты на основе долевых инструментов		
Члены совета директоров	131 987	6 024
Члены совета правления	265 838	25 252
Займы к получению		
Предприятия под общим контролем	—	94 185
Материнская компания (Примечание 7)	—	100 786 068
Займы к погашению (Примечание 13)		
Материнская компания	—	5 720 113
Финансовые активы (Примечание 7)		
Народный Банк Казахстана	—	26 085 624

Продажи и дебиторская задолженность

Продажи связанным сторонам представляют собой в основном экспортные и внутренние продажи сырой нефти и нефтепродуктов предприятиям группы КМГ. Экспортные продажи связанным сторонам составили 5 559 108 тонн сырой нефти в 2007 году (в 2006 году: 4 972 199 тонн). Цены реализации сырой нефти определяются со ссылкой на котировки Platt's, скорректированные на стоимость фрахта, страхования и скидок за разницу в качестве. Средняя цена за тонну по таким продажам на экспорт составляла приблизительно 62 404 тенге в 2007 году (в 2006 году: 55 430 тенге). Кроме того, Компания поставляет нефть и нефтепродукты на внутренний рынок в соответствии с постановлением Правительства Казахстана, имеющего контрольную долю участия в Материнской компании. Такие поставки на внутренний рынок составили 2 230 463 тонны добытой сырой нефти в 2007 году (в 2006 году: 2 541 685 тонн). Цены реализации на внутреннем рынке определяются соглашением с НК КМГ. За поставленную на внутренний рынок нефть Компания получала в среднем 16 710 тенге за тонну в 2007 году (в 2006 году: 15 748 тенге). Торговая и прочая дебиторская задолженность от связанных сторон представляет собой в основном суммы, относящиеся к операциям по экспортной реализации.

На 31 декабря 2007 года у Компании было обязательство, согласно постановлению Правительства, на поставку 2,2 миллионов тонн сырой нефти на внутренний рынок в 2008 году (в 2007 году: 2,2 миллиона тонн).

Приобретения и кредиторская задолженность

Комиссия за управленческие услуги Материнской компании составила 7 490 000 тысяч тенге в 2007 году (в 2006 году: 7 000 000 тысяч тенге). Агентское вознаграждение за продажи сырой нефти в 2007 году составило 512 198 тысяч тенге (в 2006 году: 678 179 тысяч тенге). Услуги по транспортировке 7 478 521 тонны сырой нефти в 2007 году (в 2006 году: 7 649 026 тонн) были куплены у компании группы КМГ и составили 32 772 537 тысяч тенге в 2007 году (в 2006 году: 32 024 409 тысяч тенге). Остальные услуги, приобретенные у компаний группы КМГ, включают, в основном, платежи за демерредж, комиссионные по реализации и оплату электричества.

Займы

В 1996 году компания-предшественник получила от Материнской компании заем в размере 109 000 тысяч долларов США для реабилитации Узеньского нефтяного месторождения. Суммы, полученные в 2007 и 2006 годах, составили 15 449 тысяч долларов США и 10 007 тысяч долларов США, соответственно (1 920 378 тысяч тенге в 2007 году и 1 231 227 тысяч тенге в 2006 году). В течение 2007 года Компания погасила весь заем в размере 64 195 тысяч долларов США или 7 912 425 тысяч тенге, включая основную сумму и начисленное вознаграждение.

Краткосрочные вознаграждения, выплаченные руководству Компании

В соответствии с Правилами оплаты труда, утвержденными решением Совета Директоров №7 от 24 июня 2004 года, Правление Компании решило начислить и выплатить бонусы, связанные с деятельностью Компании в 2006 году («премия») руководящему составу Компании, включая Генерального Директора, определенных членов Правления и других руководителей. Премия была выплачена в сентябре 2007 года. Общая сумма премии выплаченной пятидесяти трем руководителям составила 314 161 тысячу тенге. Дополнительно Генеральный Директор и четыре члена Правления получили премию в общем размере 44 517 тысяч тенге и 139 179 тысяч тенге соответственно.

Вопрос об изменении Правил оплаты труда внесен в повестку дня заседания Совета Директоров, назначенного на 3 апреля 2008 года. Изменение Правил оплаты труда вступят в силу с момента принятия решения об изменении Правил оплаты труда для обеспечения обязательной процедуры одобрения любых премиальных выплат или других видов вознаграждения любому члену Правления Советом Директоров с учетом рекомендаций Комитета по вознаграждениям. Материнская компания поддержало вышеизложенное предложение по изменению процедуры одобрения выплат членам Правления. Общее собрание акционеров будет продолжать принимать решения по любым видам вознаграждения членам Совета Директоров.

Выплаты на основе долевых инструментов Членам Правления Совета Директоров

Выплаты на основе долевых инструментов ключевому руководящему персоналу представляют собой амортизацию выплат на основе долевых инструментов в течение срока предоставления права. Дополнительно в течение 2007 года Компания предоставила 80 302 опциона (в 2006 году: 282 125) по средней цене исполнения 25,10 долларов США или 3 020 тенге (в 2006 году: 10,40 долларов США или 1 327 тенге) в течение года. См. Примечание 11.

19 Цели и политика управления финансовыми рисками

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
ПРОДОЛЖЕНИЕ

Основными рисками, возникающими по финансовым инструментам Компании, являются риск изменения процентной ставки, связанный со ставками вознаграждения, валютный риск, кредитный риск, риск ликвидности, связанный с ликвидностью, и риск изменения цен на сырую нефть. Руководство Компании рассматривает и утверждает принципы управления каждым из указанных рисков; эти принципы приведены ниже.

Риск изменения процентной ставки

Риск изменения рыночных ставок вознаграждения относится, прежде всего, к долгосрочным долговым обязательствам Компании с плавающими ставками вознаграждения.

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

Для задолженностей с плавающей ставкой, которые привязаны к ставке ЛИБОР, руководство отслеживает изменения в текущей и прогнозируемой ставке ЛИБОР, и рассматривает хеджирование ставки вознаграждения только тогда, когда плавающая ставка демонстрирует тенденцию к росту, или находится на уровне, намного ниже ставки, которую Компания имеет по задолженности с фиксированной ставкой вознаграждения.

Таблица риска изменения процентной ставки

В таблице представлен анализ чувствительности прибыли Компании до налогообложения (вследствие влияния на займы с плавающей процентной ставкой) и капитала Компании (в результате изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющих в наличии для продажи) к возможным изменениям в ставке вознаграждения, при условии неизменности всех прочих параметров:

	УВЕЛИЧЕНИЕ/УМЕНЬШЕНИЕ БАЗИСНЫХ ПУНКТОВ	ВЛИЯНИЕ НА ПРИБЫЛЬ ДО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ	ВЛИЯНИЕ НА КАПИТАЛ
2007			
Доллары США	+50	—	32 219
Доллары США	-50	—	(32 219)
2006			
Доллары США	+50	(28 165)	—
Доллары США	-50	28 165	—

Валютный риск

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

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

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

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

	УВЕЛИЧЕНИЕ/УМЕНЬШЕНИЕ БАЗИСНЫХ ПУНКТОВ	ВЛИЯНИЕ НА ПРИБЫЛЬ ДО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ
2007		
Доллары США	+5%	12 462 850
Доллары США	-5%	(12 462 850)
2006		
Доллары США	+5%	9 161 979
Доллары США	-5%	(9 161 979)

Кредитный риск

Компания совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Компании все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Компании минимален. В отношении операций, которые имеют место вне стран, соответствующих нахождению операционных подразделений Компании, Компания не предлагает условий коммерческого кредита. Компания имеет существенный риск концентрации бизнеса. На основании прошлой практики и с учетом того факта, что самым значительным клиентом является Материнская компания, руководство считает, что риск непогашения кредита является незначительным.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Компании, которые включают денежные средства и их эквиваленты, финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, и кредитные ноты, риск Группы связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен балансовой стоимости данных инструментов.

Компания подвержена кредитному риску в результате осуществления своей операционной деятельности и определенной инвестиционной деятельности. В ходе осуществления инвестиционной деятельности Компания, в основном, размещает вклады в казахстанских банках. Руководство Компании периодически анализирует кредитные рейтинги указанных банков и осуществляет сделки с теми банками-резидентами и нерезидентами, которые имеют кредитный рейтинг не ниже BB по долгосрочным вкладам в долларах США, присвоенный рейтинговым агентством «Standard and Poor's». Руководство Компании считает, что недавний международный кредитный кризис и последовавшие за ним изменения кредитного рейтинга местных банков не оправдывают чрезмерного кредитного риска. Соответственно, никакого резерва на обесценение инвестиций создано не было.

В следующей таблице показаны сальдо инвестиций и денежных средств в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's».

БАНКИ	МЕСТО НАХОЖДЕНИЯ	2007	РЕЙТИНГ ⁽¹⁾ 2006	2007	2006
Народный банк	Казахстан	BB+	BB+	187 796 433	61 086 931
		(отрицательный)	(стабильный)		
Назкоммерцбанк	Казахстан	BB	BB+	145 970 795	126 821 476
		(отрицательный)	(стабильный)		
Банк ТуранАлем	Казахстан	BB	BB	33 746 693	39 349 108
		(отрицательный)	(положительный)		
АТФ Банк	Казахстан	BB+	B+	16 123 771	47 722 187
		(стабильный)	(положительный)		
HSBC	Казахстан	AA-	AA-	7 778 425	—
ING Bank	Нидерланды	AA	AA	354 524	3 577 528
Прочие	Казахстан			1 198 054	2 300 000
				392 968 695	280 857 230

⁽¹⁾ Источник: Интерфакс – Казахстан, Factiva, официальные сайты банков

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЕ

Целью Компании является поддержание баланса между непрерывностью финансирования и гибкостью, путем использования краткосрочных и долгосрочных вкладов в местных банках.

В следующей таблице представлена информация по срокам погашения финансовых обязательств Компании по состоянию на 31 декабря 2007 года на основании договорных недисконтированных платежей:

ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2007	ПО ТРЕБОВАНИЮ	МЕНЕЕ 3 МЕСЯЦЕВ	3-12 МЕСЯЦЕВ	1 ГОД - 5 ЛЕТ	БОЛЕЕ 5 ЛЕТ	ВСЕГО
Заемные средства	—	5 021 473	15 196 143	14 054 260	1 425 215	35 697 091
Торговая и прочая кредиторская задолженность	35 184 485	—	—	—	—	35 184 485
	35 184 485	5 021 473	15 196 143	14 054 260	1 425 215	70 881 576

ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2006	ПО ТРЕБОВАНИЮ	МЕНЕЕ 3 МЕСЯЦЕВ	3-12 МЕСЯЦЕВ	1 ГОД - 5 ЛЕТ	БОЛЕЕ 5 ЛЕТ	ВСЕГО
Заемные средства	—	5 426 128	19 503 304	39 253 531	1 639 495	65 822 458
Торговая и прочая кредиторская задолженность	40 457 729	—	—	—	—	40 457 729
	40 457 729	5 426 128	19 503 304	39 253 531	1 639 495	106 280 187

Риск изменения цен на сырую нефть

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. Компания не хеджирует риск изменения цен на сырую нефть.

Управление капиталом

Основная цель Компании в отношении управления капиталом является обеспечение стабильной кредитоспособности и нормального уровня достаточности капитала для ведения деятельности Компании и максимизации прибыли акционеров.

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.

20 Финансовые инструменты

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

	БАЛАНСОВАЯ СТОИМОСТЬ		СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ	
	2007	2006	2007	2006
Финансовые активы				
Денежные средства и их эквиваленты	21 658 451	62 459 415	21 658 451	62 459 415
Займы, полученные от НК КМГ	—	100 786 068	—	100 786 068
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	6 277 414	—	6 277 414	—
Срочные вклады в долларах США	187 559 204	90 461 651	187 559 204	90 461 651
Срочные вклады в тенге	184 767 036	131 995 651	184 767 036	131 995 651
Дебиторская задолженность совместно контролируемого предприятия	18 478 228	—	18 478 228	—
Прочие финансовые активы	1 954 069	6 121 055	1 954 069	6 121 055
Финансовые обязательства				
Займы с плавающей процентной ставкой	—	5 720 114	—	5 720 114
Займы с фиксированной процентной ставкой	32 849 434	53 947 580	32 849 434	53 947 580

Для определения справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, была использована рыночная стоимость. Справедливая стоимость заемных средств была рассчитана путем дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по существующим ставкам вознаграждения. Справедливая стоимость кредитных нот и прочих финансовых активов была рассчитана с использованием рыночных ставок вознаграждения.

21 Условные и договорные обязательства

Политические и экономические условия

Хотя в экономическом положении Казахстана отмечаются улучшения, такие как рост внутреннего валового продукта, 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, принимаемых государством.

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 выручки чем от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может значительно и негативно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Компании. В течение текущего года, в соответствии со своими обязательствами, Компания поставила 2 230 463 тонн сырой нефти (в 2006 году: 2 541 685 тонн) на внутренний рынок, а их совместное предприятие «Назгермунай» поставило 370 000 тонн нефти 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. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. 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 2007 года. Руководство считает, что на 31 декабря 2007 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Компании по налогам будет подтверждена, кроме случаев, предусмотренных в данной консолидированной финансовой отчетности (Примечание 14).

Экологические обязательства

Законодательство по защите окружающей среды в Казахстане находится в процессе развития и поэтому подвержено постоянным изменениям. Штрафы за нарушение законодательства Республики Казахстан в области охраны окружающей среды могут быть весьма суровы. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть на основе более строгого толкования существующих положений, гражданского законодательства или изменения в законодательстве, не могут быть достоверно оценены. Кроме сумм, раскрытых в Примечании 14, руководство считает, что не существует вероятных либо возможных экологических обязательств, которые могут существенно и негативно повлиять на финансовое положение Компании, отчет о доходах и расходах или отчет о движении денежных средств.

Судебные разбирательства

В течение года Компания была вовлечена в ряд судебных разбирательств (как в качестве истца, так и ответчика), возникающих в ходе осуществления обычной деятельности. По мнению руководства, не существует текущих судебных разбирательств или неразрешенных исков, которые могли бы оказать существенное отрицательное влияние на финансовое положение Компании, отчет о доходах и расходах или отчет о движении денежных средств, и которые не были бы начислены или раскрыты в данной консолидированной финансовой отчетности.

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 доходах и расходах 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.

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
ПРОДОЛЖЕНИЕ**

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	2017
Эмба (23 месторождения)	No. 211	2018
Эмба (15 месторождений)	No. 413	2020

Лицензии и контракты на нефтяные месторождения

ГОД	КАПИТАЛЬНЫЕ РАСХОДЫ	ОПЕРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ
2008	43 085 510	5 468 760
2009	858 000	3 832 420
2010	841 000	3 831 819
2011	841 000	3 831 819
2012	—	3 831 819
2013-2021	—	26 391 847
Total	45 625 510	47 188 484

Обязательства по поставке сырой нефти

По условиям соглашения о предэкспортном финансировании, от Компании требуется осуществлять ежемесячные поставки 150 000 тонн сырой нефти в пользу заимодавца в срок до сентября 2009 по справедливой стоимости, определяемой на дату поставки. У Компании также есть обязательства по поставке нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок в соответствии с директивами Правительства (Примечание 18).

Договорные обязательства совместных предприятий

Доля Компании в договорных обязательствах «Казгермунай» представлена следующим образом по состоянию на 31 декабря 2007 года:

ГОД	КАПИТАЛЬНЫЕ РАСХОДЫ
2008	9 692 381
Total	9 692 381

22 События после отчетной даты

24 января 2008 года участники «Казгермунай» согласились распределить 150 миллионов долларов США (18 045 000 тысяч тенге по курсу обмена на 31 декабря 2007 года) для выплаты дивидендов (9 022 500 тысяч тенге каждому участнику). Компания ожидает получить свою долю в размере 50% от суммы указанных дивидендов в течение первого квартала 2008 года.

Для выполнения обязательств по программе утилизации газа, 5 января 2008 года СП «Казгермунай» заключило договор с НГСК «КазСтройСервис» на сумму 17 779 860 тысяч тенге на расширение существующих мощностей по подготовке газа на своем месторождении Акшабулак, и строительство нефтегазовых объектов на месторождении Нуралы. Ожидается, что проект будет завершен к 31 марта 2009 года.

Данный отчет подписан следующими лицами от имени Компании, состоящими в должностях, указанных по состоянию на 29 февраля 2008 года:

Генеральный директор Балжанов А.К.

Заместитель генерального директора по экономике и финансам Бекежанова Ж.Д.

Финансовый Контролер Группы Дрэйдер Ш.

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Юридический адрес компании:

Акционерное общество
«Разведна Добыча «НазМунайГаз»

Республика Казахстан, 010000 Астана,
Левый берег, улица Тауельсыздық, 2

Т +7 (7172) 977 401

Ф +7 (7172) 977 403

В www.kmger.kz

СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

CCEL	CCEL (CITIC Canada Energy Limited, 100% владелец CCPL, ранее Nations Energy Company Ltd, с его основной инвестицией в разработку месторождения Каражанбас).
Gaffney, Cline & Associates	Независимая международная консалтинговая компания, специализирующаяся на оценке запасов углеводородов.
IPO	Первичное публичное размещение акций компании на фондовом рынке.
KASE	Казахстанская Фондовая Биржа
LSE	Лондонская Фондовая Биржа
Газоконденсат	Смесь жидких углеводородов, выделяющаяся из природных газов при эксплуатации газоконденсатных залежей в результате снижения пластовых давлений (ниже давления начала конденсации) и температуры.
Гидроразрыв пласта (ГРП)	Один из методов интенсификации добычи нефти на месторождении и увеличения нефтеотдачи действующих нефтяных скважин. Технология осуществления ГРП включает в себя закачку в скважину с помощью мощных насосных станций геля, содержащего проппант (искусственный песок), разрывающего нефтеносный пласт. После этого дебит скважины, как правило, резко возрастает.
Группа компаний КМГ	НК КМГ и ее прочие дочерние предприятия, включая РД КМГ, КТО, КТГ.
Дострелы / Перестрелы	Дострел и перестрел пластов осуществляют путем их перфорации, т.е. путем нанесения удара перфоратором по стволу скважины открывая путь проникновению нефти и газа в скважину через отверстия, полученные в результате удара. Перфоратор представляет собой цилиндрический инструмент, заряженный взрывчатым веществом, которое выстреливается в продуктивный пласт, простреливая отверстия в стволе скважины.
Казахойл Актобе	Компания, 50% акций которой принадлежат НК КМГ, а остальные 50% компании Лукойл. Разрабатывает месторождения Алибекмола и Кожасай.
КазТрансОйл (КТО)	Государственная нефтяная компания, сформированная в 1997 г. и ответственная за управление и деятельность системы магистральных нефтепроводов на территории Республики Казахстан.
Казхтуркунай	Компания, действующая на 9 нефтегазоконденсатных месторождениях в регионах Актобе и Мангистау. 51 % акций этой компании принадлежат НК КМГ, а остальные 49% Национальной Турецкой Нефтяной Компании.
Казгермунай (КГМ)	Восьмая по объемам добычи Казахстанская нефтяная компания. Доказанные и вероятные запасы КГМ по состоянию на конец сентября 2006 г. составляют приблизительно 40,7 млн. тонн (310 млн. баррелей), добыча в 2007 г. - свыше 3 млн. тонн (64 тыс. баррелей в сутки). Вторым участником КГМ является компания PetroKazakhstan Kumkol Resources.
Карачаганак	Одно из самых значительных нефтегазоконденсатных месторождений на северо-западе Казахстана, открытые в 1979 г.

Категория 1Р	Доказанные запасы.
Категория 2Р	Доказанные и вероятные запасы.
Категория 3Р	Доказанные, вероятные и возможные запасы.
Кашаган	Офшорное месторождение на северном шельфе Каспийского моря, неподалеку от Атырау. В июне 2000 года, месторождение было признано крупнейшим нефтегазовым месторождением, открытым за последние 30 лет.
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 окончании 2006 г. составили 66 миллионов тонн. 50% доли активов этой компании было приобретено компанией РД КМГ.
Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК)	Нефтепровод, проходящий через месторождение Тенгиз в Казахстане к Российскому порту Черного моря Новороссийск, является важным маршрутом с Каспийского моря на международный рынок.
Национальная Компания КазМунайГаз (НК КМГ)	Государственная нефтегазовая компания.
Нуржанов	Площадь геолого-разведочных работ на западе Казахстана у северо-восточной части Каспийского моря.
Озенмунайгаз (ОМГ)	Основной производственный филиал компании РД КМГ, который действует на 7 основных месторождениях в регионе Мангистау.
Орден «Курмет»	Награда, учрежденная в 1993 г., для признания вкладов в развитие экономики и культуры Республики Казахстан.
Орден «Парасат»	Награда, учрежденная в 1993 г., для признания лиц Научной и Культурной сферы за их вклад в интеллектуальные и культурные достижения в Казахстане.
ПетроКазахстан Инк.	Разрабатывает 11 месторождений в бассейне Южного-Тургая. Запасы компании по категории 2Р на конец 2004 г. составили 550 млн. барр.
«Полка» добычи	Стабильный уровень добычи, поддерживаемый на нефтегазовых месторождениях в течение нескольких лет.
Призобойные зоны скважин	Самая глубокая часть нефтяной скважины.
Сейсморазведка	Комплекс геофизических методов, использующих явления распространения волн в твердой и жидких средах для изучения геологического и тектонического строения земной коры.
Узень-Атырау-Самара (УАС)	Нефтепроводной маршрут протяженностью 1 500 километров проходящий через месторождения регионов Атырау и Мангистау в Россию.
Эмбамунайгаз (ЭМГ)	Один из двух филиалов компании РД КМГ, действующий на 37 месторождениях в регионе местности Атырау на западе Казахстана.
Южно-Тургайский прогиб	Географическая местность на юго-западе Казахстана.
Южный Мангышлак	Южная часть полуострова Мангышлак на восточном побережье Каспийского моря в Казахстане.

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ

Годовое общее собрание акционеров

Годовое общее собрание акционеров состоится в 12:00, 28 мая 2008 года по адресу:
Республика Казахстан, г. Астана,
Radisson SAS Hotel,
1-й этаж, конференц-зал «Сары-Арка 3»

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»

Республика Казахстан, Алматы, ул. Желтоксан, 79 «А»

Т +7 (717) 250 89 61, 250 89 60

Ф +7 (717) 250 16 96

Держатели Глобальных Депозитарных Расписок (ГДР):

The Bank of New York

101 Barclay Street, 22nd Floor, New York

NY 10286, United States of America

Т +1 212 815 44 93

Ф +1 212 571 30 50

Телекс: 62736 Western Union

Веб-сайт

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

КОЛИЧЕСТВО ВЫПУЩЕННЫХ АКЦИЙ ⁽¹⁾

Простые акции	70 220 935
Привилегированные акции	4 136 107
Всего уставный капитал ⁽²⁾	74 357 042

⁽¹⁾ Включает 333 099 выкупленных собственных простых акций и 43 087 006 простых акций, принадлежащих АО «Национальная Компания «КазМунайГаз». Данные предоставлены на 31.12.07 г.

⁽²⁾ Акции Компании находятся в обращении на Казахстанской Фондовой Бирже, а глобальные депозитарные расписки - на Лондонской Фондовой Бирже. Одна ГДР соответствует 1/6 простой акции.

КОНТАКТНЫЕ ДАННЫЕ

Зарегистрированный офис Компании

АО «Разведна Добыча

«КазМунайГаз»

Республика Казахстан,

010000, Астана,

ул. Тауельсыздық, 2

Т +7 (7172) 977 427

Ф +7 (7172) 977 426

www.kmger.kz

Связь с общественностью

Т +7 (7172) 977 908

Ф +7 (7172) 977 924

Е pr@kmger.kz

Корпоративный секретарь (запросы акционеров)

Т +7 (7172) 975 413

Ф +7 (7172) 977 633

Е ajaxybai@kmger.kz

Московское представительство

Россия, 119180, Москва,

ул. Большая полянка 53, д. 52, стр. 2

Т +7 (495) 959 36 52, 921 05 73

Ф +7 (495) 959 36 48

Служба по связям с инвесторами (запросы институциональных инвесторов)

Т +7 (7172) 975 433

Ф +7 (7172) 975 445

Е ir@kmger.kz

Аудиторы

ОО «Эрнст энд Янг Казахстан»

Республика Казахстан,

050059, Алматы,

ул. Фурманова, 240 Г

Т +7 (727) 258 59 60

Ф +7 (727) 258 59 61

Регистратор

АО «Фондовый Центр»

Республика Казахстан,

050091, Алматы,

ул. Желтоксан, 79 «А»

Т +7 (717) 250 89 61, 250 89 60

Ф +7 (717) 250 16 96

Банк - депозитарий

The Bank of New York

101 Barclay Street

22nd floor

New York

NY 10286

United States of America

Т +1 212 815 44 93

Ф +1 212 571 30 50

Телкс: 62736 Western Union

ФИНАНСОВЫЙ КАЛЕНДАРЬ НА 2008 ГОД ⁽¹⁾

17 марта 2008

Финансовые результаты за 2007 год

Май 2008

Финансовые результаты за 1-й квартал 2008 года

28 мая 2008

Годовое Общее Собрание акционеров

9 июня 2008

Дата фиксирования реестра для выплаты дивидендов

Сентябрь 2008

Финансовые результаты за 2-й квартал 2008 года

Ноябрь 2008

Финансовые результаты за 3-й квартал 2008 года

⁽¹⁾ Даты верны на момент печати отчета, и могут изменяться

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

обложка: Памятник культуры Султан-эпе
(Мангистауская обл.)

стр. 1: Памятник культуры Карашунгыл
(Атырауская обл.)

стр. 2-3: Памятник культуры Шакпак-ата
(Мангистауская обл.)

стр. 12: Памятник культуры Канга-баба
(Мангистауская обл.)

стр. 16: Памятник культуры Сарайшык
(Атырауская обл.)

стр. 20: Памятник культуры Шакпак-ата
(Мангистауская обл.)

стр. 24: Памятник культуры Бекет-ата, Огланды
(Мангистауская обл.)

