

Энергия трансформации

Годовой отчет 2006



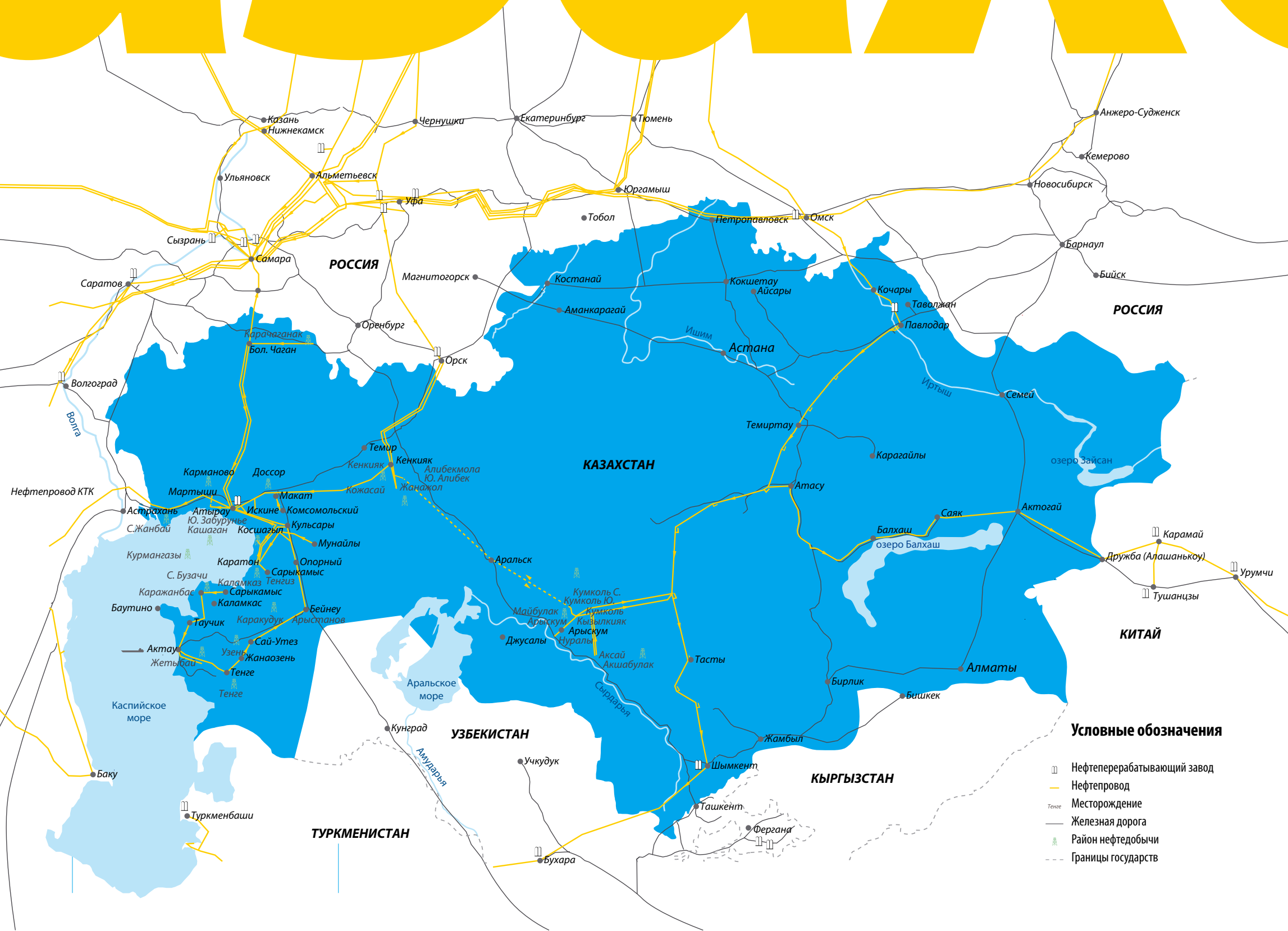
ҚазМұнайГаз
БАРЛАУ ӨНДІРУ АҚЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ

Инфраструктура нефтяной промышленности Казахстана



Казахстан имеет
хороший доступ
к мировому
рынку нефти
благодаря своему
географическому
положению
и развитой
инфраструктуре.

ИНФРАСТРУКТУРА НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



Условные обозначения

- Нефтеперерабатывающий завод
- Нефтепровод
- Месторождение
- Железная дорога
- Район нефтедобычи
- Границы государств

Ключевые операционные и финансовые показатели

Добыча

Тысяч баррелей в сутки (миллионов тонн в год) ⁽¹⁾

2006	192 (9,5)
2005	188 (9,3)
2004	179 (8,9)

Выручка

Миллиардов тенге (миллиардов долларов США) ⁽³⁾

2006	412 (3,3)
2005	349 (2,6)
2004	237 (1,7)

Чистая прибыль в расчете на акцию ⁽⁵⁾

тенге на акцию (долларов США на ГДР) ⁽³⁾

2006	2,260 (2,99)
2005	928 (1,16)
2004	280 (0,34)

Запасы на 31.12.2006

Миллионов баррелей ⁽²⁾

Доказанные	685	685
Доказанные+Вероятные	+ 810	1 495
Доказанные+Вероятные+Возможные	+ 624	2 119

Чистая прибыль ⁽⁴⁾

Миллиардов тенге (миллиардов долларов США) ⁽³⁾

2006	123 (972)
2005	44 (329)
2004	13 (97)

Дивиденды в расчете на акцию

тенге на акцию (долларов США на ГДР) ⁽⁶⁾

2006	500 (0,68)
2005	382 (0,51)
2004	74,2 (0,09)

Примечания:

1.

Пересчет из тонн в баррели по коэффициенту 7,36 барр/т.
2.

Оценка запасов Gaffney, Cline & Associates по стандартам SPE, по состоянию на 31 декабря 2006 г.
3.

Переведено с тенге по обменному курсу KZT/US\$ 136,04, 132,88, 126,09 на 2004, 2005 и 2006 соответственно.
4.

Чистая прибыль за год от продолжающейся деятельности.
5.

Чистая прибыль от продолжающейся деятельности в расчете на одну акцию – базовая и разводненная.
6.

Переведено с тенге по обменному курсу KZT/US\$ 134,91, 125,09 и 121,8 на 2004, 2005 и 2006 соответственно. Одна ГДР соответствует 1/6 простой акции. Размер дивиденда в расчете на одну ГДР для 2004 и 2005 гг. рассчитан условно. Дивиденд за 2006 г. подлежит одобрению на ГОСА 18 мая 2007 г.

**АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» —
лидер нефтегазовой отрасли Казахстана.
Мы стремимся к дальнейшему развитию,
росту, повышению стабильности и
прозрачности своей деятельности.**

Коротко об АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз"

- АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ» или «Компания») была создана путем слияния АО «Узеньмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз» в марте 2004 г.
- РД КМГ в 2006 г. была третьей в Казахстане по уровню добычи нефти. Приобретение в апреле 2007 г. 50 % доли в ТОО СП «Казгермунай» («Казгермунай») вывело Компанию на **второе место**.
- РД КМГ разрабатывает **44 месторождения** в Западном Казахстане. Крупнейшим из них является Узеньское месторождение, добыча на котором ведется с 1965 г.
- По состоянию на конец 2006 г. доказанные и вероятные запасы нефти составили **203 миллиона тонн** (1,5 миллиарда баррелей). При темпах добычи на уровне 2006 г. кратность запасов составляет 22 года.
- РД КМГ имеет **столетний опыт добычи** нефти в Казахстане и обладает обширными знаниями в области геологического строения месторождений в Западном регионе страны.
- РД КМГ заключила соглашения, дающие ей **гарантированный доступ** к трубопроводу Узень-Атырау-Самара (УАС) и трубопроводу Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК).
- **Экспорт нефти составил 73%** от общего объема поставок в 2006 г. (в 2005 г. - 71%).

Взаимоотношения с материнской компанией

РД КМГ — это дочернее предприятие АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» («НК КМГ»), которое контролируется Правительством Республики Казахстан. НК КМГ принадлежит около 60% простых акций Компании.

РД КМГ и НК КМГ поддерживают тесные партнерские отношения, о чем свидетельствует ряд соглашений, подписанных обеими сторонами. Эти соглашения закрепляют прозрачные рыночные принципы взаимодействия между РД КМГ и её материнской компанией и позволяют РД КМГ действовать в интересах всех своих акционеров.

Соглашения с материнской компанией также дают РД КМГ важные конкурентные преимущества, включая возможность использования преимущественного права приобретения нефтегазовых активов на суше, доступ к новым нефтегазоносным участкам на основе прямых переговоров с государством и гарантированный доступ к системе трубопроводов.

РД КМГ является единственной компанией в Казахстане, имеющей такие преимущества.

Первичное размещение акций (IPO)

2 миллиарда долларов США - В сентябре 2006 г. РД КМГ разместила 38% своих акций на фондовом рынке. Первоначальное публичное размещение акций на Казахстанской фондовой бирже, а также размещение глобальных депозитарных расписок (ГДР) на Лондонской фондовой бирже, принесли Компании свыше 2,0 миллиардов долларов США.

17,9 миллионов акций - На Казахстанской фондовой бирже было размещено свыше 17,9 миллионов акций, из которых около 7,4 миллионов акций были распространены среди 15 пенсионных фондов и компаний, управляющих их активами. Еще 9,2 миллионов акций были использованы для выкупа облигаций финансовой «дочки» РД КМГ, а оставшиеся 1,3 миллионов акций были распределены пропорционально между прочими инвесторами.

8,7 миллионов акций - На Лондонской фондовой бирже было размещено свыше 51,9 миллионов

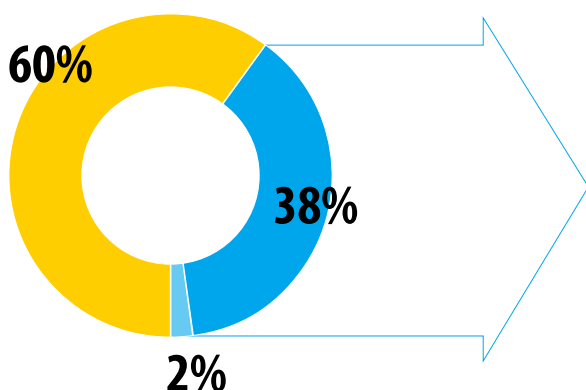
ГДР, которые соответствуют 8,7 миллиону акций. Покупателями ГДР стал широкий круг институциональных инвесторов из Великобритании, стран континентальной Европы, США, России, Азии и Ближнего Востока.

В качестве ведущего менеджера размещения акций на местном рынке выступила компания Visor Capital. Ведущими менеджерами размещения на международном рынке стали инвестиционные банки ABN Amro и Credit Suisse, а инвестиционный банк Merrill Lynch выступил в качестве совместного менеджера.

Выход Компании на международный фондовый рынок предполагает выполнение многих требований в области корпоративного управления, прозрачности деятельности и финансовой отчетности. В рамках проекта IPO Компания проделала большую работу для того, чтобы соответствовать этим требованиям. Переход на международные стандарты финансовой отчетности, принятие новой редакции Устава, приглашение независимых членов в состав Совета Директоров, формирование Комитетов Совета Директоров по аудиту, вознаграждениям и назначениям – это основные из тех шагов, которые делают РД КМГ примером для других казахстанских предприятий.

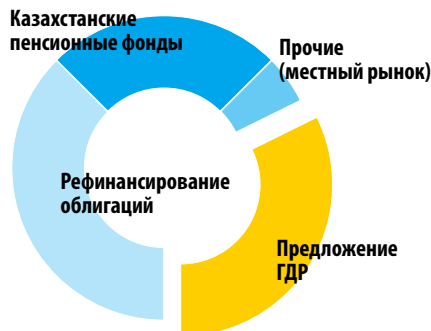
Структура акционеров на момент IPO

(простые акции)



■ НК КМГ
■ Размещение в ходе IPO
■ Миноритарные акционеры до IPO

IPO: структура размещения



■ Размещение на LSE
■ Размещение на KASE

Обращение Председателя Совета Директоров



Казахстан — это молодое государство с огромным потенциалом, получившее независимость в 1991 г. По размеру территории Казахстан занимает девятое место в мире. Наша страна богата полезными ископаемыми, в частности нефтью и газом. Деятельность нефтегазодобывающих компаний Казахстана в значительной мере способствует поступательному развитию экономики страны. Ежегодный прирост национального валового продукта в течение последних пяти лет превышает 9%. Среди республик бывшего Советского Союза Казахстан занимает второе место по добыче нефти после России и лидирует по запасам нефти среди стран Каспийского бассейна.

Компания РД КМГ тоже молода. Она была создана путем слияния АО «Узеньмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз» в марте 2004 г., но, несмотря на молодость, у нее есть огромный потенциал для дальнейшего развития и роста.

РД КМГ - это дочерняя компания АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» («НК КМГ»). Ее основной сферой деятельности является добыча нефти и газа на суше в западной части Казахстана. По результатам 2006 г. Компания занимает третье место в стране по добыче углеводородов и является единственной среди крупных нефтяных компаний, акции которой обращаются на фондовом рынке.

По состоянию на конец 2006 г. доказанные и вероятные запасы нефти Компании, подтвержденные фирмой Gaffney, Cline & Associates («GCA»), составляют приблизительно 203 миллиона тонн (1,5 миллиарда баррелей). Это соответствует 22 годам добычи на текущем уровне, который в истекшем 2006 г. составил 9,5 миллионов тонн нефти (192 тысячи баррелей в сутки). Выручка Компании в 2006 г. составила 412,2 миллиардов тенге (3,2 миллиарда долларов США).

Сквозной идеей нашего первого годового отчета в статусе компании, имеющей международный листинг, стала идея качественной трансформации, преобразования Компании. На мой взгляд, в 2006 г. Компания достигла кульминационного момента развития, когда сложились все необходимые предпосылки для дальнейшего поступательного движения вперед. Это новый виток развития Компании, который стал возможен благодаря следующим компонентам.

Во-первых, это высокий профессиональный уровень руководства. Несмотря на то, что РД КМГ молодая организация, некоторые ее подразделения обладают почти столетним опытом производства. Наши кадры несут в себе как опыт предыдущих поколений, так и современные технические знания и наработки. Наличие богатого опыта у руководства Компании позволит нам максимально использовать потенциал активов и добиться существенного роста путем слияний и поглощений.

Именно тем людям, которые работают сегодня в Компании, удалось в последние годы преодолеть последствия хронической нехватки капиталовложений и восстановить производство. Благодаря повышению профессионального уровня персонала, внедрению современных технологий и оборудования объем добычи нефти с 1998 г. по 2006 г. вырос на 80%.

Во-вторых, надежные партнерские отношения с НК КМГ, включая возможность использования преимущественного права приобретения нефтегазовых активов в Казахстане, дают Компании неоспоримое преимущество по сравнению с конкурентами.

В-третьих, мы продолжаем перенимать передовой международный опыт управления и налаживаем работу в соответствии с принятыми международными стандартами. К примеру, это позволило в 10 раз сократить число несчастных случаев на производстве и существенно улучшить контроль за соблюдением мер по охране окружающей среды. Мы приняли новые стандарты корпоративного управления, создав Комитеты по аудиту, вознаграждениям и назначениям на уровне Совета Директоров, и улучшили нашу финансовую отчетность путем внедрения Международных Стандартов Финансовой Отчетности (МСФО).

В-четвертых, осенью прошлого года мы вывели Компанию на новую ступень развития. В результате успешно проведенного IPO были привлечены крупные средства, которые станут основой реализации нашей амбициозной стратегии роста.

Я бы хотел воспользоваться этой возможностью и поблагодарить всех сотрудников Компании за их самоотверженный труд. Наши достижения и результаты говорят сами за себя и дают все основания для того, чтобы с уверенностью смотреть в будущее.

В заключение я хотел бы поблагодарить наш Совет Директоров, включая его новых членов, за их значительный вклад и поддержку на протяжении всего этого трудного, но очень значимого для развития нашей Компании времени.



Узакбай Карабалин
Председатель Совета Директоров РД КМГ

Обращение Генерального Директора Компании



Председатель Совета Директоров в своем обращении выделил несколько факторов, сыгравших важную роль в трансформации РД КМГ и выдвижении Компании на качественно новые позиции. Мне бы хотелось остановиться на некоторых практических и стратегических моментах подробнее.

Сначала, несколько слов о наших финансовых показателях за 2006 г. Общая выручка Компании выросла за год на 18,1% и составила 412,2 миллиардов тенге. Мы смогли воспользоваться благоприятной рыночной конъюнктурой: цены на нефть сорта Brent выросли примерно на 13% (с учетом курса тенге), при этом наша средняя цена реализации выросла на 17% с 37 182 тенге до 43 498 тенге за тонну. Рост чистой прибыли был еще значительнее – на 171% по сравнению с предыдущим годом, до уровня 122,6 миллиардов тенге (972 миллиона долларов США).

Такому росту финансовых показателей способствовал ряд достижений, не менее важных, чем цены на нефть. Мы увеличили объемы реализации на 0,7% до 9,29 миллионов тонн (187 тысяч баррелей в сутки). Экспорт составил 73% от общего объема поставок в 2006 г. (71% в 2005 г.), при этом выросли поставки по наиболее эффективному маршруту – через трубопровод КТК. Далее, в результате проведенной в 2006 г. работы удалось разрешить ряд спорных вопросов, связанных с недропользованием и охраной окружающей среды, что напрямую повлияло на наши финансовые показатели. Наконец, мы проводили последовательную работу по контролю и сокращению затрат. Финансовые показатели за 2006 г. говорят сами за себя, и заслуга в этих успешных результатах принадлежит менеджменту Компании.

Говоря о стратегических преобразованиях, нельзя не упомянуть об IPO, прошедшем одновременно в Алматы и в Лондоне в сентябре 2006 г. Это размещение стало важной вехой на пути развития Компании. Нам удалось привлечь приблизительно 2 миллиарда долларов США, существенно улучшив наше финансовое положение. Главной задачей размещения было привлечение финансовых средств, и с этой задачей мы успешно справились. К концу 2006 г. на балансе Компании было более 2,6 миллиардов долларов США чистых финансовых активов, и наше положение на экономической карте Казахстана и нефтяной карте мира стало еще устойчивее.

Следуя нашей стратегии роста, мы заключили ряд соглашений с НК КМГ и ведем работу по приобретению нескольких ключевых активов.

Во-первых, в апреле 2007 г. мы завершили приобретение 50% доли в ТОО СП «Казгермунай» («Казгермунай») у НК КМГ на общую сумму 118,3 миллиарда тенге (969 миллионов долларов США). Как известно, «Казгермунай» - это восьмая по величине нефтегазовая компания в Казахстане, добывающая около 3,0 миллионов тонн нефти в год (60 тысяч баррелей в сутки) и обладающая доказанными и вероятными запасами по данным на сентябрь 2006 г. в размере 40,7 миллионов тонн (310 миллионов баррелей).

Во-вторых, мы рассчитываем реализовать опцион на покупку 50% доли в Nations Energy Company Ltd («Nations Energy»). В 2006 г. компания Nations Energy добыла приблизительно 2,3 миллиона тонн нефти (42 тысячи баррелей в сутки).

В данное время мы также рассматриваем возможность приобретения 33% доли в АО «ПетроКазахстан Инк.». Эта компания заметно увеличила объемы добычи за последние годы и станет хорошим дополнением к нашим существующим активам.

Мы будем внимательно изучать и рассматривать и другие возможности роста за счет дальнейших приобретений.

2006 г. стал этапным во многих отношениях. Два наших основных производственных филиала УМГ и ЭМГ закрепились на устойчивом уровне добычи нефти, окончательно преодолев последствия недостаточных инвестиций и падения производства в 90-е годы. Возвращение к высоким показателям добычи стало возможным благодаря последовательной работе, включая капитальный ремонт существующих и бурение новых скважин, а также мероприятия по поддержанию пластового давления и повышению коэффициента извлечения нефти. Эта программа модернизации способствовала росту производства всей Компании, и мы считаем, что ее необходимо развивать и поддерживать. В 2006 г. общий объем добычи нефти в УМГ и ЭМГ составил более 9,5 миллионов тонн (192 тысячи баррелей в сутки).

Проведение поисково-разведочных работ является одной из наших основных задач на будущее. Долгосрочная цель — не только оптимизировать добычу нефти на существующих блоках, но и искать новые месторождения, как в Западном Казахстане, так и в малоизученных районах страны. В этом году Компания намерена сфокусировать свои усилия на проведении сейсмических работ на подсолевом комплексе Прикаспийского бассейна с целью поиска значительных запасов углеводородов.

Уделяя большое внимание росту, пополнению портфеля наших активов и поддержанию уровня производства, важный акцент делается также на соответствии международным стандартам и лучшей мировой практике в сфере охраны окружающей среды, техники безопасности, финансовой отчетности и кадровой политики. Об этом вы узнаете из настоящего отчета. Стоит подчеркнуть, что именно следуя лучшим примерам из мировой практики, нам удастся успешно развиваться и конкурировать на международном рынке.

Последние годы для мировой нефтяной отрасли были насыщены динамичными событиями, и компания РД КМГ готова к преодолению возникающих трудностей и реализации новых возможностей. Сильная финансовая база и эффективный контроль затрат позволяют нам успешно реализовывать свои планы в области приобретений новых активов, при поиске и разработке новых месторождений и внедрении новых технологий. Я с уверенностью смотрю в будущее и убежден, что оно принесет нам успех.



Аскар Балжанов
Генеральный Директор



Сильнее

Основная деятельность

Третье место в Казахстане по объемам добычи нефти в 2006 г. было обеспечено входящими в структуру Компании производственными филиалами: «Узеньмунайгаз» («УМГ») и «Эмбамунайгаз» («ЭМГ»). На долю УМГ приходится 75% всех запасов и 71% всего объема добытой продукции.

Стратегия Компании на месторождениях УМГ и ЭМГ – поддержание достигнутого оптимального уровня добычи в ближайшие годы за счет ремонта действующих скважин, бурения и ввода в эксплуатацию новых, а также применения методов повышения нефтеотдачи пластов.

Среди приоритетных направлений деятельности Компании – максимальная рационализация и повышение эффективности за счет сокращения расходов. Это будет достигаться благодаря продаже непрофильных и вспомогательных активов Компании, внедрению передовых технологий и соответствию требованиям международных стандартов.



Владимир Мирошников

Первый заместитель Генерального Директора

"Инвестиции в бурение скважин и оптимизацию производственных процессов способствовали восстановлению уровня добычи нефти. Теперь наша стратегия направлена на поддержание этого уровня и обеспечение роста экспортного рынка".

Рост добычи нефти

Экономические трудности и недостаток финансирования в начале и середине 1990-х привели к существенному спаду объемов добычи на месторождениях РД КМГ. Однако к концу 90-х Компании удалось сначала остановить падение производства, а затем обеспечить значительный прирост добычи. С 1998 по 2006 гг. объем добычи нефти вырос на 80%. Рост добычи был обеспечен бурением новых скважин, выводом из бездействия простаивающих скважин и повышением их производительности. Большую роль сыграл проводимый ремонт скважин и применение современных технологий, таких как гидроразрыв пласта. В итоге, на существующих месторождениях, Компания вышла на оптимальный уровень добычи, который она собирается поддерживать в ближайшие годы.

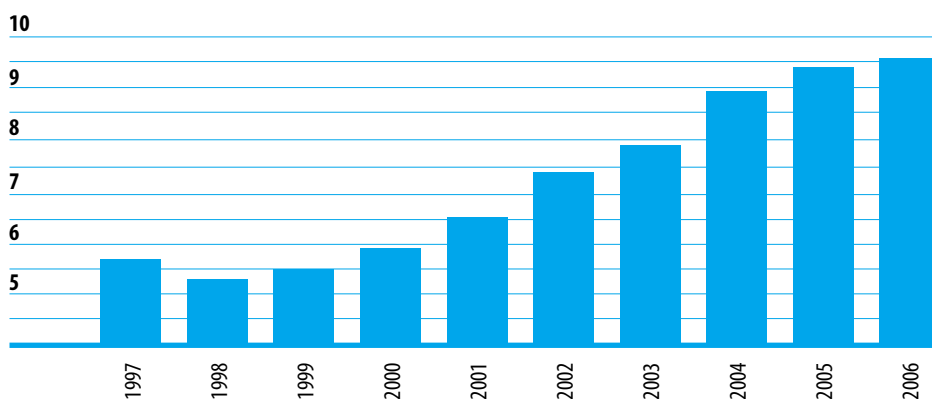
Гарантированный доступ к экспортным трубопроводам

Казахстан почти со всех сторон окружен сушей, поэтому при возрастающем объеме экспорта важнейшим остается вопрос модернизации транспортной инфраструктуры. В последние годы деятельность в этой сфере значительно активизировалась.

Основной маршрут, по которому продукция Компании поставляется на рынок уже многие годы - это трубопровод Узень-Атырау-Самара (УАС) протяженностью 1 500 км. Помимо него в 2001 г. был введен в эксплуатацию нефтепровод Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК) протяженностью 1 510 км до черноморского порта Новороссийск. Использование нефтепровода КТК является экономически более выгодным для Компании. Поэтому РД КМГ стремится наращивать долю поставок через него.

Добыча нефти

Миллионов тонн в год



С 1998 по 2006 гг. объем добычи нефти на месторождениях Компании вырос на 80%.

Восстановление месторождения Узень

В декабре 2005 г. был введен в эксплуатацию трубопровод Атасу-Алашанькоу протяженностью 1 000 км между Казахстаном и Китаем. Пропускная способность трубопровода составляет 10 миллионов тонн нефти в год (200 тысячи баррелей в сутки) и может быть удвоена в ближайшем будущем.

В июле 2006 г. был введен в эксплуатацию первый трубопровод, соединивший напрямую Каспийское и Средиземное моря с пропускной способностью в 50 миллионов тонн нефти в год (1 миллион баррелей в сутки). Трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан проходит из Баку в Азербайджане до турецкого порта Джейхан. Это еще один маршрут, расширяющий транзитные возможности для нефти, добываемой в Казахстане.

Приведенные примеры показывают, что несмотря на зависимость от соседних стран, Казахстан стремится диверсифицировать и постоянно наращивать доступ на экспортные рынки нефти. При этом отношения РД КМГ со своей материнской компанией позволяют Компании иметь гарантированный доступ к транспортной инфраструктуре, принадлежащий НК КМГ.

РД КМГ экспортировала 73% от всего объема добычи в 2006 г. (71% в 2005 г.). В течение данного периода использование Компанией трубопровода КТК возросло с 17% до 19% от объема поставок нефти. Около 54% общего объема продаж Компании было поставлено потребителям по трубопроводу УАС.

Месторождение Узень является самым крупным из разрабатываемых Компанией и третьим крупнейшим нефтяным месторождением в Казахстане по годовому объему добычи нефти. Его доля составляет около 70% от всего объема нефти, добываемой Компанией.

Узень является «зрелым» месторождением, эксплуатируемым с 1965 г. Его геологические особенности характеризуются многослойностью и сложной структурой. При этом глубина, на которой располагаются коллекторы, варьируется от 852 метров до 1 800 метров, а горизонтальные размеры коллекторов имеют протяженность 39 на 9 километров.

После распада Советского Союза из-за недостатка инвестиций добыча нефти на месторождении Узень значительно сократилась, уменьшилось число работающих скважин, объекты наземной инфраструктуры пришли в заметный упадок.

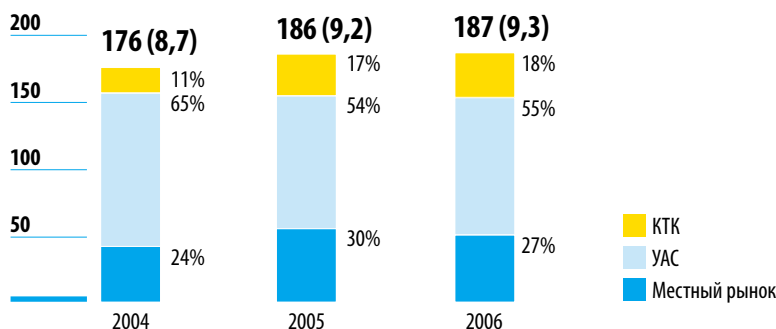
В 1997 г. был начат проект восстановления месторождения Узень. Один из 16 блоков, а именно Блок 3А, был выбран для целенаправленной восстановительной работы. В её основу легли принципы производства и методология, предложенные Всемирным банком.

Комплекс мер был направлен на улучшение показателей применения вторичных методов добычи нефти, увеличения дебитов скважин, а также на формирование модели восстановления остальных блоков месторождения. В результате усилий РД КМГ, в частности, за счет эффективного управления разработкой пласта, оптимизации нагнетания воды, внедрения новых технологий и подходов, общий уровень добычи на месторождении существенно вырос.

Для финансирования проекта реабилитации Блока 3А Узеньского месторождения были использованы заемные средства МБРР в размере 105 миллионов долларов США и собственные средства РД КМГ, составляющие 41 миллион долларов США.

Объем продаж по направлениям

Тысяч баррелей в сутки (миллионов тонн в год)



BOU



Больше

Стратегия роста

По итогам 2006 г. РД КМГ – третья по величине нефтегазовая компания в Казахстане, добывающая около 9,5 миллионов тонн нефти в год (192 тысячи баррелей в сутки). Доказанные и вероятные запасы нефти Компании по состоянию на 31 декабря 2006 г. составляли приблизительно 203 миллиона тонн нефти или 1,5 миллиарда баррелей (по данным независимой консалтинговой фирмы Gaffney, Cline & Associates).

Основной целью РД КМГ является укрепление своих лидирующих позиций среди нефтегазодобывающих компаний Республики Казахстан. Для достижения этой цели Компания планирует существенно расширить портфель своих нефтегазовых активов.

В ближайшей перспективе основным источником расширения ресурсной базы и увеличения объемов производства станет приобретение активов. В более долгосрочной перспективе рост будет достигаться также за счет проведения геологоразведочных работ на новых блоках и открытия новых месторождений.



Аскар Аубакиров

*Заместитель Генерального Директора
по корпоративному развитию*

"Наша цель – расти и развиваться дальше, реализуя нашу стратегию поглощений и продолжая поиск новых месторождений. Наши преимущества - отличное знание местного рынка и тесные партнерские отношения с материнской компанией".

Рост за счет приобретений

Тесное партнерство с материнской компанией открывает для РД КМГ большие возможности роста за счет приобретения новых активов. Компания уже приступила к реализации нескольких таких возможностей.

Первым крупным приобретением после IPO стало завершенное в апреле 2007 г. приобретение у НК КМГ 50% доли в ТОО СП «Казгермунай» («Казгермунай»). Доля в «Казгермунай» была приобретена за 118,3 миллиардов тенге (969 миллионов долларов США) и вывела Компанию на второе место в Казахстане по добыче нефти.

Еще один актив, приобретение которого рассматривает Компания – 50% компании «Nations Energy». Опцион на приобретение этой доли был получен НК КМГ в конце 2006 г., после того как «Nations Energy» стала принадлежать китайской компании CITIC. Компания «Nations Energy» разрабатывает нефтегазовое месторождение Каражанбас в западной части Казахстана.

Доказанные запасы нефти этого месторождения превышают, по данным компании «Nations Energy», 51,1 миллиона тонн (340 миллионов баррелей). В 2006 г. на месторождении Каражанбас было добыто приблизительно 2,3 миллиона тонн нефти (42 тысячи баррелей в сутки).

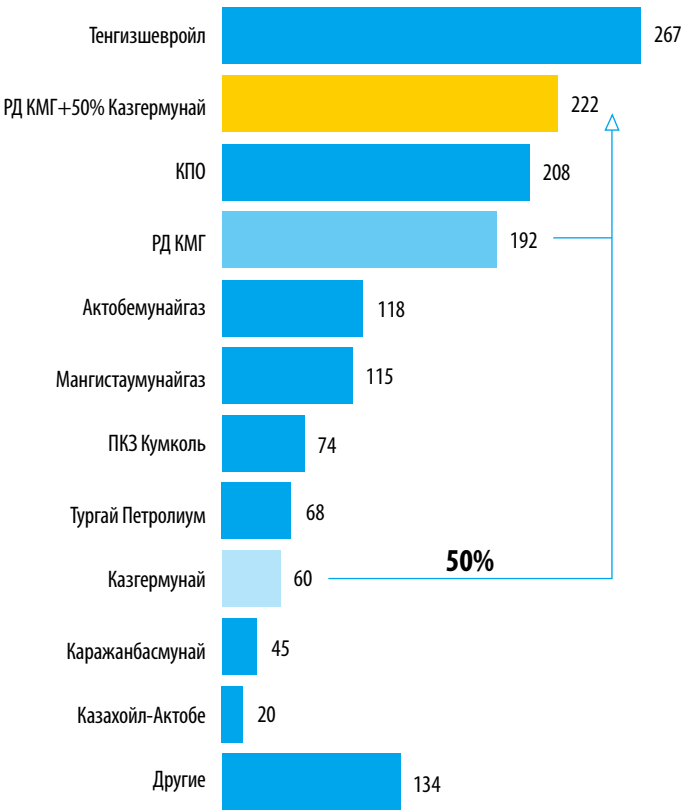
Третий крупный актив, приобретение которого Компания рассматривала еще со времени выхода на IPO в сентябре 2006 г. – 33% в АО «ПетроКазахстан Инк.». Предприятие было создано в 1986 г. и участвует в разработке 11 месторождений Южно-Тургайского бассейна, занимающих площадь в 80 тысяч м² в Центральном Казахстане. В 2006 г. НК КМГ приобрела у Китайской Национальной Нефтяной Корпорации 33% акций АО «ПетроКазахстан Инк.» за 1,4 миллиардов долларов США. Компания ожидает, что данная доля будет предложена РД КМГ.

РД КМГ будет внимательно рассматривать и другие возможности роста за счет дальнейших приобретений.

Компания уже приступила к реализации нескольких возможностей роста за счет приобретения новых активов.

Производители нефти в Казахстане

Тысяч баррелей в сутки, 2006 г.

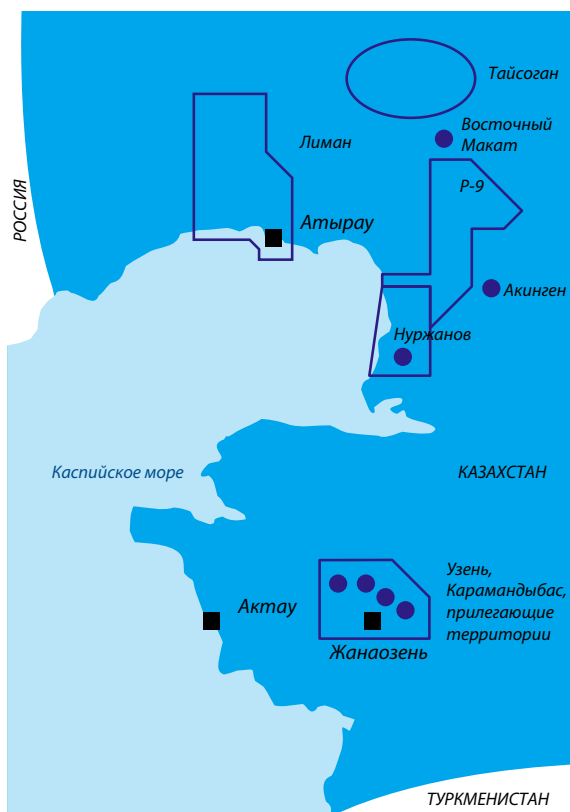


Рост за счет геологоразведочных работ

РД КМГ имеет преимущественный доступ к запасам углеводородов в Казахстане благодаря особым взаимоотношениям с материнской компанией. Наряду с преимущественным правом приобретения действующих нефтегазовых активов, выставляемых на продажу, Компания имеет доступ к новым участкам, получаемым НК КМГ путем прямых переговоров с государством. Такие преимущества позволяют Компании пополнять свой портфель геологоразведочных активов в Казахстане, эффективно конкурируя с крупнейшими транснациональными нефтегазовыми корпорациями.

Компания убеждена, что Казахстан сохранил мощный потенциал в области разведки и добычи нефти и газа не только на шельфе Каспийского моря, но и на суше. РД КМГ ведет разведку на участках Лиман, Тайсойган, Р-9, а также участках, прилегающих к месторождениям Узень и Карамандыбас. Особый интерес, по мнению Компании, представляет так называемый подсолевого комплекс – структуры, расположенные на глубине более 3 - 3,5 километров. Именно исследования подсолевого комплекса современными сейсмическими методами являются приоритетным направлением геологоразведочной программы РД КМГ в 2007 г.

Основные объекты геологоразведки РД КМГ



Приобретение доли в ТОО СП Казгермунай

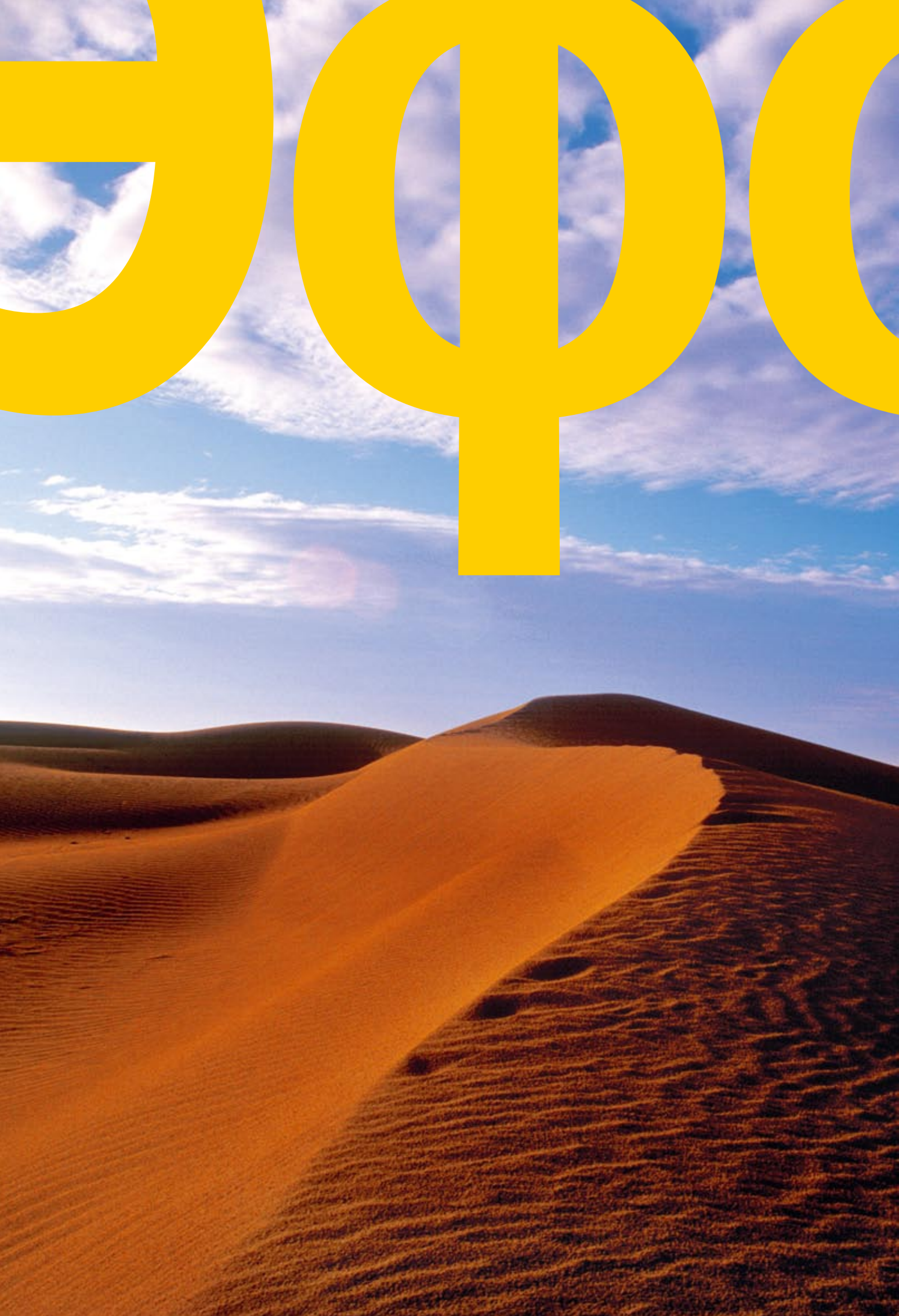
В апреле 2007 г. Компания завершила приобретение у НК КМГ 50% доли ТОО СП «Казгермунай» за 118,3 миллиардов тенге (969 миллионов долларов США).

Эта сделка является первым крупным шагом в реализации стратегии приобретений, публично объявленной Компанией при выходе на IPO в сентябре 2006 г.

«Казгермунай» является восьмой среди крупнейших казахстанских нефтедобывающих компаний и занимается разработкой месторождений Акшабулак, Нуралы и Аксай в Кызылординской области в Центральном Казахстане. В 2006 г. объем добычи нефти здесь находился на уровне почти 3 миллионов тонн (60 тысяч баррелей в сутки), а доказанные и вероятные запасы по состоянию на сентябрь 2006 г. составили 40,7 миллионов тонн (310 миллионов баррелей). Совладельцем компании «Казгермунай» является АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Компания «Казгермунай» приступила к добыче нефти только в 1996 г., поэтому разрабатываемые молодые месторождения обладают значительным потенциалом. Существующая инфраструктура компании облегчает ее выход на важнейшие экспортные рынки, в том числе в Западной Европе и Китае. Компания имеет прочное финансовое положение: по состоянию на конец 2006 г. на балансе Компании были аккумулированы значительные денежные средства.

Приобретение доли в компании «Казгермунай» также стало важным подтверждением соответствия РД КМГ лучшим международным стандартам корпоративного управления. Данное приобретение было единогласно одобрено Независимыми Директорами Компании и утверждено большинством голосов миноритарных акционеров РД КМГ на внеочередном общем собрании 12 апреля 2007 г. в Астане. НК КМГ, являясь заинтересованной стороной в данной сделке, не принимала участия в голосовании.



Эффективнее

Модернизация производства

Компания рассматривает инвестиции в модернизацию производства и внедрение современных технологий как ключевой элемент повышения эффективности Компании и роста ее акционерной стоимости.

В области производства РД КМГ работает над оптимизацией системы разработки месторождений, увеличением межремонтного периода и увеличением срока службы трубопроводов. Решение этих задач достижимо за счет применения современных методов моделирования, использования более совершенного оборудования и материалов, внедрения автоматизации. Еще одно из направлений повышения эффективности производственного цикла - модернизация наземной инфраструктуры, в частности, пунктов сбора и подготовки нефти.

Компания стремится к повышению эффективности не только в производственной, но и в других областях своей деятельности. Так, большинство процессов материально-технического обеспечения и маркетинга были усовершенствованы, либо находятся в процессе модернизации.

Внедряя современные технологии, Компания не забывает и об экологическом аспекте этой работы. Инвестиции в модернизацию производства позволяют повышать производительность труда и уровень прибыли без ущерба для окружающей среды.



Сисенгали Утегалиев

*Заместитель Генерального Директора
по производству*

"Внедрение современных технологий и использование лучшей международной практики во всех сферах производства приведут к росту эффективности Компании".

Программа снижения затрат

Компания реализует программу по оптимизации, направленную на сокращение ежегодных текущих производственных затрат на 100 миллионов долларов США за период 2006-2010 гг. Программа включает в себя такие направления, как улучшение планов разработки месторождений, более масштабное использование электроцентробежных и электровинтовых насосов для увеличения межремонтного периода, замену стальных труб стекловолоконными, более эффективный мониторинг скважин.

Строительство и модернизация объектов по сбору и подготовке нефти на месторождении Узень и оптимизация процессов материально-технического обеспечения также являются элементами программы сокращения затрат.

Помимо снижения текущих производственных затрат, Компания ставит перед собой цель сократить на протяжении следующих пяти лет объем годовых капитальных расходов на существующих активах на 50 миллионов долларов США.

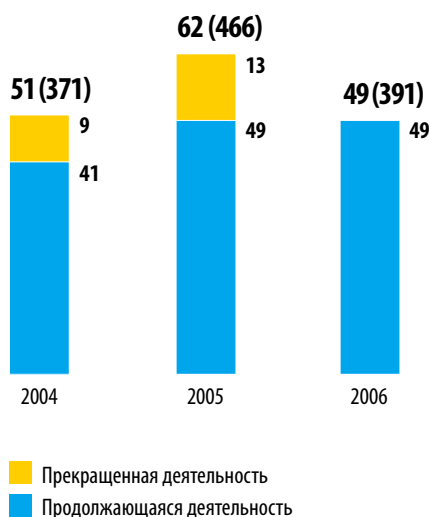
Реализация непрофильных активов

Еще одно направление повышения эффективности - уход от деятельности, которая не является для Компании основной. В рамках Программы по оптимизации активов РД КМГ приняла решение выйти из участия в дочерних компаниях, чья деятельность напрямую не относится к добыче углеводородов.

Общее число таких непрофильных активов и активов, не имеющих существенного значения для производственной деятельности Компании, составляло на начало 2006 г. около 20, из которых 3 было выставлено на продажу в течение 2006 г. Основную работу по реализации непрофильных активов планируется завершить до конца 2007 г.

Капитальные затраты

Миллиардов тенге (миллионов долларов США)



Усовершенствование системы управления

Внедрение международных стандартов ISO (Международной организации по стандартизации) и системы SAP.

С момента своего образования в 2004 г., Компания наметила цель провести модернизацию используемых информационных систем и системы финансового контроля.

В марте 2005 г. Компания приняла решение о внедрении интегрированной системы управления по международным стандартам ISO и внедрении системы SAP. 2006 г. характеризовался усилением темпов их внедрения.

Для принятия основных стандартов ISO, включая ISO 9001:2000, ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:1999 в дочерних предприятиях Компании были организованы рабочие комитеты по обеспечению распространения информации и обучения.

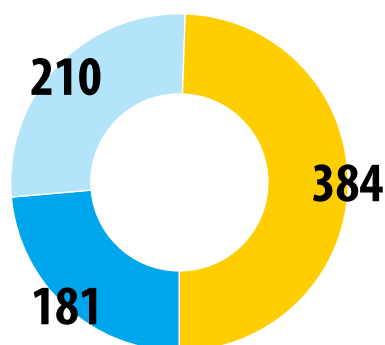
В 2006 г. было проведено 18 обучающих семинаров с участием 637 сотрудников центрального управления производственных филиалов УМГ и ЭМГ. Кроме того, были организованы рабочие комитеты для обеспечения распространения информации среди работников Компании.

Система SAP является комплексной информационной системой, а также одним из основных компонентов эффективной учетной, отчетной и мониторинговой функции экономической деятельности. Компания планирует завершить внедрение этой системы в 2007 г.

Конечная цель внедрения SAP — это создание многофункциональной автоматизированной системы управления компанией, которая работает в режиме реального времени и предусматривает эффективное управление финансовыми и материальными потоками. Принцип работы позволяет использовать эту систему в сфере финансов, мониторинга, контроля, сбыта, планирования и заключения контрактов. Внедрение системы проводится в подразделениях головной компании, филиалах УМГ и ЭМГ.

Новые технологии - применение методов повышения нефтеотдачи пласта

количество скважин-операций



Гидро разрыв пласта
Потокоотклоняющий полимерный состав
Другие методы

Компания реализует программу, результатом которой должно стать сокращение годовых производственных затрат на имеющихся месторождениях на 100 миллионов долларов США к 2010 г.

OUTB



Ответственное

Социальные программы и работа с персоналом

Компания неуклонно выполняет свои обязательства по финансированию различных социальных проектов, направленных на развитие инфраструктуры в регионах своей производственной деятельности. Социальное партнерство предусматривает строительство медицинских, культурных, реабилитационных объектов, домов отдыха и здоровья, а также объектов жилищно-коммунального хозяйства. Объем социальных обязательств Компании определяется контрактами на недропользование, а также отдельными соглашениями РД КМГ с местными исполнительными органами власти.

В 2006 г. РД КМГ выделила средства на поддержку местных школ, оказала финансовую помощь пенсионерам и инвалидам в Мангистауской и Атырауской областях, детям нефтяников, выделила средства на электрификацию района Рахат-2 в городе Жанаозень, покупку спортивного инвентаря для школы города Жанаозень. В целом, только в 2006 г. на социальные программы было потрачено около 3 миллиардов тенге.

Компания также вносит значительный вклад в подготовку местных трудовых ресурсов и повышение квалификации своих сотрудников. Непрерывная подготовка и переподготовка кадров РД КМГ ведется по следующей схеме: подготовка специалистов — переподготовка и повышение квалификации персонала — ротация персонала.

За 2006 г. 3 275 работников прошли обучение по различным программам, что составляет 20% от среднесписочной численности персонала Компании. За истекший период средняя стоимость обучения одного работника составила 107 882 тенге. 148 сотрудников прошли стажировку на предприятиях ведущих мировых компаний. Кроме того, в течение года Компания спонсировала за счет собственных средств обучение около тысячи казахстанских студентов в учебных заведениях Казахстана и за рубежом.



Кайролла Ережепов
*Управляющий Директор
по кадрам и информационной политике*

"РД КМГ обладает глубоким чувством социальной ответственности и ответственности за охрану окружающей среды в районах своей производственной деятельности. Эти принципы являются основополагающими для будущего успеха нашей Компании".

Охрана труда

Самое пристальное внимание в Компании уделяется вопросам улучшения условий труда, безопасности и здоровья персонала. Решение этих задач является для РД КМГ первоочередным и постоянно находится под контролем Совета Директоров.

В соответствии с международными стандартами по охране труда, здоровья и технике безопасности Компания осуществляет мониторинг условий труда работников, проводит тренинги, внедряет новые технические решения, направленные на обеспечение всесторонней безопасности на рабочих местах, ввела единый стиль корпоративной спецодежды.

Только за 2006 г. число несчастных случаев на производстве сократилось в два раза по сравнению с предыдущим годом, а с 2001 г. это число сократилось в 10 раз. Компания убеждена, что соблюдение мер по охране труда и здоровья сотрудников является залогом будущих успехов Компании.

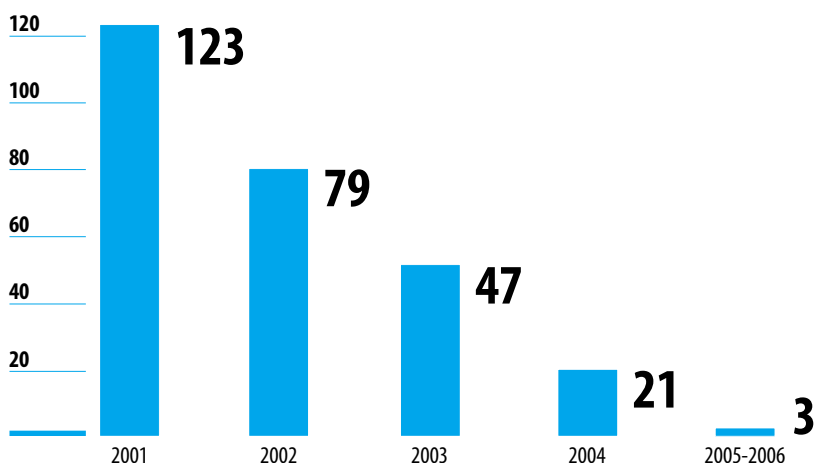
Охрана окружающей среды

РД КМГ уделяет особое внимание выполнению своих обязательств и программ по охране природы, поскольку прекрасно осознает важность последствий негативного воздействия производственной деятельности на окружающую среду.

В 2005 г. РД КМГ заключила договор с британской компанией AMEC Earth and Environmental UK («AMEC») на проведение независимой комплексной экологической оценки производственных объектов, принадлежащих Компании.

Отчет компании AMEC от 26 июня 2006 г. был подготовлен в соответствии со стандартами ISO 14015 и объединенными Международными стандартами бухгалтерского учета (IAS 37). По оценке AMEC, затраты Компании по охране окружающей среды до 2025 г. составят 240 миллионов долларов США, включая затраты на ликвидацию исторической замазученности и размещение отходов, а также приведение работы в соответствие с экологическими нормами. Опираясь на отчет AMEC, Компания начислила соответствующий финансовый резерв.

Сокращение числа нефтяных амбаров



Восстановление экологического баланса в районе Узеньского месторождения

РД КМГ осознает степень риска, связанного с деятельностью предприятий нефтегазовой промышленности. Компания предпринимает меры по очистке и восстановлению экологического баланса в регионах своей деятельности, продолжая тем самым выполнять экологические обязательства, оставшиеся от предшественников.

В 1974 г. во время проведения срочных ремонтных работ из-за серьезной аварии на магистральном трубопроводе Узень – Атырау – Самара было принято решение заполнить природное углубление в районе Узеньского месторождения избыточной нефтью. В результате большой участок земли оказался загрязнен.

Открытые хранилища нефти - так называемые «нефтяные амбары» - создавались в те годы не только в результате аварий, но и в ходе разработки месторождений по применявшейся тогда технологии. За последние годы 170 таких амбаров были ликвидированы, и осталось лишь три крупных участка; в их числе технологический амбар цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) на Узеньском месторождении.

РД КМГ провела исследование для оценки масштаба вреда, нанесенного окружающей среде, а также для разработки стратегии и программы по ликвидации загрязнения. Был заключен договор с американской компанией «Ecology and Environment» на закупку необходимого полевого и лабораторного оборудования, компьютеров и программного обеспечения, обучение персонала. В настоящее время работа по очистке загрязненных территорий ведется усилиями четырех местных компаний согласно разработанной «Долгосрочной программе по ликвидации технологического амбара ЦППН, рассчитанной на период с 2004 по 2010 годы».

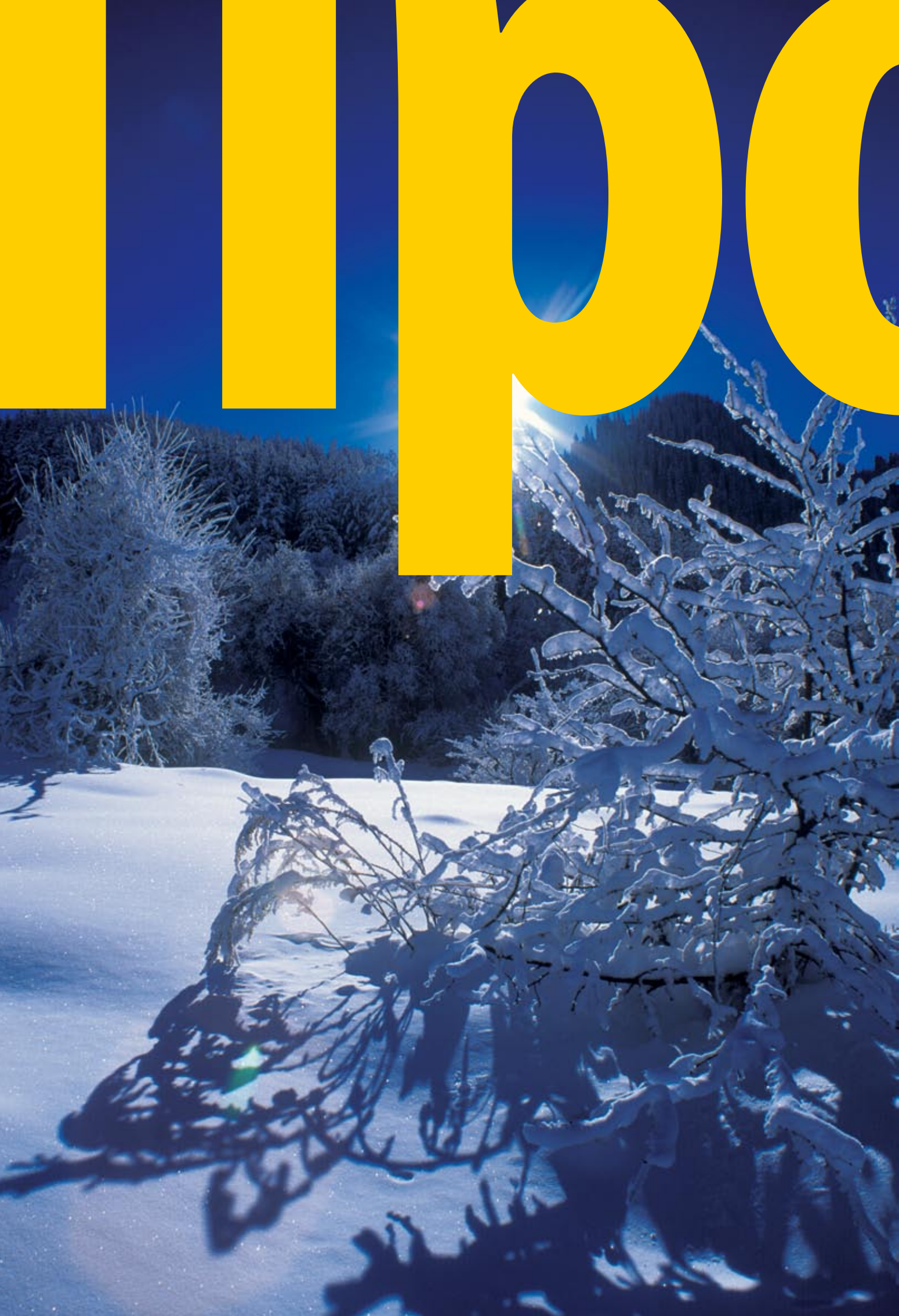
Очистка загрязненной земли производится поэтапно. Во-первых, земля выкапывается и транспортируется в коллектор с дренажной системой для отходов. Во-вторых, зараженная земля обрабатывается в основном методом терморекинга до получения инертного материала.

2006 г. Компания продолжала работы по откачке нефтеотходов из амбара ЦППН с привлечением на контрактной основе подрядных организаций, имеющих специальное технологическое оборудование. За истекший год было извлечено 57 774 тонны нефтеотходов. Это привело к сокращению загрязненной площади на 10,5 га.

Помимо этого Компанией был опробован метод биологического восстановления плодородных свойств земель. В 2006 г. биологическим методом была восстановлена площадь 36 000 м².

Приведение деятельности Компании в соответствие с казахстанскими и международными стандартами по защите окружающей среды является одной из ключевых составляющих стратегии Компании. В своих финансовых отчетах Компания предусмотрела расходы, соответствующие этим целям.

Только в 2006 г. на социальные программы было потрачено около 3 миллиардов тенге.



Прозрачнее

Корпоративное управление в РД КМГ

Корпоративное управление высокого качества является необходимым условием для успешной деятельности РД КМГ на свободном и конкурентном рынке. В Компании реализуется эффективная система, устанавливающая отношения между Советом Директоров, Правлением и акционерами. Такая система способствует росту стоимости компании и гарантирует инвесторам, что их деньги используются эффективно. С момента первичного публичного размещения своих акций на международном рынке в 2006 г. Компания придает особое значение этим принципам.

Система корпоративного управления в РД КМГ регламентируется рядом документов и решений, принятых в течение 2006 г.

На основе казахстанского Кодекса корпоративного управления РД КМГ приняла свой собственный Кодекс, учитывающий её специфику, а также некоторые положения Комбинированного Кодекса, действующего в Великобритании.

Кодекс корпоративного управления в Казахстане основан на сложившемся международном практическом опыте, и был одобрен Экспертным Советом по вопросам рынка ценных бумаг под контролем Национального Банка Республики Казахстан в сентябре 2002 г.

Регулирование отношений с основным акционером является одной из важнейших задач системы корпоративного управления Компании. РД КМГ подписала с материнской компанией Договор о взаимоотношениях, который устанавливает предпринимательскую независимость РД КМГ и её обязанность действовать в интересах всех своих акционеров.



Жаннета Бекежанова

Заместитель Генерального Директора по экономике и финансам

"От качества и эффективности корпоративного управления во многом зависит успех компаний в условиях свободного рынка и конкуренции. Структура и системы корпоративного управления РД КМГ были заметно улучшены, и без сомнения станут залогом нашей будущей финансовой стабильности и успеха на международном рынке".

Система оплаты труда

Кроме того, Компания приняла новую редакцию Устава и назначила трех Независимых Директоров: Кристофера Макензи, Пола Мандуку и Эдварда Уолша. Независимые Директоры играют большую роль в обеспечении соблюдения Компанией своих обязательств по корпоративному управлению.

Независимые Директоры работают в тесном взаимодействии с другими директорами и руководителями Компании. При участии Независимых членов, Совет Директоров сформировал Комитеты по аудиту, вознаграждениям и назначениям.

Комитет по аудиту отвечает за соблюдение требований законодательства, международных стандартов финансовой отчетности и внутреннего финансового контроля. Комитет по назначениям отвечает за вопросы, связанные с составом директоров, уходом на пенсию и внесением своевременных кадровых рекомендаций Совету Директоров. Комитет по вознаграждениям отвечает за политику Компании в отношении оплаты труда руководителей высшего ранга и их подотчетности.

Следуя политике открытости и доступности информации, а также предписаниям Казахстанской и Лондонской фондовых бирж, Компания поддерживает открытый диалог с финансовыми аналитиками и международным инвестиционным сообществом в целом.

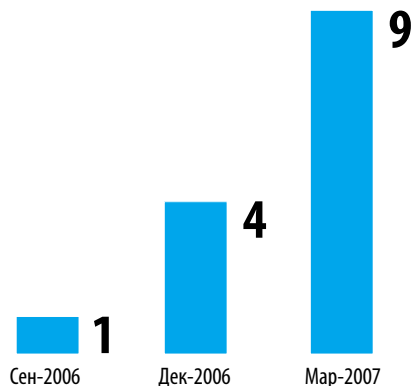
Принципы оплаты труда всех сотрудников РД КМГ от руководителей высшего ранга до рабочих производственных подразделений имеют большое значение для будущего Компании. Создание стимулов для работы и обеспечение справедливой оплаты в зависимости от достигнутых результатов способствуют повышению лояльности трудового коллектива Компании. Исходя из этого, в РД КМГ была введена новая система оплаты труда, состоящая из трех частей. Первая часть - это фиксированная оплата (зарботная плата). Она определяется с учетом таких составляющих, как функциональные обязанности, трудовой стаж, доля ответственности и прочих факторов.

Вторая часть - это переменная составляющая оплаты (бонус), которая предназначена для мотивации управляющего персонала к достижению краткосрочных целей (на годичной основе) и установлена как для каждого в отдельности, так и для структурных подразделений Компании. При достижении поставленных целей сумма среднего бонуса может составлять до 50% от годовой заработной платы.

Третья часть - это схема опционов на акции для мотивации менеджмента и удержания ключевых работников на долгосрочной основе.

Комитет по вознаграждениям рассматривает все аспекты системы оплаты труда с тем, чтобы эта система обеспечивала соответствие интересов менеджмента интересам акционеров Компании.

Инвестиционные банки, выпускающие аналитические отчеты по Компании



Улучшение качества финансовой отчетности

Международные стандарты финансовой отчетности («МСФО»)

Все сводные финансовые отчеты Компании были подготовлены в соответствии с МСФО. РД КМГ перешла на стандарты МСФО еще в январе 2003 г.

РД КМГ учредила Комитет по аудиту, который собирается не менее четырех раз в году. Этот Комитет, куда входят только независимые директора, отвечает за проверку и анализ годового и промежуточных финансовых отчетов и за привлечение аудиторов Компании к этому процессу. Комитет также уделяет внимание соответствию юридическим требованиям, стандартам бухгалтерского отчета, правилам Листингового Агентства Великобритании, Казахстанской фондовой биржи и обеспечению эффективной системы финансового контроля.

Успешная работа Комитета по аудиту подтверждается отчетом Независимого Аудитора Компании за 2006 г. Отчет был подписан на несколько месяцев раньше, чем в предыдущем году и без каких-либо существенных поправок к финансовой отчетности. Кроме того, аудиторы отметили значительное улучшение качества финансовой отчетности и профессионализма финансовых работников Компании.

Компания продолжает программу подбора и подготовки финансовых специалистов:

- 17 работников в настоящее время проходят профессиональное обучение по программам Association of Chartered Certified Accountants (ACCA) и Certified Public Accountants (CPA). Первые выпускники этих программ приступят к работе уже в 2007 г.
- В апреле 2007 г. руководителем службы внутреннего аудита был назначен Аркадиуш Ковалевски. Ранее г-н Ковалевски работал в одной из ведущих аудиторских фирм «Большой четверки» и последние два года возглавлял отдел управления рисками. Главной задачей г-на Ковалевски, прежде всего, будет разработка систем внутреннего контроля.
- В январе 2007 г. Шейн Дрейдер был назначен на позицию Финансового Контролера. До назначения г-н Дрейдер работал партнером в одной из аудиторских фирм «Большой четверки», он обладает девятилетним опытом работы в сфере финансов и аудита в СНГ, в том числе в течение трех лет в Казахстане.
- Компания продолжает привлекать квалифицированные местные кадры, отдавая предпочтение владеющим иностранными языками и со знанием МСФО.

Компания уделяет большое внимание усилению внутреннего контроля при составлении бюджета и планировании с целью снизить риски, возникающие из-за неполной или неточной информации. Новые процедуры и процессы включают в себя предоставление ежемесячного отчетного пакета по стандартам МСФО руководству Компании.

**Компания приняла
новую редакцию Устава,
Кодекс корпоративного
управления и пригласила
трех независимых членов в
состав Совета Директоров.**

Совет Директоров

**Узақбай Карабалин**

(Председатель Совета Директоров и Директор) 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 Московского института нефтехимической и газовой промышленности, кандидат технических наук. Занимал высшие руководящие должности в министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан. Председатель комитета по назначениям.

**Аскар Балжанов**

(Генеральный Директор) был назначен Генеральным Директором Компании 7 июня 2006 г. и избран в Совет Директоров 12 июня 2006 г. Ранее он являлся Генеральным Директором АО «КазМунайТеніз», дочерней компании НК КМГ, специализирующейся на морских нефтегазовых проектах. После окончания Московского института нефтехимической и газовой промышленности 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.

**Ержан Жангаулов**

(Директор) 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 в 1992 г.

**Кристофер Макензи**

(Независимый Директор) имеет более чем двадцатилетний 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 степени магистра Оксфордского университета (Право и Современные Языки) и магистра делового администрирования Европейского института делового администрирования. Избран в Совет Директоров Компании 28 августа 2006 г. Председатель комитета по вознаграждениям. Член комитетов по аудиту и по назначениям.

Двумя высшими органами Компании являются Совет Директоров и Правление (исполнительный орган). Генеральный Директор, возглавляющий Правление, является также членом Совета Директоров Компании, причем он – единственный представитель 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 четыре члена Совета Директоров, включая его Председателя Узакбая Карабакина, являются представителями НК КМГ.



Пол Мандука

(Независимый Директор) 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. За последние 10 лет г-н Мандука работал в нескольких советах директоров в качестве независимого директора и возглавлял комитеты по аудиту, вознаграждениям и назначениям. Пол Мандука имеет степень магистра Оксфордского университета (Современные Языки). Избран в Совет Директоров Компании 28 августа 2006 г. Председатель комитета по аудиту. Член комитета по вознаграждениям.



Евгений Огай

(Директор) является являющимся Управляющим Директором НК КМГ с 11 ноября 2004 г., Членом Совета Директоров РД КМГ был избран 12 июня 2006 г. С 2003 г. работал Директором департамента управления акциями в совместных предприятиях при НК КМГ. С 1992 г. являлся руководителем нефтяных проектов в Needham Group Inc. Окончил Московский институт нефти и газа в 1969 г. Автор 2 книг, 7 патентов и более 50 публикаций.



Асия Сыргабекова

(Директор) назначена Управляющим Директором по экономике и финансам в НК КМГ в июле 2006 г., избрана в Совет Директоров РД КМГ 4 июля 2006 г. До этого назначения с 2003 г. являлась первым заместителем Председателя Народного Банка, а также Председателем правления Народного Банка РК с 2004 по 2005 гг. С 1998 по 2003 гг. работала в Национальной нефтегазовой компании, занимая различные высшие руководящие должности в «КазахОйл», «КазТрансГаз». В 1982 г. окончила факультет экономики Казахского государственного университета.



Эдвард Уолш

(Независимый Директор) имеет более чем тридцатипятилетний опыт работы в нефтегазовой отрасли. Работал на различных должностях в «Бритиш Петролеум» и «Бритиш Газ» и отвечал за деятельность этих компаний по разведке и добыче в Нигерии, Абу-Даби, Центральной и Юго-Восточной Азии. Является доктором наук по химии твердых веществ Дублинского университета. Избран в Совет Директоров Компании 28 августа 2006 г. Член комитетов по аудиту, вознаграждениям и назначениям.

Информация по корпоративному управлению

Как иностранная компания с ГДР, включенными в Официальный Список, Компания не обязана соблюдать Объединенный Кодекс Корпоративного Управления Великобритании («Объединенный Кодекс»). Кроме того, она не обязана указывать в своем отчете, соблюдаются ли ею казахстанский режим корпоративного управления и чем ее практика корпоративного управления отличается от описанной в Объединенном Кодексе. Однако Директора, признавая важность корпоративного управления, поддерживают развитие высоких стандартов корпоративного управления в Компании.

Заявление об ответственности членов Совета Директоров

Члены Совета Директоров несут ответственность за подготовку Годового Отчета и финансовой отчетности в соответствии с Казахстанским законодательством и Международными Стандартами Финансовой Отчетности (МСФО), принятыми Европейским Союзом.

По завершении финансового года Совет Директоров обязан подготовить финансовую отчетность, достоверно отражающую финансовое положение Компании, а также результаты ее финансово-хозяйственной деятельности и движение денег за соответствующий период. В процессе подготовки финансовой отчетности члены Совета Директоров обязаны:

- сформировать соответствующие принципы учетной политики и последовательно их применять;
- предоставлять информацию, включая принципы учетной политики, в виде значимой, достоверной, сравнимой и понятной информации;
- подготовить дополнительные раскрытия в случае, если требования МСФО недостаточны для понимания пользователем эффекта влияния определенных проводок, прочих событий и условий на финансовое положение и результаты деятельности Компании;

- указать, что финансовая отчетность Компании соответствует требованиям МСФО, в случае существенных искажений соответственно раскрыть и дать их описание в финансовой отчетности.

Директоры несут ответственность за ведение бухгалтерского учета, позволяющего в любой момент времени с разумной точностью предоставить данные о финансовом положении Компании и удостовериться в том, что финансовая отчетность соответствует требованиям Казахстанского законодательства, Правилам по Раскрытию и Прозрачности Листингового Агентства Великобритании (UKLA's Disclosure and Transparency Rules) и Кодекса Корпоративного Управления Компании. Также Директоры несут ответственность за сохранность активов Компании и, таким образом, обязаны предпринимать разумные действия по предотвращению и выявлению фактов мошенничества и прочих неправомерных действий.

Каждый из членов Совета Директоров Компании, который указан на странице 28-29 данного Годового Отчета, подтверждает, что в соответствии с его или её осведомленностью:

- а) финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с МСФО, дает правдивое и достоверное отражение активов, обязательств, финансового положения и результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании;
- б) отчеты руководства содержат достоверные данные по результатам финансово-хозяйственной деятельности и финансового положения Компании, а также описание важнейших рисков и неопределенностей, с которыми она сталкивается.

Корпоративное управление

Лучшая практика корпоративного управления Казахстана изложена в Казахстанском Кодексе корпоративного управления. Казахстанский Кодекс корпоративного управления основан на существующей международной практике корпоративного управления и содержит рекомендации акционерным обществам Казахстана по применению

принципов корпоративного управления. Он был одобрен Экспертным Советом по вопросам рынка ценных бумаг при Национальном Банке Республики Казахстан в сентябре 2002 г. Компания соблюдает положения Казахстанского Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах.

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 и включают определенные требования, которые описаны в Объединенном Кодексе. Компания считает, что внесение этих дополнительных изменений значительно улучшит режим корпоративного управления Компании. Компания также примет во внимание условия Объединенного Кодекса и будет стремиться к усовершенствованию своих стандартов корпоративного управления в будущем.

Объединенный Кодекс требует от компании, находящейся в листинге фондовой биржи Великобритании, соблюдения баланса исполнительных и неисполнительных директоров Совета Директоров, при котором неисполнительные директора составляют не менее половины членов Совета Директоров (кроме Председателя). Объединенный Кодекс требует, чтобы Совет Директоров установил, является ли директор независимым по характеру и при принятии решений и существуют ли отношения или обстоятельства, которые оказывают или могут оказать влияние на решение директора.

В настоящее время в Компании функционируют Совет Директоров и Правление (исполнительный орган). Генеральный Директор, возглавляющий Правление Компании, является также Директором Компании. Именно он является единственным представителем исполнительного руководства Компании в Совете Директоров (Исполнительным Директором). В целях улучшения баланса Совета Директоров, в Совет Директоров были избраны три Независимых Директора, а именно Кристофер Макензи, Пол Мандука и Эдвард Уолш. Независимые Директора работают непосредственно с другими Директорами и Правлением для обеспечения соблюдения Компанией своих обязательств по корпоративному управлению. В соответствии с условиями Кодекса Корпоративного Управления Компании, Компания использует стандарты, установленные Объединенным Кодексом для определения независимости своих директоров.

В состав Правления Компании входят руководители высшего ранга Компании, включая Генерального Директора и заместителя Генерального Директора по экономике и финансам.

Члены Совета Директоров определили круг полномочий и сформировали комитет по аудиту (28 ноября 2006 г.), комитет по назначениям (1 сентября 2006 г.) и комитет по вознаграждениям (1 сентября 2006 г.). Все члены комитета по аудиту и комитета по вознаграждениям и большинство членов комитета по назначениям являются независимыми директорами.

Состав Совета Директоров

По состоянию на 31 декабря 2006 г. Совет Директоров состоял из восьми членов, которыми являются Узакбай Карабалин (Председатель Совета Директоров), Аскар Балжанов (Генеральный Директор Компании) и еще шесть Директоров. Следующие изменения в составе Совета Директоров Компании в течение 2006 г. проведены на основании решений общих собраний акционеров Компании по предложениям представителей акционеров:

- 27 февраля 2006 г. были прекращены полномочия Рахметова Н.К, избран Абулгазин Д.Р.;
- 12 июня 2006 г. были прекращены полномочия Батырбаева М.Д, Кешубаева Г.К. и Сафинова К.Б., избраны Жангаулов Е.А., Огай Е.К. и Балжанов А.К.;
- 4 июля 2006 г. были прекращены полномочия Абулгазина Д.Р., избрана Сыргабекова А.Н.;
- 28 августа 2006 г. были избраны независимыми членами Совета Директоров Пол Мандука, Кристофер Макензи, Эдвард Томас Уолш;
- 24 ноября 2006 г. были прекращены полномочия Марабаева Ж.Н., избран Карабалин У.С.

Члены Совета Директоров по состоянию на 31 декабря 2006 г.:

ФИО Директора	Должность в Компании
Узакбай Карабалин	Председатель и Директор
Аскар Балжанов	Генеральный Директор
Асия Сыргабекова	Директор
Ержан Жангаулов	Директор
Евгений Огай	Директор
Кристофер Макензи	Независимый Директор
Эдвард Уолш	Независимый Директор
Пол Мандука	Независимый Директор

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

Состав Правления

В течение 2006 г. на основании решений Совета Директоров Компании в состав Правления внесены следующие изменения:

- 7 июня 2006 г. были прекращены полномочия Марабаева Ж.Н., избран Балжанов А.К.; и
- 25 августа 2006 г. были прекращены полномочия Паламар Т.В., избран Аубакиров А.А.

Члены Правления по состоянию на 31 декабря 2006 г.:

ФИО руководителя	Должность в Компании
Аскар Балжанов	Генеральный Директор
Владимир Мирошников	Первый заместитель Генерального Директора
Жаннета Бекежанова	Заместитель Генерального Директора по экономике и финансам
Аскар Аубакиров	Заместитель Генерального Директора по корпоративному развитию
Кайролла Ережепов	Управляющий Директор по кадрам и информационной политике
Мурат Курбанбаев	Директор УМГ
Максим Избасов	Директор ЭМГ

В январе 2007 г. на основании решения Совета Директоров Компании в состав Правления внесены следующие изменения:

- 8 января 2007 г. были прекращены полномочия Избасова М.С., избран Бисекен Б.Л.

Ответственность Совета Директоров и Правления

Совет Директоров несет ответственность перед акционерами за эффективное управление и надлежащий контроль деятельности Компании и действует в соответствии с утвержденной системой принятия решений. Наиболее важными функциями Совета являются определение стратегии и политики Компании, рассмотрение потенциальных приобретений и прочие существенные вопросы финансового характера. Выполнение данных функций непосредственно связано с деятельностью Правления, которое, в свою очередь, несет ответственность за текущую операционную деятельность и подотчетно Совету Директоров за состояние проделанной работы по достижению целей Компании. Совет Директоров проводит заседания на регулярной основе и по мере необходимости.

За 2006 г. Совет Директоров провел 34 заседания, включая 8 заседаний путем очного голосования, 2 заседания путем очного голосования посредством телефонной конференц-связи и 24 заседания путем заочного голосования. В рамках выполнения своих обязанностей, Совет Директоров сформировал комитет по аудиту, комитет по назначениям и комитет по вознаграждению. В дополнение, Совет провел изучение системы внутреннего контроля и утвердил Руководства по проведению внутреннего аудита Компании и план работы службы внутреннего аудита на 2006 г. В рамках осуществления стратегии приобретений и оптимизация операционной деятельности Совет обсудил и утвердил программу реструктуризации активов Компании на период с 2006 г. по 2008 г. и новую редакцию правил реализации активов.

Правление проводит заседания на регулярной основе и по мере необходимости. В 2006 г. Правление провело 48 заседаний, из которых 9 заседаний путем очного голосования и 39 заседаний путем заочного голосования. В течение 2006 г. Правлением были рассмотрены следующие наиболее важные вопросы: стоимость услуг по подготовке и транспортировке нефти, отпускные цены товарной нефти и нефтепродуктов, годовой план государственных закупок товаров, работ и услуг, а также вопросы, связанные с управлением персоналом.

Комитет по аудиту

В состав указанного комитета входят только Независимые Директоры, а именно Пол Мандука, Кристофер Макензи и Эдвард Уолш, его председателем является Пол Мандука. Председатель комитета по аудиту принимает решение о периодичности и сроках проведения собраний комитета. Количество собраний определяется в соответствии с требованиями по исполнению обязанностей комитета. Тем не менее, должно быть не менее четырех собраний в течение года, которые должны совпадать с основными датами цикла процессов подготовки финансовой отчетности и проведения аудита (когда готовы аудиторские планы внутренних и внешних аудиторов и когда промежуточные финансовые отчеты, предварительные объявления и годовой отчет близки к завершению). Назначения в комитет по аудиту осуществляется на период до трёх лет, который может быть продлен по решению Совета Директоров на не более чем два дополнительных периода по три года, при условии, что члены комитета по аудиту остаются независимыми.

Комитет по аудиту несет ответственность, среди прочего, за проверку и анализ годового отчета и промежуточных отчетов Компании и за вовлечение аудиторов Компании в этот процесс. Он также получает информацию от службы внутреннего аудита Компании, которая следит за процедурами внутреннего контроля. В частности, комитет занимается вопросами соблюдения требований законодательства, бухгалтерских стандартов, применимых правил Листингового Агентства Великобрита-

нии и Казахстанской биржи ценных бумаг и обеспечением эффективной системы внутреннего контроля. В конечном итоге, всю ответственность за обзор и одобрение годового и промежуточных финансовых отчетов несет Совет Директоров.

Положение о комитете по аудиту включает: проверку финансовой отчетности, внутренний контроль и системы управления рисками, информирование руководства о нарушениях, внутренний аудит, внешний аудит и ответственность за отчетность. Положение о комитете также включает полномочия комитета по исполнению его обязанностей.

Комитет по аудиту должен периодически проверять крупные сделки по приобретениям и отчуждениям и рассматривать любые вопросы, с которыми Совет Директоров может обратиться в комитет по аудиту.

Председатель комитета по аудиту должен присутствовать на общем собрании акционеров для предоставления ответов на вопросы, через Председателя Совета Директоров, в отношении отчета о результатах деятельности комитета по аудиту и вопросам, относящимся к обязанностям комитета по аудиту.

В 2006 г. комитет по аудиту рассматривал вопросы подготовки финансовой отчетности в соответствии с МСФО, утверждение квартальной и годовой финансовой отчетности для раскрытия на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах, вопросы по работе службы внутреннего аудита, а также мониторинг мероприятий по устранению недочетов, отраженных в Письме о существенных недостатках от внешнего аудитора Компании ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан».

Комитет по вознаграждениям

Комитет по вознаграждениям заседает не менее двух раз в году. В состав указанного комитета входят только Независимые Директоры. Его членами являются г-н Мандука и г-н Уолш, а председателем – г-н Макензи. Комитет по вознаграждениям несет ответственность за внесение рекомендаций Совету Директоров по вопросам политики Компании в отношении вознаграждения определенных руково-

дителей высшего ранга (включая Правление) и программы по мотивации сотрудников Компании, а также за определение, с учетом круга обязанностей, совокупного вознаграждения каждого из членов Правления, включая права на пенсионное обеспечение, договоры найма и компенсационные выплаты. Кроме рекомендаций по вознаграждениям и пакетам акций, комитет по вознаграждениям готовит отчеты в целях корпоративного управления.

Положение о комитете по вознаграждениям охватывает такие вопросы, как членство и периодичность заседаний, как упомянуто выше, требования к уведомлениям о проведении заседаний, кворум на заседании и право присутствия на заседаниях. К кругу обязанностей комитета по вознаграждениям относятся определение и отслеживание политики и порядка возмещения расходов Генерального Директора, Председателя Совета Директоров и предоставление отчетов и соответствующей информации. Положение о комитете также включает полномочия комитета по исполнению его обязанностей.

Со дня своего образования комитет по вознаграждению провел большую работу по разработке рекомендаций для Совета Директоров для предоставления двух видов опционов работникам Компании: обычный опцион в целях мотивации работников Компании, а также специальный опцион-вознаграждение за участие в проекте первичного публичного размещения акций.

Комитет по назначениям

Комитет по назначениям заседает не менее двух раз в году. Большинство из трех членов комитета по назначениям – Независимые Директора, оставшийся член – Генеральный Директор. Членами комитета являются г-н Макензи и г-н Уолш, а председателем – г-н Карабалин, Председатель Совета Директоров. Комитет по назначениям рассматривает вопросы, связанные с составом Совета Директоров, уходом на пенсию и назначением дополнительных и замещающих Директоров и предоставляет соответствующие рекомендации Совету Директоров.

Доли членов Совета Директоров, высшего руководства и других лиц

Доли членов Совета Директоров и Правления

По состоянию на 31 декабря 2006 г. доли членов Совета Директоров и Правления в простых и привилегированных акциях Компании, все из которых являются бенефициарными, если нет других указаний:

ФИО руководителя	Количество простых акций	Количество привилегированных акций
Кристофер Макензи	1 166	—
Пол Мандука	1 138	—
Эдвард Уолш	1 138	—
Асия Сыргабекова	796	—
Аскар Аубакиров	565	34
Жаннета Бекежанова	474	—
Владимир Мирошников	401	—
Мурат Курбанбаев	401	1 236
Максим Избасов *	—	510

* 8 января 2007 г. были прекращены полномочия Избасова М.С., избран Бисекен Б.Л. Бисекен Б.Л. владеет 280 привилегированными акциями.

Члены Совета Директоров и Правления как акционеры имеют те же права голоса, что и все другие акционеры.

Членам Совета Директоров и Правления были предоставлены Опционы на ГДР (по состоянию на 31 декабря 2006 г.):

ФИО	Наименование плана	Количество ГДР, на которые предоставлены опционы	Цена реализации	Даты реализации
Аскар Балжанов	Опционный план Компании	36 916	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		10 662	-	29 декабря 2009 г.
Владимир Мирошников	Опционный план Компании	33 844	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		9 935	-	29 декабря 2009 г.
Жаннета Бекежанова	Опционный план Компании	29 262	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		8 590	-	29 декабря 2009 г.
Кайролла Ережепов	Опционный план Компании	22 025	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		6 465	-	29 декабря 2009 г.
Мурат Курбанбаев	Опционный план Компании	27 044	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		7 938	-	29 декабря 2009 г.
Аскар Аубакиров	Опционный план Компании	27 044	US\$14,64	По одной трети на каждое 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
		7 938	-	29 декабря 2009 г.

Основные акционеры и/или держатели ГДР

Насколько известно Компании, ниже представлены лица, которые по состоянию на 31 декабря 2006 г. владеют простыми акциями, о

количестве которых необходимо сообщать согласно законодательству Республики Казахстан:

	Количество простых акций	Количество привилегированных акций	Всего уставный капитал
Количество выпущенных акций ⁽¹⁾	70 220 935	4 136 107	74 357 042
Во владение АО «НК КазМунайГаз» ⁽²⁾	42 213 429	-	42 213 429
Процент от выпущенного акционерного капитала	60,12%	0,00%	56,77%

⁽¹⁾ Включает 341 530 выкупленных акций.

⁽²⁾ На дату опубликования Годового Отчета, 43 087 006 простых акций или 61,36% принадлежит АО «НК КазМунайГаз».

Трудовые договоры и письма о назначении

Трудовые договоры членов Совета Директоров

Узакбай Карабалин привлечен к работе в Компании в качестве Директора и Председателя Совета Директоров. Он был назначен Директором на внеочередном общем собрании акционеров 24 ноября 2006 г. 28 ноября 2006 г. Совет Директоров Компании избрал г-на Карабалина своим Председателем. Г-н Карабалин не будет получать вознаграждение в роли Директора Компании, но будет иметь право на возмещение своих расходов, связанных с таким назначением.

Аскар Балжанов привлечен к работе в Компании в качестве Исполнительного Директора и Генерального Директора Компании. Он был назначен Исполнительным Директором 7 июня 2006 г. и назначен Генеральным Директором на общем собрании акционеров 12 июня 2006 г. Г-н Балжанов не будет получать вознаграждение в роли Директора Компании, но будет иметь право на возмещение своих расходов, связанных с таким назначением.

Ержан Жангаулов привлечен к работе в Компании в качестве Директора. Он был назначен Директором на общем собрании акционеров 12 июня 2006 г. Г-н Жангаулов не будет получать вознаграждение в роли Директора Компании, но будет иметь право на возмещение своих расходов, связанных с таким назначением.

Евгений Огай привлечен к работе в Компании в качестве Директора. Он был назначен Директором на общем собрании акционеров Компании 12 июня 2006 г. Г-н Огай не будет получать вознаграждение в роли Директора Компании, но будет иметь право на возмещение своих расходов, связанных с таким назначением.

Асия Сыргабекова привлечена к работе в Компании в качестве Директора. Она была назначена Директором на общем собрании акционеров Компании 4 июля 2006 г. Г-жа Сыргабекова не будет получать вознаграждение в роли Директора Компании, но будет иметь право на возмещение своих расходов, связанных с таким назначением.

Кристофер Макензи привлечен к работе в Компании в качестве Независимого Директора в соответствии с условиями письма о назначении и решением общего собрания акционеров от 28 августа 2006 г. В соответствии с письмом о назначении г-н Макензи будет

получать вознаграждение в размере 100 000 долларов США в год, 10 000 долларов США за каждое заседание Совета Директоров, на котором он физически присутствовал (5 000 долларов за участие по телефону или видео связи), 2 500 долларов США за каждое отдельное заседание Независимых Директоров, на котором он присутствовал, и 15 000 долларов США в год за исполнение обязанностей председателя комитета по вознаграждениям при Совете Директоров. Письмо о назначении может быть расторгнуто Компанией или г-ном Макензи путем уведомления за три месяца, хотя предполагается, что его назначение первоначально будет длиться 24 месяца.

Пол Мандука привлечен к работе в Компании в качестве Независимого Директора в соответствии с условиями письма о назначении и решением общего собрания акционеров от 28 августа 2006 г. В соответствии с письмом о назначении г-н Мандука будет получать вознаграждение в размере 100 000 долларов США в год, 10 000 долларов США за каждое заседание Совета Директоров, на котором он физически присутствовал (5 000 долларов за участие по телефону или видео связи), 2 500 долларов США за каждое отдельное заседание Независимых Директоров, на котором он присутствовал, и 25 000 долларов США в год за исполнение обязанностей председателя комитета по аудиту при Совете Директоров. Письмо о назначении может быть расторгнуто Компанией или г-ном Мандука путем уведомления за три месяца, хотя предполагается, что его назначение первоначально будет длиться 24 месяца.

Эдвард Уолш привлечен к работе в Компании в качестве Независимого Директора в соответствии с условиями письма о назначении и решением общего собрания акционеров от 28 августа 2006 г. В соответствии с письмом о назначении г-н Уолш будет получать вознаграждение в размере 100 000 долларов США в год, 10 000 долларов США за каждое заседание Совета Директоров, на котором он физически присутствовал (5 000 долларов за участие по телефону или видео связи), 2 500 долларов США за каждое отдельное заседание Независимых Директоров, на котором он присутствовал. Письмо о назначении может быть расторгнуто Компанией или г-ном Уолшем путем уведомления за три месяца, хотя предполагается, что его назначение первоначально будет длиться 24 месяца.

Прочее

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.

Общая сумма вознаграждения, выплаченного членам Совета Директоров и Правления за 2006 г. (включая непредвиденные или отсроченные компенсации) и льгот в натуральном выражении, полученных членами Совета Директоров и Правления от Компании, составила 605 миллионов тенге.

На 31 декабря 2006 г. Компания не резервировала и не начисляла пособий по пенсионному обеспечению, при выходе на пенсию и подобных льгот членам Совета Директоров или членам 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 СК»).

Кроме того, в настоящем обзоре (1) рассматриваются только налоговые последствия для Держателей СК, которые владеют акциями и ГДР в качестве основного капитала, и не рассматриваются налоговые последствия, которые могут иметь отношение к некоторым другим категориям Держателей СК, например, дилерам; (2) допускается, что Держатель СК 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 СК, представляющих собой страховые компании, инвестиционные компании или пенсионные фонды, связанные с Компанией.

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

Подоходный налог у источника выплаты

При допущении, что доход, получаемый по ГДР, не имеет источника в Великобритании, такой доход не должен облагаться налогом у

источника выплаты в Великобритании. Выплата дивидендов по акциям не будет облагаться налогом у источника выплаты в Великобритании

Налогообложение дивидендов

Держатель СК, 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 СК, который является физическим лицом, являющимся резидентом и проживающим в Великобритании, будет уплачивать подоходный налог Великобритании на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР. Держатель СК, который является физическим лицом, являющимся резидентом, но не проживающим 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 СК 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 СК и подлежащих освобождению от уплаты налога. Держатель из СК, 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 СК, 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 СК, который является юридическим лицом, будет уплачивать корпоративный налог Великобритании на любой облагаемый налогом доход от реализации акций или ГДР.

Действие налогов Казахстана у источника выплаты

Выплата дивидендов по акциям и ГДР облагается казахстанским налогом у источника выплаты. У Держателя из СК 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 Великобрита-

нии), 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, 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 результатов финансово-экономической деятельности

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

Документ опубликован 19.03.2007 г.

Производственная деятельность в 2006 году

АО “РД “КазМунайГаз” (далее - Компания) разрабатывает 44 месторождения нефти и газа, в т.ч. ПФ “Узенмунайгаз” (здесь и далее - УМГ) – 7, ПФ “Эмбамунайгаз” (здесь и далее - ЭМГ) – 37 месторождений.

Компания достигла выполнения намеченных производственных показателей на 2006 год, добыв 9,53 миллиона тонн нефти, что составляет 102% к аналогичному показателю за 2005 год. Из всей добытой нефти 6,73 млн. тонн были добыты УМГ, а 2,8 млн. - ЭМГ.

Добыча нефти в миллионах тонн

Добывающее подразделение	2006	2005	%
Узеньмунайгаз	6,73	6,55	103%
Эмбамунайгаз	2,80	2,79	100%
Всего	9,53	9,34	102%

По состоянию на 1 января 2007 года эксплуатационный фонд нефтяных скважин Компании составляет 5 865 скважин, нагнетательных скважин – 1 693. Доля бездействующего фонда скважин снизилась до 1,7% (тот же показатель в 2005 году – 2,0%).

Основная часть месторождений Компании находится в поздней стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью и ежегодным снижением уровня добычи нефти. В целях восполнения естественного падения добычи, а также для обеспечения запланированных объемов добычи нефти в 2006 году Компанией проводились работы по эксплуатационному бурению, капитальному ремонту скважин, мероприятиям по интенсификации добычи нефти, а также зарезке второго ствола.

За отчетный период закончено строительство 221 эксплуатационной скважины, при этом добыча нефти от ввода новых скважин составила 279 700 тонн. За 2006 год фактически произведен капитальный ремонт на 1 361 скважинах, дополнительная добыча от проведенных работ по капитальному ремонту составила 558 000 тонн нефти. В течение года на 16 скважинах проведена зарезка второго ствола, что обеспечило дополнительную добычу в 17 100 тонн нефти.

В 2006 году Компания проводила разведку на следующих блоках/месторождениях: Тайсойган (Уз, Кондыбай), Р-9 (Койкара, Дуйсеке-Северный, Кулсары Северо-западный) и на территориях, прилегающих к месторождениям Узень и Карамандыбас.

Также, проводилась доразведка на месторождениях С. Нуржанов, Акинген (южное крыло), Прорва-Западная, Узень (Пасмурун-Восточный) и Карамандыбас.

В 2006 году закончено строительство 10 разведочных скважин. Продуктивными являются скважины Кондыбай 8, Узз 15,16, С. Нуржанов 501, Акинген 1-А и Узень-6244.

В рамках выполнения программы сейсмических исследований проведены полевые сейморазведочные работы в объеме 2 100 погонных км/ 70 км². Проведены работы методом Инфразвуковой Пассивной Дифференциальной Спектроскопии («IPDS») на месторождениях С. Нуржанов и Кенбай. В процессе проведения сейсмических исследований на блоках Лиман, Р-9 получены оптимистичные данные: установлены положительные структурные поднятия в подсолевом комплексе, расположенном на глубине порядка 4 800-5 100 метров.

Плановая производственная деятельность в 2007 году

Ожидается, что в 2007 году добыча сырой нефти достигнет 9,5 миллионов тонн, приблизительно оставшись на уровне 2006 года. Для обеспечения запланированного уровня добычи нефти в 2007 году предусмотрено бурение 175 добывающих скважин, а также выполнение мероприятий на существующих скважинах, в том числе по улучшению нефтеотдачи пластов, капитальному ремонту скважин, воздействию на призабойные зоны и выводу добывающих скважин из бездействия.

В 2007 году Компания запланировала значительный объем геолого-разведочных работ на перспективных блоках с целью уточнения гео-

логического 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 доразведке на месторождениях С. Нуржанов, Узень - Карамандыбас и Акинген.

Ожидается, что в 2007 году капитальные расходы Компании, рассчитанные кассовым методом, составят приблизительно 39,8 миллиардов тенге.

Условия ведения бизнеса и прогноз

К основным факторам, влияющим на результаты операционной деятельности и финансовое положение Компании за отчетные год, 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 Компании в значительной степени зависят от цен на нефть. За прошлые периоды цены на нефть демонс-

трировали высокую степень изменчивости. Доходы и чистая прибыль Компании в значительной степени колеблются по мере изменения цен на нефть. Хотя с 2001 года мировые цены на нефть значительно выросли, однако 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 2006 года

Цена на Brent в среднем за 2006 год составила 65,14 долларов США за баррель, поднявшись по сравнению с 2005 годом на 12 долларов США за баррель.

Год, завершившийся 31 декабря

Средняя цена за указанный год	2006	2005
	(долл. США/баррель)	(долл. США/баррель)
Brent	65,14	54,38
Смесь КТК	65,23	53,50
Urals	60,99	50,52

Источник: Bloomberg, Platts

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/долл. США и темпы инфляции в стране, измеренные по индексу потребительских цен («ИПЦ») за указанные годы были следующими:

Год, завершившийся 31 декабря

Средний обменный курс тенге/долл. США	2006	2005
ИПЦ	8,4%	7,6%

Источник: Национальный банк Казахстана

Тенге укрепился по отношению к доллару с 132,88 тенге/долл. США в среднем за 2005 до 126,09 тенге/долл. США в среднем за 2006 год. ИПЦ достиг уровня 8,4% за 2006 год, в сравнении с 7,6% в 2005 году. Ревальвация тенге в 2006 году снижала положительный эффект повышения цен на нефть

и уменьшала доходы Компании, деноминированные в тенге. Кроме того, большая часть расходов Компании подвержена влиянию инфляции в стране, что может не компенсироваться ростом доходов Компании в связи с инфляцией.

Прогноз рынка в 2007 году

После снижения приблизительно на 10 долларов США за баррель с начала 2007 года и выхода на отметку в 50 долларов США за баррель, цена на нефть Brent возобновила рост, и в феврале нефть этой марки торговалась приблизительно на уровне 60 долларов США за баррель. Ожидается, что цены на сырую нефть в 2007 году сохранят неустойчивость.

В течение первых двух месяцев 2007 года тенге продолжал укрепляться по отношению к доллару США, и в среднем за этот период курс составил 125,27 тенге/долл. США, тем самым имела место ревальвация на более чем 0,82 тенге по сравнению со средним курсом за 2006 год (126,09 тенге/долл. США). Исходя из прогнозов Правительства, ожидается, что обмен-

ный курс тенге/долл. США продолжит снижение.

ИПЦ вырос на 1,1% и 1,9%, в январе и феврале 2007 года, соответственно, в сравнении с 0,9% и 2,4% за те же месяцы 2006 года. По прогнозам Национального банка Казахстана, по итогам 2007 года ИПЦ будет в диапазоне 7,3% - 8,3% или несколько ниже, чем фактическое значение индекса за 2006 год – 8,4%.

Компания не ожидает значительных изменений в таких аспектах своей деятельности, как транспортные тарифы и пропускные способности маршрутов транспортировки, объемы добычи, финансовые и трудовые ресурсы.

Результаты операционной деятельности

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

Основные показатели

Год, завершившийся 31 декабря				
	2006	2006	2005	2005
	(в тыс. долл. США)	(в тыс. тенге)	(в тыс. долл. США)	(в тыс. тенге)
Доходы	3 269 155	412 207 787	2 625 586	348 887 820
Операционные расходы	1 542 787	194 530 080	1 558 052	207 033 927
Операционные расходы (тенге/долл. США за баррель) ⁽¹⁾	21,99	2 773	22,66	3 012
Операционная прибыль	1 726 367	217 677 707	1 067 534	141 853 893
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	972 013	122 561 217	329 288	43 755 822
Затраты на добычу нефти и прочие затраты ⁽²⁾	735 415	92 728 483	685 042	91 028 417
Затраты на добычу нефти и прочие затраты (тенге/долл. США за баррель) ⁽¹⁾⁽²⁾	10,48	1 322	9,96	1 324
Капитальные расходы ⁽³⁾	390 876	49 285 538	365 106	48 515 240
Финансовые активы ⁽⁴⁾	1 821 812	231 370 078	47 504	6 354 581

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

⁽²⁾ Затраты на добычу нефти и прочие затраты представляют собой сумму следующих статей операционных расходов (представленных в финансовой отчетности Компании, подготовленной в соответствии с МСФО): выплаты работникам, материалы, услуги по ремонту и обслуживанию, электроэнергия и прочие. Сюда включаются расходы, связанные с добычей и переработкой газа, переработкой нефти и общеадминистративные расходы, которые не связаны напрямую с добычей нефти и которые увеличили затраты на баррель приблизительно от 1 до 2 долл. США за годы, завершившиеся 31 декабря 2006 и 31 декабря 2005. Расходы на добычу нефти и прочие затраты не включают роялти (налог на добычу) и все прочие налоги.

⁽³⁾ Не включает капитальные расходы от прекращенной деятельности. Смотрите “Капитальные расходы”.

⁽⁴⁾ Текущие финансовые активы исключают займы к получению от НК КМГ, составляющие на 31 декабря 2006 года и 31 декабря 2005 года, 100,9 миллиардов тенге и 12,6 миллиардов тенге соответственно. Консолидированные чистые денежные средства переведены по курсу на конец года в 127,00 тенге/долл. США и 133,77 тенге/долл. США для 2006 и 2005 годов, соответственно.

Продолжающаяся деятельность

Маршруты транспортировки

Компания поставляет добываемую нефть по трем основным маршрутам: на экспорт через трубопроводы Каспийского Трубопроводного Консорциума (далее – КТК) и Узень-Атырау-Самара (далее – УАС) и на внутренний рынок, как показано ниже в таблице:

	2006	2005
Экспорт через КТК		
Объем нефти (в миллионах тонн)	1,7	1,5
% от общего объема продажи нефти	18%	17%
% от общей выручки от продажи нефти и продуктов переработки	23%	22%
Экспорт через УАС		
Объем нефти (в миллионах тонн)	5,1	5,0
% от общего объема продажи нефти	55%	54%
% от общей выручки от продажи нефти и продуктов переработки	66%	66%
Прочее ⁽¹⁾		
Объем нефти (в миллионах тонн)	2,5	2,7
% от общего объема продажи нефти	27%	29%
% от общей выручки от продажи нефти и продуктов переработки	11%	12%

⁽¹⁾ До 2006 год к «прочим» относилась, преимущественно, продажа продуктов переработки, незначительная часть которых экспортировалась.

Компания экспортирует нефть через трубопровод УАС, принадлежащий АО КазТрансОйл (в Казахстане), и через трубопровод, принадлежащий КТК. Относительная прибыльность этих двух экспортных маршрутов зависит от качества отгружаемой Компанией нефти, преобладающих цен на международном рынке и применяемых трубопроводных тарифов. В частности, КТК представляется более выгодным для транспортировки нефти более высокого качества туда, где цены на нефть выше, не-

смотря 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 Казахстана (здесь и далее – МЭМР) контролирует и ограничивает объемы поставок сырой нефти по этим трубопроводам и, поэтому, возможность поставок нефти Компании по тем или иным трубопроводам ограничена.

Доходы

В следующей таблице приведены данные об объемах продаж и ценах реализации за годы, завершившиеся 31 декабря 2006 и 2005:

В тыс. тенге, если не указано иное	Год, завершившийся 31 декабря	
	2006	2005
Экспортные продажи нефти		
Трубопровод УАС		
Реализация	266 395 404	226 798 166
Объем (в тыс. тонн)	5 076	4 953
Средняя цена (тенге за тонну)	52 487	45 790
Средняя цена (долл. США/барр.) ⁽¹⁾	57,57	47,66
Трубопровод КТК		
Реализация	92 991 304	75 690 507
Объем (в тыс. тонн)	1 663	1 536
Средняя цена (тенге за тонну)	55 902	49 284
Средняя цена (долл. США/барр.) ⁽¹⁾	61,32	51,30
Всего экспорт сырой нефти	359 386 708	302 488 673
Прочие продажи сырой нефти и продуктов переработки		
Реализация сырой нефти и продуктов переработки на внутреннем рынке	44 705 552	40 394 425
Объем (в тыс. тонн) ⁽²⁾	2 551	2 733
Средняя цена (тенге за тонну)	17 525	14 780
Средняя цена (долл. США/барр.) ⁽¹⁾	19,22	15,38
Всего реализация на внутреннем рынке	44 705 552	40 394 425
Суммарные продажи сырой нефти и продуктов переработки		
Реализация сырой нефти и продуктов переработки	404 092 260	342 883 098
Суммарный объем (в тыс. тонн)	9 290	9 222
Средняя цена (тенге за тонну)	43 428	37 182
Средняя цена (долл. США/барр.)	46,99	38,21
Прочие продажи	8 115 527	6 004 722
Всего доход	412 207 787	348 887 820

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

⁽²⁾ Объем поставок сырой нефти на переработку и продажа сырой нефти.

В 2006 году суммарные объемы экспортных и внутренних поставок через трубопровод УАС оставались стабильными. В то же время экспортные объемы через трубопровод КТК увеличились. В 2006 году выручка от продажи нефти на экспорт через трубопровод УАС выросла на 39,6 миллиардов тенге или 17,5%. Увеличение выручки в 2006 году по сравнению с 2005 годом объясняется увеличением объемов реализации и ростом цен.

По сравнению с 2005 годом, в 2006 году продажи нефти через трубопровод КТК увеличились на 17,3 миллиарда тенге или на 22,9%. Увеличение выручки также связано с ростом объемов реализации и цен.

За 2006 год прочие доходы от продажи нефти и продуктов переработки на внутреннем рынке по сравнению с предыдущим годом выросли на 4,3 миллиарда тенге, или на 10,7%. Хотя в 2006 году объемы поставок нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок снизились на 182 тысяч тонн, средние цены выросли до 17 525 тенге за тонну с 14 780 тенге за тонну в 2005 году, что привело к увеличению выручки от продаж с 40,4 до 44,7 миллиардов тенге.

Нижe в таблице приведены данные о ценах реализации от продажи нефти и продуктов переработки с учетом транспортных и прочих расходов за годы, завершившиеся 31 декабря 2006 и 2005:

В долларах США за баррель Год, завершившийся 31 декабря 2006

	КТК	УАС	Прочие
Публикуемая рыночная цена ⁽¹⁾	65,23	60,99	—
Цена реализации (до расходов по БК ⁽⁶⁾ и разницы по коэффициенту баррелизации)	62,86 ⁽³⁾	—	—
Чистый эффект от расходов по БК ⁽⁶⁾ и разницы по коэффициенту баррелизации ⁽²⁾	(1,54) ⁽⁴⁾	—	—
Цена реализации	61,32 ⁽⁴⁾	57,57	19,22
Транспортные расходы	(5,93) ⁽⁴⁾	(6,16)	(0,80)
Комиссия по продажам	(0,07) ⁽⁴⁾	(0,07)	(0,02)
Затраты на переработку	—	—	(0,55)
Скорректированная цена реализации	55,32 ⁽⁴⁾	51,34	17,85

В долларах США за баррель Год, завершившийся 31 декабря 2005

	КТК	УАС	Прочие
Публикуемая рыночная цена ⁽¹⁾	53,50	50,52	—
Цена реализации (до расходов по БК ⁽⁶⁾ и разницы по коэффициенту баррелизации)	52,25 ⁽³⁾	—	—
Чистый эффект от расходов по БК ⁽⁶⁾ и разницы по коэффициенту баррелизации ⁽²⁾	(0,95) ⁽⁴⁾	—	—
Цена реализации	51,30 ⁽⁴⁾	47,66	15,38
Транспортные расходы	(5,25) ⁽⁴⁾	(5,82)	(0,73)
Комиссия по продажам	(0,07) ⁽⁴⁾	(0,07)	(0,09)
Затраты на переработку	—	—	(2,54)
Скорректированная цена реализации	45,98 ⁽⁴⁾	41,77	12,02

⁽¹⁾ Использованы следующие котировки в качестве рыночных цен: Смесь КТК (FOB Новороссийск) по трубопроводу КТК и Urals (FOB Одесса) по трубопроводу УАС.
⁽²⁾ Чистый эффект (-1,54) = расходы по БК (-6,41) + премия за разницу по коэффициенту баррелизации (4,87).
⁽³⁾ Переведено с коэффициентом 7,79 баррелей на тонну сырой нефти.
⁽⁴⁾ Переведено с коэффициентом 7,23 баррелей на тонну сырой нефти.
⁽⁵⁾ Чистый эффект (-0,95) = расходы по БК (-5,00) + премия за разницу по коэффициенту баррелизации (4,05).
⁽⁶⁾ Расходы по БК – расходы по банку качества, являющиеся денежной корректировкой в целях компенсации за различия в качестве нефти, поступающей в трубопровод КТК, и нефти, выходящей из него уже в виде Смеси КТК.

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 нефтепродуктов, определяется преимущественно соглашением с НК КМГ или её дочерними компаниями, и эта цена была значительно ниже рыночной.

Операционные расходы

В таблице ниже представлены составляющие операционных расходов Компании:

В тыс. тенге, если не указано иное

Год, завершившийся 31 декабря

	2006	2005	2005 Скорректировано ⁽¹⁾	Отклонение ⁽²⁾ 2006-2005
Транспортные расходы	44 060 096	40 106 224	40 106 224	3 953 872
Выплаты работникам	37 512 548	37 116 032	36 537 043	975 505
Износ, истощение и амортизация	27 758 826	24 362 896	24 083 651	3 675 175
Услуги по ремонту и обслуживанию	18 988 262	16 845 303	16 637 232	2 351 030
Роялти	15 850 891	15 180 580	15 180 580	670 311
Сырье и материалы	11 661 063	21 658 853	17 539 543	(5 878 480)
Прочие налоги	9 666 804	7 103 491	7 103 491	2 563 313
Социальные проекты	7 850 402	1 791 551	1 791 551	6 058 851
Управленческий гонорар и комиссии по продажам	7 678 179	11 976 634	11 976 634	(4 298 455)
Электроэнергия	6 563 701	5 824 741	5 824 741	738 960
Пени и штрафы	363 994	4 056 539	4 056 539	(3 692 545)
Экологический штраф	(11 427 595)	11 427 595	11 427 595	(22 855 190)
Прочие	18 002 909	9 583 488	9 443 041	8 559 868
Итого операционные расходы	194 530 080	207 033 927	201 707 865	(7 177 785)

⁽¹⁾ Операционные расходы за 2005 год, без учета Атырауского НПЗ (АНПЗ).

⁽²⁾ Отклонения приведены без учета АНПЗ.

В течение года операционные расходы снизились, главным образом, в результате сторнирования резервов и продажи непрофильных предприятий. Наиболее значительные суммы и движения объясняются следующим образом (в целях сравнения исключены затраты, связанные с переработкой давальческой нефти на АНПЗ в 2005 году):

Транспортные расходы за год выросли на 9% в результате роста общего объема поставленной нефти на 1% и роста доли экспорта в общем объеме поставок.

Суммарные затраты на выплаты работникам за 2006 год сохранились на уровне 2005 года, однако средняя зарплата выросла на 4% и ряд специалистов был принят на работу в центральный аппарат для усиления Компании в сферах слияний и поглощений, разработки системы внутреннего контроля, подготовки финансовой отчетности в соответствии с МСФО и связям с инвесторами. Указанный рост затрат по данным работникам компенсировался снижением общей численности персонала на 2% (связано с продажей непрофильных предприятий в течение года).

Износ, истощение и амортизация увеличились на 13% в результате значительного роста инвестиций в основные средства в 2006 и 2005 годах и амортизации расходов по приобретению лицензии на разведку на блоке Лиман. Средняя ставка истощения по Компании снизилась приблизительно до 10% в 2006 году (11% в 2005 году), в результате пересмотра доказанных запасов Компании в сторону увеличения.

Уменьшение расходов на сырье и материалы, связано с реализацией в 2006 году дочерних предприятий, занятых непрофильной деятельностью.

Управленческий гонорар и комиссии по продажам уменьшились в результате заключения нового Соглашения об управленческих услугах с НК КазМунайГаз в 2006 году.

В конце 2005 года Компании были начислен резерв на штрафы в размере 11,4 миллиардов тенге за превышение разрешенных экологических норм на ряде добывающих участков. Правительство увязало штрафы с задержкой в представлении Компанией плана восстановления в соответствии с условиями меморандума о намерениях, подписанного с Компанией в середине 2005 года. Компания в судебном порядке успешно оспорила эту сумму и, в результате, в 2006 году данный резерв был сторнирован.

Увеличение прочих расходов произошло, главным образом, в силу следующих причин:

- Начисление резерва по безнадежной дебиторской задолженности на сумму в 3,1 миллиарда тенге, главным образом связанной с дебиторской задолженностью компании "Атолл" и начисление резерва в сумме 0,8 миллиардов тенге на обесценение инвестиции в "Атолл";
- Рост объема консультационных услуг, связанных с улучшением бизнес-процессов в Компании; в т.ч. с разработкой программы мотивации руководства, выполнением процедур в сфере информационных технологий, улучшением процессов, связанных с подготовкой финансовой отчетности на сумму 0,9 миллиардов тенге;
- Списание неликвидных основных средств на сумму 0,6 миллиардов тенге.

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.

Расходы по подоходному налогу

Прибыль до налогообложения увеличилась на 34% до 217,2 миллиар-

дов тенге, в то же время расходы по подоходному налогу снизились на 4,5 миллиарда тенге до 94,7 миллиардов тенге. Общая эффективная ставка налога Компании в 2006 году уменьшилась до 44% с 69% в 2005 году (эффективная ставка в 2006 году составила 55% без учета налогового эффекта одновременных статей). Ниже в таблице представлена сверка эффективной ставки налога с установленной законодательством ставкой подоходного налога (30% в 2005 и 2006 годах):

	Год, завершившийся 31 декабря	
	2006	2005
Прибыль до налогообложения	217 234 038	142 948 461
Корпоративный подоходный налог	94 672 821	99 192 639
Эффективная ставка налога	44%	69%
% прибыли до подоходного налога		
Ставка подоходного налога, установленная законодательством	30	30
Увеличение (уменьшение) в результате		
Налогов на сверхприбыль	20	32
Налогов на сверхприбыль предыдущих лет	(9)	—
Изменения в резервах	(2)	—
Налоговый эффект расходов не относимых на вычеты или доходов не подлежащих обложению в целях налогообложения	5	7
Эффективная ставка налога	44	69

Значительное снижение в общей ставке налога на сверхприбыль (НСП) в 2006 году произошло в результате полученных Компанией уточнений от соответствующих правительственных органов по максимальной ставке НСП по месторождению Узень; в соответствии с уточнениями НСП должен рассчитываться по максимальной ставке в размере 30% вместо ставки в 50%, использовавшейся в предыдущие годы. Соответствующие изменения к контракту на недропользование были применены ретроспективно и привели к значительным изменениям в обязательстве Компании по уплате НСП за 2004 и 2005 годы. Расходы по подоходному налогу за 2006 год были снижены ввиду уменьшения НСП за предыдущие годы, и ожидается, что соответствующие денежные средства будут получены Компанией в 2007 году при погашении обязательства по уплате НСП за 2006 год. Изменения в налоговых резервах Компании, в основном, также связаны с вышеуказанными уточнениями.

Капитальные расходы

В 2006 и 2005 годах капитальные расходы Компании, рассчитанные по кассовому методу, без учета проданного в 2005 году Атырауского НПЗ, составили 49,3 миллиарда тенге и 48,5 миллиардов тенге, т.е. 12,0% и 13,9% от продаж, соответственно. Согласно прогнозам, общие капитальные затраты

Расходы, не относимые на вычеты, в основном относятся к неосновной деятельности, как определено в соответствующих контрактах на недропользование и налоговом законодательстве, и корректировками в соответствии с МСФО, которые не допускаются к вычету в соответствии с налоговым законодательством, применимым к Компании. В данное время Компания ведет работы по всестороннему изучению расходов, не относимых на вычеты, для определения обоснованности применения положений налогового законодательства к этим расходам.

Прибыль от продолжающейся деятельности

В результате указанных выше факторов, прибыль Компании от продолжающейся деятельности увеличилась на 180% до 122,6 миллиардов тенге.

Компании на 2007-2010 годы будут ниже уровня 2006 года тенге, что отражает уже предпринятые Компанией инициативы по сокращению затрат.

Ликвидность и капитал

Оборотный капитал

Потребности Компании в ликвидности возникают в основном из потребности в финансировании существующей операционной деятельности (оборотный капитал) и необходимости финансирования инвестиций (капитальные расходы). Руководство считает, что Компании обладает достаточным уровнем ликвидности для исполнения своих краткосроч-

ных обязательств. В рассматриваемые годы Компания смогла удовлетворить большую часть своих потребностей в ликвидности за счет денежных средств, получаемых от основной деятельности и в меньшей степени за счет заимствований.

Год, закончившийся 31 декабря

	2006	2006	2005	2005
	(тыс. долл. США)	(тыс. тенге)	(тыс. долл. США)	(тыс. тенге)
Чистые потоки денежных средств от операционной деятельности	969 232	122 210 461	564 823	75 053 723
Чистые потоки денежных средств, использованные в инвестиционной деятельности	(2 366 480)	(298 389 467)	(748 769)	(99 496 430)
Чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности	1 738 914	219 259 624	226 385	30 082 102

Чистые потоки денежных средств от операционной деятельности составили 122,2 миллиарда тенге в 2006 году по сравнению с 75,1 миллиардами тенге в 2005 году, увеличение произошло в основном за счет повышения цен на сырую нефть.

Чистые потоки денежных средств, использованные в инвестиционной деятельности, составили 298,4 миллиардов тенге в 2006 году по сравнению с 99,5 миллиардами тенге в 2005 году. Данное увеличение было вызвано, в первую очередь, ростом приобретения финансовых активов, удерживаемых до погашения, и выдачей займов связанным сторонам. 10 июля 2006 года, Мунайши Финанс Б.В., дочерняя компания Компании, выпустила облигации на сумму 800 миллионов долларов США по ставке 6,5% годовых со сроком погашения в 2009 году, и пере-

дала привлеченные средства НК КМГ. Погашение займа запланировано на 2009 год (та же дата, что и дата погашения обязательств по облигациям, выпущенных Мунайши Финанс Б.В.), начисление процента происходит по ставке 6,6% годовых.

Чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности, составили 219,3 миллиардов тенге в 2006 году по сравнению с 30,1 миллиардами тенге в 2005 году. Главной причиной увеличения являются поступление денежных средств от первичного размещения акций в сумме 144,6 миллиардов тенге, за вычетом затрат, связанных со сделкой, и поступление денежных средств от выпуска облигаций Мунайши Финанс Б.В.

Займы

В таблице ниже отражены данные по чистым денежным средствам Компании:

	На 31 декабря	
	2006	2005
Текущая часть	21 695 307	21 121 175
Срок погашения от 1 до 2 лет	19 816 717	19 082 221
Срок погашения от 2 до 5 лет	17 393 391	34 451 834
Срок погашения более 5 лет	762 279	494 685
Всего займов	59 667 694	75 149 915
Деньги и их эквивалент	62 459 415	20 187 588
Другие текущие финансовые активы ⁽¹⁾	226 523 024	7 353 770
Нетекущие финансовые активы ⁽¹⁾	205 533 320	53 963 138
Чистые денежные средства	231 370 078	6 354 581

⁽¹⁾ Текущие и нетекущие финансовые активы, соответственно, включающие вклады и облигации в долларах США и тенге, не включают дебиторскую задолженность НК КМГ на 31 декабря 2006 года и 31 декабря 2005 года, соответственно, в сумме 100,9 миллиардов тенге и 12,6 миллиардов тенге.

Основные источники кредитования и заимствования Компании описаны ниже:

Заем Всемирного Банка

В июле 1996 года Всемирный Банк открыл кредитную линию на сумму 109 миллионов долларов США для финансирования проекта по реабилитации нефтяного месторождения Узень. Основная сумма этого займа подлежит погашению равными частями в размере 4,5 миллиона долларов США 15 мая и 15 ноября каждого года с ноября 2001 года по май 2013 года. Проценты за каждый полугодовой период начисляются на непогашенную основную сумму по ставке, равной стоимости квалифицированного займа плюс 0.5%. Кроме того, Компания выплачивает НК КМГ комиссионные по ставке 0,25% за год от основной суммы неосвоенного займа. В соответствии с договором залога между министерством финансов и Компанией от 24 марта 2005 года, Компания передала в залог имущество стоимостью 13,6 миллиардов тенге в качестве гарантии исполнения ее обязательств по заключенным кредитным документам. непогашенный остаток этого займа по состоянию на 31 декабря 2006 года составил 44 миллионов долларов США.

Договор с Esomet

16 августа 2004 года Компания заключила договор о продаже сырой нефти с Esomet и получила долгосрочный аванс с процентами по ставке ЛИБОР плюс 1,75% годовых. В качестве гарантии погашения долга Компания согласилась отгружать Esomet определенные объемы сырой нефти, которые продаются по рыночной стоимости (обычно со ссылкой на средние котировки цен на смесь Urals, приведенные в журнале Platt's), а выручка используется для оплаты основной суммы, причитающейся Esomet. Компания обязана поставлять Esomet 150.000 тонн сырой нефти в месяц до сентября 2009 года. Любые излишки денег, полученные от продажи 150.000 тонн сырой нефти в месяц свыше необходимых выплат по основному долгу, передаются Компании. Кроме этих условия, Компания

также согласилась соблюдать различные финансовые показатели и обязательства, в частности, касательно обязательного предварительного согласия Esomet на продажу активов, предоставление обеспечения или займов свыше установленного предела вне обычной деятельности. 12 октября 2005 года Компания заключила обменную сделку с Goldman Sachs International и установила плавающие условия оплаты процентов по договору продажи сырой нефти по ставке 4,6% годовых. 21 декабря 2006 года в условия обменной сделки были внесены изменения, касающиеся постепенного уменьшения ставки с 4,6% до 4,3% годовых, до конца 2007 года, при условии, что ставка ЛИБОР не превысит заранее определенного уровня в 5,4%-5,0%, в этом случае ставка будет равняться ЛИБОР минус 20 б.п. 24 июля 2006 года Компанией и Esomet были внесены изменения в Договор с Esomet, касающиеся дополнительного платежа в размере 50,0 миллионов 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 мая 2006 года долгосрочная задолженность Компании перед Esomet составляла 402 миллиона долларов США или 51,0 миллиард тенге.

Частное размещение облигаций

10 июля 2006 года Мунайши Финанс Б.В., финансовая дочерняя компания Компании, выпустила облигации с преимущественным правом требования со сроком погашения в 2009 году. Выручка от их выпуска передана в долг НК КМГ для покупки 50% доли в ТОО СП «Казгермунай». Компания также предоставила беспроцентный кредит НК КМГ в размере 24,4 миллиарда тенге (по состоянию на 31 декабря 2006 года долг полностью возвращен) для финансирования указанного приобретения и заключила опционное соглашение, которое дает ей право приобрести долю участия в ТОО СП «Казгермунай» у НК КМГ. Обязательства по кредиту Мунайши Финанс Б.В. должно быть погашено, когда у заимодателя наступят обязательства по погашению облигаций с преимущественным правом требования или ранее по взаимному согласию НК КМГ и Мунайши Финанс Б.В.

Потенциальные приобретения

ТОО СП «Казгермунай»

5 марта 2007 года Компания объявила о соглашении по приобретению 50% доли участия в ТОО СП «Казгермунай», сумма сделки составит 133,3 миллиарда тенге. 2 марта 2007 года Независимые Директора одобрили сделку, для завершения которой также требуется выполнение ряда условий, включая одобрение большинством независимых акционеров и держателями глобальных депозитарных расписок на внеочередном общем собрании акционеров, намеченном на 12 апреля 2007 года в г. Астане.

Credit Suisse Securities (Europe) Limited предоставила Совету Директоров Компании заключение о том, что, при принятых допущениях, предлагаемая цена приобретения доли в ТОО СП «Казгермунай» справедлива для Компании с финансовой точки зрения.

АО «ПетроКазахстан»

В июле 2006 года, НК НМГ приобрела 33% доли участия в АО «ПетроКазахстан» приблизительно за 1,4 миллиарда долларов США. Компания рассматривает возможность приобретения этих активов у НК КМГ (но не обязана это делать). Если Компания все же примет решение осуществ-

лять это приобретение, то для завершения сделки требуется выполнение определенных мероприятий, включая осуществление уадежащей проверки со стороны Компании, одобрение сделки на корпоративном уровне, в том числе минотарными акционерными.

Nations Energy Company Ltd

25 октября 2006 года компания Nations Energy Company Ltd. (Канада) заключила соглашение с компанией CITIC Group (Китай) ("CITIC") о продаже компании CITIC казахстанских нефтяных активов компании Nations Energy Company Ltd за общую сумму в 1,91 миллиардов долларов США, до корректировки по наличности и задолженности.

30 декабря 2006 года Nations Energy Company Ltd и CITIC объявили, что CITIC предоставила НК КМГ опцион на покупку, согласно которому НК КМГ может приобрести 50% доли в Nations Energy Company Ltd. Опцион может быть реализован в течение одного года и цена основывается на цене приобретения.

В настоящее время, Компания ведет переговоры о передаче НК КМГ опциона на приобретение 50% доли участия в Nations Energy Company Ltd в пользу Компании.

Риски

Компания приводила детальное описание рисков и неопределенностей, которые оказывали влияние на ее деятельность, в Проспекте от 29 сентября 2006 г., опубликованного Компанией в отношении эмиссии простых акций представленных в форме простых акций и ГДР.

Совет Директоров считает, что не произошло значительных изменений в рисках и неопределенностях с 29 сентября 2006 г., т.е. с момента подготовки Проспекта.

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.

Отчёт независимых аудиторов

Акционерам и руководству Акционерного Общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности Акционерного Общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и её дочерних предприятий (далее по тексту – «Группа»), которая включает консолидированный бухгалтерский баланс по состоянию на 31 декабря 2006 г., консолидированный отчёт о доходах и расходах, консолидированный отчёт об изменениях капитала и консолидированный отчёт о движении денег 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 Группы 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 консолидированной 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.

Закключение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Группы на 31 декабря 2006 г., а также ее финансовые результаты и движения денежных средств за год по указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.



12 марта 2007 года

Консолидированная финансовая отчётность

Акционерное общество Разведка Добыча КазМунайГаз
За год, закончившийся 31 декабря 2006 года

Консолидированный бухгалтерский баланс

В тысячах тенге, если не указано иное

На 31 декабря

	Прим.	2006	2005
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	7	259 333 372	243 131 834
Финансовые активы	9	102 841 401	53 963 138
Нематериальные активы	8	7 921 252	1 340 657
Инвестиции в ассоциированные компании		2 884 207	4 516 696
Прочие активы		3 843 312	2 808 028
Итого долгосрочных активов		376 823 544	305 760 353
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	15 131 619	15 409 658
Предоплата по налогам и НДС к возмещению		11 690 358	22 121 101
Авансы выданные и расходы будущих периодов		4 952 828	6 993 525
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	37 356 601	45 918 226
Прочие финансовые активы	9	226 523 024	19 993 257
Деньги и их эквиваленты	9	62 459 415	20 187 588
Итого текущих активов		358 113 845	130 623 355
Итого активов		734,937,389	436 383 708
КАПИТАЛ			
Уставный капитал	11	259 276 481	11 792 208
Прочий капитал		92 249	—
Нераспределённая прибыль		266 383 385	161 860 819
Капитал акционеров Компании		525 752 115	173 653 027
Доля меньшинства		5 700	79 536
Итого капитала		525 757 815	173 732 563
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные обязательства			
Займы	13	37 972 387	54 028 740
Отсроченный подоходный налог	18	10 715 701	14 197 680
Резервы	14	52 155 874	49 701 648
Итого долгосрочных обязательств		100 843 962	117 928 068
Текущие обязательства			
Займы	13	21 695 307	21 121 175
Обязательства по подоходному налогу		25 551 751	46 994 090
Торговая и прочая кредиторская задолженность		40 457 729	51 167 595
Резервы	14	20 630 825	25 440 217
Итого текущих обязательств		108 335 612	144 723 077
Итого обязательств		209 179 574	262 651 145
Итого обязательств и капитала		734 937 389	436 383 708

Примечания на страницах с 56 по 79 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Консолидированный отчёт о доходах и расходах

В тысячах тенге, если не указано иное

За год, закончившийся 31 декабря

	Прим.	2006	2005
ПРОДОЛЖАЮЩАЯСЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Доходы	15	412 207 787	348 887 820
Операционные расходы	16	(194 530 080)	(207 033 927)
Операционная прибыль		217 677 707	141 853 893
Финансовые (расходы) доходы	17	(115 881)	1 381 060
Доля в убытке ассоциированных компаний		(327 788)	(286 492)
Прибыль до подоходного налога		217 234 038	142 948 461
Расходы по подоходному налогу	18	(94 672 821)	(99 192 639)
Чистая прибыль за год от продолжающейся деятельности		122 561 217	43 755 822
ПРЕКРАЩЁННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Чистая прибыль за год от прекращённой деятельности	6	—	1 521 130
Чистая прибыль за год		122 561 217	45 276 952
Относимая на счёт:			
Акционеров Компании		122 561 334	45 074 642
Доли меньшинства		(117)	202 310
		122 561 217	45 276 952
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ НА ОДНУ АКЦИЮ	12		
Отнесённая на счет акционеров Компании			
От продолжающейся деятельности – базовая и разводнённая		2,26	0,93
От прекращённой деятельности – базовая и разводнённая		—	0,03

Примечания на страницах с 56 по 79 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

	Прим.	2006	2005
Потоки денежных средств от операционной деятельности			
Денежные поступления от покупателей		410 468 348	333 283 661
Денежные платежи поставщикам и сотрудникам		(160 982 545)	(181 300 015)
Подходный налог уплаченный		(127 275 342)	(76 929 923)
Чистые потоки денежных средств от операционной деятельности		122 210 461	75 053 723
Потоки денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(49 285 538)	(61 916 479)
Поступления от продажи основных средств		829 906	2 755 953
Приобретение нематериальных активов		(8 838 611)	(650 170)
Приобретение финансовых активов, удерживаемых до погашения		(170 235 221)	(25 696 389)
Займы, выданные связанным сторонам		(118 250 000)	(30 304 487)
Погашение займов, полученных от связанных сторон		37 011 854	17 000 000
Инвестиции в ассоциированные компании		—	(1 810 335)
Поступления от реализации дочерних предприятий, за вычетом остатков денежных средств вышедших компаний		3 653 483	(2 978 059)
Вознаграждение полученное		6 724 660	4 103 536
Чистые потоки денежных средств, использованные в инвестиционной деятельности		(298 389 467)	(99 496 430)
Потоки денежных средств от финансовой деятельности			
Поступления от выпуска акций		151 880 637	31 078
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		7 681 060	71 002 146
Погашение займов		(1 695 391)	(30 407 622)
Дивиденды уплаченные		(17 631 460)	(3 408 598)
Прочие выплаты акционерам		—	(2 115 615)
Вознаграждение уплаченное		(3 927 652)	(5 019 287)
Чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности		219 259 624	30 082 102
Чистый прирост денег и их эквивалентов		43 080 618	5 639 395
Деньги и их эквиваленты на начало года	9	20 187 588	14 127 579
Прибыли (убытки) от курсовой разницы по деньгам и их эквивалентам		(808 791)	420 614
Деньги и их эквиваленты на конец года	9	62 459 415	20 187 588

Примечания на страницах с 56 по 79 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Консолидированный отчёт об изменениях капитала

В тысячах тенге, если не указано иное

	Относящийся к акционерам Компании				Итого
	Уставный капитал	Прочий капитал	Нераспределённая прибыль	Доля меньшинства	
На 1 января 2005 года	11 761 130	1 315 825	154 162 438	1 494 303	168 733 696
Выпуск акций (Примечание 11)	31 078	—	—	—	31 078
Изменения доли собственности в дочерних организациях	—	(1 315 825)	(31 253 594)	(1 617 077)	(34 186 496)
Чистая прибыль за год	—	—	45 074 642	202 310	45 276 952
Дивиденды (Примечание 11)	—	—	(3 499 715)	—	(3 499 715)
Прочие выплаты акционерам	—	—	(2 622 952)	—	(2 622 952)
На 31 декабря 2005 года	11 792 208	—	161 860 819	79 536	173 732 563
Выпуск акций (Примечание 11)	251 302 373	—	—	—	251 302 373
Выкупленные собственные акции (Примечание 11)	(3 818 100)	—	—	—	(3 818 100)
Опционный план (Примечание 11)	—	92 249	—	—	92 249
Изменения доли собственности в дочерних организациях	—	—	—	(73 719)	(73 719)
Чистая прибыль за год	—	—	122 561 334	(117)	122 561 217
Дивиденды (Примечание 11)	—	—	(18 025 525)	—	(18 025 525)
Прочие выплаты акционерам (Примечание 19)	—	—	(13 243)	—	(13 243)
На 31 декабря 2006 года	259 276 481	92 249	266 383 385	5 700	525 757 815

Примечания на страницах с 56 по 79 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Примечания к консолидированной финансовой отчётности

В тысячах тенге, если не указано иное

1 Организация и основная деятельность

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту «Компания») 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»), которая представляет интересы государства в нефтегазовой промышленности Казахстана, и которая владеет 56,77% акций Компании, находящихся в обращении, по состоянию на 31 декабря 2006 года. 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». Настоящая консолидированная финансовая отчетность отражает финансовое состояние и результаты хозяйственной деятельности данных подразделений и прочих предприятий, преимущественно не связанных с осуществлением основной деятельности, в которых Компания имела контрольную и не контрольную доли участия. Доли участия в таких предприятиях составляли приблизительно 3% от чистых активов Компании по состоянию на 31 декабря 2006 года (2005: 7%). Компания планирует реализовать оставшиеся компании, не связанные с основной деятельностью, к концу 2008 года.

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была утверждена к выпуску Генеральным директором, Заместителем генерального директора по экономике и финансам и Финансовым контролером группы 12 марта 2007 года.

2 Обзор существенных аспектов учётной политики

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

2.1 Основа подготовки финансовой отчетности

Настоящая консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности («МСФО»). Консолидированная финансовая отчётность была подготовлена исходя из принципа учёта по перво-

начальной стоимости за исключением финансовых инструментов.

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует применения существенных учетных оценок, а также требует от руководства выражения мнения по допущениям в ходе применения учетной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчетности, раскрыты в Приложении 5.

Новые стандарты МСФО

Следующие новые стандарты, дополнения к стандартам и интерпретации являются обязательными для финансового года, закончившегося 31 декабря 2006 года:

МСБУ 19 (Поправка) «Актуарные прибыли и убытки, пенсионные планы и раскрытие информации», вступающий в силу для годовых периодов, начавшихся 1 января 2006 года или после этой даты, представляет дополнительный способ признания актуарных прибылей и убытков по пенсионным планам с установленными выплатами. Поправки к МСБУ 19 не оказали существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Компании.

МСБУ 21 (Поправка) «Чистые инвестиции в зарубежную деятельность», вступающий в силу для годовых периодов, начавшихся 1 января 2006 года или после этой даты. Поправки к МСБУ 21 не оказали существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Компании.

МСБУ 39 (Поправка) «Опцион по справедливой стоимости»; МСБУ 39 (Поправка) «Учет хеджирования движения денег по прогнозным внутригрупповым операциям»; МСБУ 39 и МСФО 4 (Поправка) «Контракты по финансовой гарантии», все вступающие в силу для годовых периодов, начавшихся 1 января 2006 года или после этой даты, дали разъяснение по применению справедливой стоимости, дали разъяснение о том, что определение финансового хеджирования распространяется на определенные внутригрупповые операции, и дали разъяснения по учету договоров страхования.

Поправки к МСБУ 39 и МСФО 4 не оказали существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Компании.

МСФО 6 «Разведка и оценка полезных ископаемых» вступает в силу для годовых периодов, начавшихся 1 января 2006 года или после этой даты. МСФО 6 допускает продолжение применения политики по признанию и оценке разведочных и оценочных активов, которая применялась непосредственно до принятия данного стандарта. МСФО 6 также даёт конкретное руководство касательно обесценения разведочных и оценочных активов. Принятие МСФО 6 не оказало существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Компании.

КИМСФО 4 «Определение наличия условий аренды в договоре» вступает в силу для годовых периодов, начавшихся 1 января 2006 года или после этой даты. Принятие КИМСФО 4 не оказало существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Компании.

КИМСФО 5 «Права на доли, возникающие в результате вывода акти-

вов из эксплуатации, фонды на рекультивацию и восстановление окружающей среды» вступает в силу для годовых периодов, начавшихся 1 января 2006 года или после этой даты. Принятие КИМСФО 5 не оказало существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Компании.

КИМСФО 6 «Обязательства, возникающие в результате присутствия на определённом рынке – утилизация электрического и электронного оборудования» вступает в силу для годовых периодов, начавшихся 1 декабря 2005 года или после этой даты. Принятие КИМСФО 6 не оказало существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Компании.

МСФО и Интерпретации КИМСФО, не вступившие в силу

Компания не применяла следующие МСФО и Интерпретации КИМСФО, которые были выпущены, но не вступили в силу:

- МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации»;
- МСБУ 1 (редакция 2005 года) «Представление финансовой отчетности – раскрытие информации по капиталу»;
- КИМСФО 8 «Сфера применения МСФО 2»;
- КИМСФО 9 «Повторная оценка производных финансовых инструментов»;
- КИМСФО 10 «Промежуточная финансовая отчетность и обесценение»;
- КИМСФО 11 «МСФО 2 – Операции Группы и выкупленные акции»;
- КИМСФО 12 «Договора концессии услуг».

Компания предполагает, что принятие стандартов и интерпретаций, перечисленных выше, не окажет значительного влияния на прибыли, убытки и финансовое положение Компании в период первоначального принятия.

2.2 Консолидация

Дочерние предприятия

Дочерними предприятиями являются компании, над которыми у Компании есть полномочия на управление финансовой и организационной политикой, как правило, подразумевающие владение более чем половиной акций, имеющих право голоса. Наличие и влияние потенциальных прав голосования, которые могут осуществляться на данный момент или конвертироваться, принимается во внимание при оценке контроля Компании над другим предприятием. Дочерние предприятия консолидируются, начиная с момента получения контроля Компанией. Такие предприятия де-консолидируются, начиная от даты прекращения контроля

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 была изменена, по необходимости, для достижения соответствия учетной политике, принятой Компанией.

Ассоциированные предприятия

Ассоциированными предприятиями являются все компании, на которые Компания имеет значительное влияние, но не осуществляет контроль, как правило, это подразумевает владение от 20% до 50% от числа акций, имеющих право голоса. Инвестиции в ассоциированные предприятия 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 резерва, произошедших после приобретения, отражается в резервах. Накопленные изменения в капитале, произошедшие после приобретения корректируют балансовую стоимость инвестиции. 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 ассоциированного предприятия.

Нереализованные доходы по операциям между Компанией и её ассоциированными предприятиями исключаются в пределах доли участия Компании в её ассоциированных предприятиях. Нереализованные убытки также исключаются, кроме случаев, когда сущность операции подразумевает наличие признака обесценения передаваемого актива. Учетная политика ассоциированных предприятий была изменена, по необходимости, для достижения соответствия учетной политике, принятой Компанией.

Разводнённые доходы и расходы в ассоциированных предприятиях признаются в отчете о доходах и расходах.

2.3 Операции в иностранной валюте

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчетности каждого из предприятий Компании оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой организация осуществляет свою деятельность («функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, который также является функциональной валютой Компании.

Операции и сальдо

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Прибыли и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчетов по таким операциям, и от пересчета денежных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на конец года, признаются в отчете о доходах и расходах.

Дочерние предприятия

Прибыли, убытки и финансовая позиция всех дочерних предприятий Компании (ни одна из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных бухгалтерских балансов пересчитываются по курсам закрытия на даты таких бухгалтерских балансов;
- доходы и расходы по каждому из отчетов о доходах и расходах пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным

приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции);

- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в капитале.

2.4 Расходы по разведке и разработке нефти и природного газа

Затраты по приобретению лицензий и имущества

Затраты по приобретению лицензий и имущества капитализируются в 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 по приобретению лицензий и имущества списывается. При обнаружении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов»), амортизация прекращается, и сальдо капитализированных расходов вместе с капитализированными расходами по разведке признается как доказанные активы в разрезе по месторождениям, до подтверждения запасов в составе нематериальных активов. В момент утверждения разработки Компанией, соответствующие расходы перемещаются в основные средства.

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 продолжающееся намерение разрабатывать или каким-либо другим способом извлечь ценность из открытия. В противном случае затраты списываются.

Когда установлены доказанные запасы нефти и газа и принимается решение на продолжение разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав нефтегазовых активов.

Затраты на разработку

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

2.5 Основные средства

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

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, 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. 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. Стоимость добывающих скважин амортизируется из расчета доказанных разработанных запасов. Расходы по приобретению лицензий и имущества, ликвидации и разработке месторождений амортизируются из расчета общих доказанных резервов.

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 возмещающей.

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 выбытие.

2.6 Обесценение 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 возмещающей стоимости актива. Возмещающая 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 возмещающую 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 есть ли какие-либо индикаторы, что убытки по обесценению признанные ранее не существуют или уменьшились. Если существуют такие индикаторы, тогда оценивается возмещающая стоимость. Ранее признанный убыток по обесценению сторнируется только, если произошло изменение в оценках, использовавшихся для определения возмещающей стоимости актива с момента признания последнего убытка по обесценению. В таком случае, остаточная стоимость актива увеличивается до возмещающей 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 признается 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.

Ожидаемый срок полезной службы активов пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах. Срок полезной жизни 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 либо в качестве финансовых активов по справедливой стоимости через отчет о доходах и расходах, займы и дебиторская задолженность, инвестиции, удерживаемые до погашения, либо как 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. 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.

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определенными платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как удерживаемые до погашения, в том случае, когда Компания имеет намерение и возможность удерживать их до погашения. Компания классифицирует свои депозиты и облигации как инвестиции, удерживаемые до погашения, потому, что руководство Компании имеет намерение и возможность удерживать эти инструменты до срока погашения.

На каждую отчетную дату Компания оценивает, существуют ли объективные доказательства того, что финансовый актив или группа финансовых активов обесценились.

2.9 Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и возможной чистой цены продажи по методу ФИФО. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой запасов на место и приведение их в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти и нефтепродуктов является себестоимость их производства, включая соответствующую часть расходов на износ истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объема производства. Чистая цена продажи нефти и нефтепродуктов 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 Торговая и прочая дебиторская задолженность

Торговая дебиторская задолженность, которая обычно является краткосрочной, признается по первоначальной стоимости, за вычетом провизии на обесценение. Провизия на обесценение торговой дебиторской задолженности начисляется, когда есть объектив-

ное доказательство того, что Компания не сможет получить полную сумму дебиторской задолженности.

2.11 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.

2.12 Деньги и их эквиваленты

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

2.13 Уставный капитал

Уставный капитал

Простые акции и некумулятивные, не подлежащие погашению привилегированные акции, дивиденды по которым выплачиваются по усмотрению эмитента, классифицируются как собственный капитал. Затраты на оплату услуг третьим сторонам, непосредственно связанные с выпуском новых акций, за исключением случаев объединения бизнеса, отражаются как уменьшение капитала, полученного в результате данной эмиссии. Сумма превышения справедливой стоимости полученных средств над номинальной стоимостью выпущенных акций отражается как дополнительный оплаченный капитал.

Выкупленные акции

В случае приобретения Компанией или ее дочерними компаниями акций Компании стоимость их приобретения, включая соответствующие затраты на совершение сделки, за вычетом подоходного налога вычитается из общей суммы акционерного капитала как выкупленные собственные акции вплоть до момента их аннулирования, продажи или повторного выпуска. При покупке, продаже, выпуске или аннулировании собственных долевых инструментов 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 акционерного капитала. Выкупленные собственные акции учитываются по средневзвешенной стоимости.

Доля меньшинства

Доля меньшинства представляет собой долю в капитале дочерних организаций, которыми Компания не владеет. Доля меньшинства на отчетную дату представляет собой долю миноритарных акционеров в справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств дочерней компании на дату приобретения, и в изменении акционерного капитала с момента формирования компании. Доля меньшинства показывается в разделе капитала. Убытки, относимые на долю меньшинства, не превышают долю меньшинства в капитале дочерних предприятий, за исключением случаев,

когда миноритарные акционеры связаны обязательством по финансированию убытков. Все подобные убытки распределяются на Компанию.

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.

2.14 Торговая кредиторская задолженность

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

2.15 Займы

Займы первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом расходов по сделке. В последующих периодах займы отражаются по амортизированной стоимости; разница между справедливой стоимостью полученных средств (за вычетом расходов по сделке) и суммой к погашению отражается в отчете о доходах и расходах в течение срока, на который выдан заем 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 даты бухгалтерского баланса. Расходы по вознаграждению признаются как расходы в отчете о прибылях и убытках.

2.16 Отсроченный подоходный налог

Отсроченные налоговые активы и обязательства 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 гудвила, 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.

Отсроченный налоговый актив 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.

Отсроченные налоги на прибыль признаются 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.

2.17 Вознаграждения сотрудникам

Пенсионная схема

Компания удерживает 10% от начисленной заработной платы сотрудников как пенсионные отчисления в соответствующие пенсионные фонды. Максимальный уровень пенсионных отчислений установлен в размере 75 минимальных месячных заработных плат, составляющей 9 200 тенге в 2006 году (7 000 тенге в 2005 году). Согласно текущему казахстанскому законодательству сами сотрудники обеспечивают себе пенсионное вознаграждение.

2.18 Признание дохода

Компания реализует сырую нефть по краткосрочным договорам, по ценам, определяемым по котировкам Platt's, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок за 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 максимальные количества сырой нефти, которые должны быть поставлены в течение определенного периода времени. Сырая нефть, отгруженная, но еще не доставленная покупателю, учитывается как товарно-материальные запасы в бухгалтерском балансе. Доходы от продажи нефтепродуктов признаются при переходе права собственности либо в пункте доставки, либо в пункте получения, в зависимости от условий договора.

2.19 Подоходный налог

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 в пределах от 30% до 50% от суммы прибыли после налогообложения, которая подлежит корректировке на сумму определенных вычетов в соответствие 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.

2.20 Сравнительные данные

В целях соответствия представления финансовой отчетности текущего периода, некоторые значения предыдущего периода были переклассифицированы.

3 Существенные неденежные операции

В 2006 году сумма задолженности в 17 503 720 тысяч тенге (2005: 13 676 456 тысяч тенге) по условиям соглашения о предэкспортном финансировании была погашена сырой нефтью.

На дату первичного размещения акций (IPO) (Примечание 11.1) Компания обменяла 9 247 946 простых акций на облигации с

преимущественным правом требования на сумму 800 миллионов долларов США, плюс накопленное вознаграждение. Облигации Компании были размещены 10 июля 2006 года (Примечание 9).

Указанные неденежные операции исключены из консолидированного отчёта о движении денег.

4 Факторы финансового риска

Риск, связанный с изменением цен на сырьевые товары

Компания подвержена риску, связанному с ценами на нефть, так как цены на нефть определяются на мировом рынке. Компания не хеджирует этот риск.

Риск изменения процентной ставки

Риск Компании, связанный с процентными ставками, относится к процентам к выплате и процентам к получению, по её денежным вкладам и займам. Компания хеджирует свои долговые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

Преобладающее большинство поступлений денежных средств Компании, а также остатков дебиторской задолженности выражено в долларах США, в то время как значительная часть приобретений Компании выражена в тенге. Компания не использует валютные форвардные контракты в качестве инструментов управления риском изменений валютных курсов.

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые потенциально подвергают Компанию

влиянию кредитного риска, преимущественно представляют собой займы, выданные связанным сторонам, дебиторскую задолженность и денежные вклады. По состоянию на 31 декабря 2006 года 69% (2005: 57%) торговой и прочей дебиторской задолженности приходилось на одного покупателя, являющегося связанной стороной Компании (Примечание 19). Несмотря на то, что Компания может понести убытки в размере вплоть до контрактной стоимости указанных инструментов в случае невыполнения её контрагентом своих обязательств, она не считает, что вероятность возникновения таких убытков существует.

Справедливая стоимость

Справедливая стоимость финансовых инструментов, включающих в себя денежные средства, займы, дебиторскую задолженность, кредиторскую задолженность и обязательства по долговым инструментам, приблизительно равна их балансовой стоимости. Для торговой дебиторской задолженности справедливая стоимость является номинальной стоимостью, за вычетом резерва по сомнительным долгам. Справедливая стоимость финансовых обязательств и прочих финансовых активов, для целей раскрытия, рассчитывается посредством приведенной стоимости будущих денежных потоков, по текущим рыночным ставкам вознаграждения, которые доступны для Компании по аналогичным финансовым инструментам.

5 Существенные учётные оценки и допущения

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует от руководства использования оценок и допущений, которые влияют на отраженные в отчетности активы, пассивы и условные активы и обязательства на дату формирования финансовой отчетности, а также отраженные в отчетности активы, пассивы, 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 вы-

ражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённости 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. Доказанные запасы Компании практически всецело состоят из доказанных разработанных запасов. 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 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 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 финансирова-

нию 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. Если бы обязательства по выбытию актива включали затраты на ликвидацию всех продуктивных скважин и по окончании лицензионного периода и рекультивацию всех соответствующих участков, то суммарные обязательства по выбытию активов возросли бы приблизительно на 9,5 миллиардов тенге. Компания рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидают, 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 КИМС-ФО 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 9,4 % резерва на 31 декабря 2006 и 2005 годов 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 2006 года, составляли 5,0% и 7,9% соответственно (2005: 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 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 окру-

жающей 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, которые должны быть понесены в 2007 году. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Дополнительные неопределённости, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 20. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 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 в период с 2002 по 2006 годы. Остальные неопределённости, относящиеся к налогообложению, раскрыты в Примечании 20.

Исторические обязательства

В торговую и прочую кредиторскую задолженность включены начисленные обязательства в размере 8,0 миллиардов тенге (2005: 8,4 миллиарда), относящиеся к обязательствам Компании, по одному из контрактов на недропользование, по возмещению Правительству затрат на поисково-разведочные работы, понесённые до начала существующих лицензионных соглашений. Компания должна была заключить отдельное соглашение с Правительством относительно такого возмещения в течение шестидесяти дней после подписания контракта на недропользование в 1998 году. На 31 декабря 2006 года такое соглашение не было подписано. Сумма начисления была определена на основании расчётов, подготовленных регулирующими органами в 2003 году, что относится к почти половине контрактных территорий. Оставшаяся часть начисления была оценена руководством на основе исторических данных по разведочным скважинам. На 31 декабря 2006 года обязательство классифицировано как текущее, так как Компания не имела безусловного права откладывать погашение такого обязательства, по меньшей мере, на 12 месяцев. Обязательство выражено в долларах США и балансовая стоимость корректируется в каждом периоде на колебания валютных курсов.

6 Прекращённая деятельность

29 декабря 2005 года Компания продала «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (далее по тексту «АНПЗ») компании группы НК КМГ за 3,5 миллиарда тенге после приобретения, посредством обмена акций по номинальной стоимости с Материнской компанией. В 2005 году Компания увеличила свою долю с 86,7% до 99,1% посредством денежных взносов в размере приблизительно 25 миллиардов тенге. Продажа привела к снижению собствен-

ного капитала на 34,2 миллиарда тенге, который был отражен в собственном капитале, потому что контрагент по этой сделке контролируется основным акционером. Продажа также привела к снижению следующих статей бухгалтерского баланса: долгосрочные активы (в основном, основные средства) на 58,7 миллиардов тенге, текущие активы на 17,7 миллиардов тенге, займы на 32,5 миллиарда тенге и прочие обязательства на 6,1 миллиардов тенге.

	2005
Доходы	8 854 241
Расходы	(5 350 959)
Прибыль от прекращенной деятельности до учёта подоходного налога	3 503 282
Расходы по подоходному налогу	(1 982 152)
Прибыль от прекращенной деятельности после подоходного налога	1 521 130
Денежные потоки от операционной деятельности	160 194
Денежные потоки от инвестиционной деятельности	(13 401 139)
Денежные потоки от финансовой деятельности	(809 995)
Итого: денежные потоки от прекращенной деятельности	(14 050 940)

Исторически Компания приобретала услуги по переработке давальческого сырья у АНПЗ в целях выполнения своих обязательств по поставке на внутренний рынок. Расходы по переработке давальческого сырья составляли около 5 миллиардов тенге за каждый из представленных отчетных периодов, и такие расходы были исключены из настоящей финансовой отчетности в составе всех внутригрупповых операций. В конце 2005 года Компания начала прямые продажи сырой нефти АНПЗ. Эти

продажи составили 6,5 миллиардов тенге и были также исключены при консолидации. В период как минимум до 2010 года Компания планирует увеличение поставок сырой нефти АНПЗ до 2,2 миллионов метрических тонн (далее по тексту «тонны») в год по себестоимости плюс 3% и сокращение до незначительных объемов закупа услуг по переработке давальческого сырья.

7 Основные средства

	Нефтегазовые активы	Прочие активы	Незавершённое капитальное строительство	Итого
2005				
Чистая балансовая стоимость на начало периода	171 791 340	51 018 310	35 148 550	257 958 200
Поступления	10 975 517	10 766 359	60 065 268	81 807 144
Выбытия, связанные с прекращенной деятельностью	—	(10 935 164)	(50 852 587)	(61 787 751)
Прочие выбытия	(3 003 271)	(6 218 463)	(999 857)	(10 221 591)
Перемещения с незавершённого капитального строительства	26 314 228	7 160 857	(33 475 085)	—
Амортизационные отчисления	(18 332 498)	(6 224 762)	—	(24 557 260)
Обесценение	—	(66 908)	—	(66 908)
Чистая балансовая стоимость на конец периода	187 745 316	45 500 229	9 886 289	243 131 834
На 31 декабря 2005 года				
Первоначальная стоимость	235 613 254	54 966 841	9 886 289	300 466 384
Накопленный износ	(47 867 938)	(9 466 612)	—	(57 334 550)
Чистая балансовая стоимость	187 745 316	45 500 229	9 886 289	243 131 834
2006				
Чистая балансовая стоимость на начало периода	187 745 316	45 500 229	9 886 289	243 131 834
Поступления	16 642 063	8 352 989	29 711 178	54 706 230
Выбытия	(2 829 741)	(6 047 369)	(3 803 098)	(12 680 208)
Перемещения с незавершённого капитального строительства	22 551 461	2 846 849	(25 398 310)	—
Амортизационные отчисления	(21 438 939)	(4 385 545)	—	(25 824 484)
Чистая балансовая стоимость на конец периода	202 670 160	46 267 153	10 396 059	259 333 372
На 31 декабря 2006 года				
Первоначальная стоимость	270 185 271	56 644 462	10 396 059	337 225 792
Накопленный износ	(67 515 111)	(10 377 309)	—	(77 892 420)
Чистая балансовая стоимость	202 670 160	46 267 153	10 396 059	259 333 372

По состоянию на 31 декабря 2006 года незавершенное капитальное строительство включает чистую балансовую стоимость активов по разведке и разработке в размере 166 298 тысяч тенге (2005: 343 928 тысяч тенге). Поступления таких активов в течение 2006 года составили 1 312 855

(2005: 1 201 023 тысячи тенге) тысяч тенге и выбытия составили 1 490 485 тысяч тенге (2005: 1 304 754 тысячи тенге), включая списание сухих разведочных скважин в течение периода 526 596 тысяч тенге (2005: 1 304 754 тысячи тенге).

8 Нематериальные активы

	2006	2005
На 1 января		
Чистая балансовая стоимость на начало периода	1 340 657	972 875
Поступления	9 413 856	747 954
Выбытия	(4 757)	(53 832)
Амортизационные отчисления	(2 828 504)	(326 340)
Чистая балансовая стоимость на конец периода	7 921 252	1 340 657
На 31 декабря		
Первоначальная стоимость	10 908 011	1 622 555
Накопленный износ	(2 986 759)	(281 898)
Чистая балансовая стоимость	7 921 252	1 340 657

Поступления нематериальных активов в течение 2006 года включают в себя контракт и лицензию на разведку и добычу нефти на месторождении в Западном Казахстане, которые Компания приобрела у ТОО «Арал

Петролеум» в январе 2006 года за 8,6 миллиардов тенге. Приобретенное право на разведку истекает в феврале 2009 года.

9 Финансовые активы

Прочие финансовые активы

	2006	2005
Заем к получению от НК КМГ	100 786 068	—
Депозиты, выраженные в долларах США	—	47 488 350
Прочие	2 055 333	6 474 788
Итого долгосрочных финансовых активов	102 841 401	53 963 138
Депозиты, выраженные в тенге	131 995 651	—
Депозиты, выраженные в долларах США	90 461 651	6 688 500
Займы к получению (Примечание 19)	—	12 639 487
Прочие	4 065 722	665 270
Итого краткосрочных финансовых активов	226 523 024	19 993 257
	329 364 425	73 956 395

Средневзвешенная процентная ставка по депозитам в долларах США составляла 7,6% в 2006 году (2005: 6,6%). Средневзвешенная процентная ставка по депозитам в тенге составляла 8,1% в 2006 году. Прочие текущие финансовые активы в 2006 году в основном составляют облигации деноминированные в долларах США со средневзвешенной процентной ставкой 4%.

30 июня 2006 года Компания заключила опционную сделку с НК КМГ на приобретение доли НК КМГ в СП «КазГерМунай», представленной в размере 50% (Примечание 22). В соответствии с условиями опционной сделки и, принимая во внимание, что Компания предоставила заем НК КМГ для финансирования приобретения, Компания получила право выкупить долю по справедливой рыночной стоимости, которая подлежит согласованию между НК КМГ и Компанией. Вследствие вышеописанного, 10 июля 2006 года, дочерняя компания, «Мунайшы Финанс Б.В.», выпустила облигации

на сумму 800 миллионов долларов США по ставке 6,5% годовых со сроком погашения в 2009 году, и передала привлеченные средства НК КМГ (Примечание 3). Срок погашения займа в 2009 году (такой же, как у облигаций «Мунайшы Финанс Б.В.»), и ставка начисленного вознаграждения на уровне 6,6% годовых.

Никакая сумма не была признана в данной финансовой отчетности для учета опциона на приобретение «КазГерМунай» ввиду пренебрежительной стоимости опциона и того факта, что исполнение опциона не находится под контролем Компании.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

	2006	2005
Торговая дебиторская задолженность	37 273 438	38 752 145
Прочие	3 378 453	8 061 865
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(3 295 290)	(895 784)
	37 356 601	45 918 226

Деноминированные в долларах США остатки составляют 89% от общей суммы торговой и прочей дебиторской задолженности в 2006 году (2005: 80%). Прочие деноминированы в тенге.

В 2006 году Компания создала резерв по дебиторской задолженности от вышеуказанной реализации в сумме 3,2 миллиарда тенге. Кроме того, убыток от обесценения был признан по состоянию на 31 декабря 2006 года для уменьшения оставшихся инвестиций в АО «Атолл» до нуля, что представляет собой наилучшую оценку руководства относительно текущей справедливой стоимости инвестиций.

В 2004 году Компания приобрела 50% акций в АО «Атолл», примерно за 5 миллиардов тенге. В 2005 году Компания продала 35% акций в АО «Атолл» другому акционеру за 3,2 миллиарда тенге.

Деньги и их эквиваленты

	2006	2005
Срочные депозиты	58 399 928	9 815 804
Средства в банках и наличность в кассе	4 059 487	10 371 784
	62 459 415	20 187 588

Средневзвешенная процентная ставка по депозитам в долларах США составляла 5,6% в 2006 году (2005: 5%). Средневзвешенная процентная ставка по депозитам в тенге составляла 5,6% в 2006 году (2005: 3,2%). Деноминированные в долларах США остатки

составляют приблизительно 23% от общей суммы денег и их эквивалентов на конец 2006 года (приблизительно 70% в 2005 году). Остальные остатки денег и их эквивалентов деноминированы в тенге.

10 Товарно-материальные запасы

	2006	2005
Материалы	10 053 765	11 060 833
Сырая нефть	5 077 854	4 348 825
	15 131 619	15 409 658

11 Уставный капитал

	Количество акций, находящихся в обращении		Простые акции	Привилегированные акции	Всего уставный капитал
	Простые акции	Привилегированные акции			
На 1 января 2005 года	42 926 820	4 117 699	10 731 705	1 029 425	11 761 130
Выпуск акций	124 312	—	31 078	—	31 078
На 31 декабря 2005 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
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

11.1 Акционерный капитал

Объявленные к выпуску акции

Общее количество объявленных к выпуску простых и привилегированных акций составляет 70 220 935 (в 2005 году: 70 220 935) и 4 136 107 (в 2005 году: 4 136 107), соответственно.

Первичное размещение акций (IPO)

28 сентября 2006 года Компания разместила простые акции по цене 11 163,39 тенге за акцию и глобальные депозитарные расписки («ГДР») (каждая ГДР составляет 1/6 часть простой акции) по цене 14,64 доллара США (эквивалент 1 860,57 тенге) за ГДР на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах, соответственно. Глобальное предложение состояло из 23 086 791 вновь выпущенных простых акций и 3 463 019 простых акций, предложенных к продаже НК КМГ. Торговля простыми акциями и ГДР на биржах началась 4 октября 2006 года. На момент IPO были выпущены 539 125 простых акций для миноритарных акционеров по цене 250 тенге за акцию. Каждая простая акция имеет такое же право голоса как 6 ГДР.

Привилегированные акции

Держатели привилегированных акций имеют равное право на получение дивидендов с держателями простых акций, и в любом случае, по усмотрению Совета Директоров, имеют право на получение годового совокупного дивиденда в размере 25 тенге за акцию. Держатели привилегированных акций получают право голоса, если общее собрание акционеров рассматривает решения ограничивающие права держате-

лей привилегированных акций, вопросы о реорганизации или ликвидации Компании, и если дивиденды по привилегированным акциям не выплачены в течение трёх месяцев с установленной даты выплаты.

Выкупленные собственные акции

28 сентября 2006 года Компания выкупила 2 049 180 ГДР по средневзвешенной цене 14,64 долларов США за акцию. Акции находятся в доверительном управлении у компании специального назначения и, как ожидается, будут использованы для выполнения опционной программы Компании. Компания консолидирует доверительный фонд, поскольку в действительности, деятельность этого фонда осуществляется от лица Компании. Кроме того, Компания сохраняет конечные выгоды и несет риски по фонду.

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 распределения акционерам за период, составили 382 тенге на акцию (2005: 74,20 тенге на акцию), как по простым, так и по привилегированным акциям.

11.2 Опционная программа для сотрудников

В 2006 году Компания основала опционные программы. Одноразовая премия для работников и директоров была учреждена в качестве поощрения за участие в процессе IPO. Дата награждения – 29 декабря

2006 года. Дополнительный план с датой награждения 4 октября 2006 года был установлен для поощрения руководства. Детали обоих планов и деятельности за год представлены как:

	План по IPO		План поощрения	
	Количество ГДР	Цена реализации (\$)	Количество ГДР	Цена реализации (\$)
Выданные опционы	342 553	Nil	575 059	14,64
В обращении на 31 декабря 2006 года	342 553	Nil	575 059	14,64
Other Plan Details			Other Plan Details	
Средневзвешенная справедливая стоимость опционов, выданных в течение года (\$)	19,17		7,93	
Период владения	1 год		1/3 каждый год в течение 3 лет	
Оставшийся средний срок	6 лет		6 лет	

В 2006 году Компания признала расходы на сумму 92 249 тысяч тенге, относящиеся к данным опционным программам.

12 Доход на акцию

	2006	2005
Средневзвешенное количество акций в обращении	54 119 532	47 150 748
Продолжающаяся деятельность		
Доход, распределяемый акционерам Компании	122 561 334	43 755 822
Базовый и разводнённый доход на акцию	2,26	0,93
Прекращенная деятельность		
Доход, распределяемый акционерам Компании	—	1 318 820
Базовый и разводнённый доход на акцию	—	0,03

Приведённое выше раскрытие включает как простые, 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.

13 Займы

	2006	2005
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	53 947 580	69 309 083
Средневзвешенные ставки вознаграждения	5,83%	6,32%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	5 720 114	5 840 832
Средневзвешенные ставки вознаграждения	5,44%	6,33%
Итого займов	59 667 694	75 149 915
Займы, выраженные в тенге	664 257	859 377
Займы, выраженные в долларах США	59 003 437	74 290 538
Итого займов	59 667 694	75 149 915
Текущая часть	21 695 307	21 121 175
Со сроком погашения от 1 до 2 лет	19 816 717	19 082 221
Со сроком погашения от 2 до 5 лет	17 393 391	34 451 834
Со сроком погашения свыше 5 лет	762 279	494 685
Итого займов	59 667 694	75 149 915
Неиспользованные суммы займа по фиксированной ставке:		
До одного года	2 514 098	3 986 709
Свыше одного года	—	13 709 100
	2 514 098	17 695 809

Большинство займов Компании (в 2006 году: 51 094 758 тысяч тенге, в 2005 году: 66 598 200 тысяч тенге) относятся к соглашению о предэкспортном финансировании, истекающему в 2009 году, и расчёт по которому осуществляется сырой нефтью.

14 Резервы

	Обязательства по экологической реабилитации	Налоги	Обязательства по выбытию активов	Прочие	Итого
На 1 января 2005 года	33 028 060	18 644 946	16 305 869	1 659 876	69 638 751
Дополнительные резервы	—	4 874 542	351 046	1 072 412	6 298 000
Сторнирование неиспользованных сумм	—	—	(29 772)	—	(29 772)
Амортизация дисконта	—	—	1 293 055	—	1 293 055
Изменения оценок	(663 230)	—	995 322	—	332 092
Использовано в течение года	(1 331 100)	—	(869 172)	(189 989)	(2 390 261)
Текущая часть	821 577	23 519 488	900 163	198 989	25 440 217
Долгосрочная часть	30 212 153	—	17 146 185	2 343 310	49 701 648
На 31 декабря 2005 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

Возврат резерва по налогу в течение 2006 года связан с уточне-
нием контракта на недропользование по месторождению Узень

(Примечание 18) и истечением срока давности в отношении ре-
зервов, относящихся к деятельности в 2001 году.

15 Доходы

	2006	2005
Экспорт:		
Сырая нефть	359 386 708	302 488 673
Продукты переработки нефти	—	651 491
Внутренний рынок (Примечание 19):		
Сырая нефть	37 087 091	6 930 889
Продукты переработки нефти	7 618 461	32 812 045
Продукты переработки газа	3 623 586	4 082 068
Прочие доходы и услуги	4 491 941	1 922 654
	412 207 787	348 887 820

16 Операционные расходы

	2006	2005
Транспортные расходы	44 060 096	40 106 224
Выплаты работникам	37 512 548	37 116 032
Износ, истощение и амортизация	27 758 826	24 362 896
Услуги по ремонту и обслуживанию	18 988 262	16 845 303
Роялти	15 850 891	15 180 580
Сырье и материалы	11 661 063	21 658 853
Прочие налоги	9 666 804	7 103 491
Социальные проекты	7 850 402	1 791 551
Управленческий гонорар и комиссии по продажам (Примечание 19)	7 678 179	11 976 634
Электроэнергия	6 563 701	5 824 741
Штрафы и пени	363 994	4 056 539
Штраф за загрязнение окружающей среды (Примечание 20)	(11 427 595)	11 427 595
Прочие	18 002 909	9 583 488
	194 530 080	207 033 927

17 Финансовые (расходы) доходы

	2005	2006
Финансовые доходы	13 525 630	6 221 012
Финансовые расходы	(9 581 373)	(5 115 993)
(Убытки) прибыль от курсовой разницы	(4 060 138)	276 041
	(115 881)	1 381 060

18 Подоходный налог

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

	2006	2005
Корпоративный подоходный налог	75 691 683	55 407 550
Налог на сверхприбыль	41 105 194	47 411 026
Налог на сверхприбыль предыдущих лет	(18 642 077)	—
Текущий подоходный налог	98 154 800	102 818 576
Корпоративный подоходный налог	(1 046 070)	(1 983 507)
Налог на сверхприбыль	(2 435 909)	(1 642 430)
Отсроченный подоходный налог	(3 481 979)	(3 625 937)
Расходы по подоходному налогу	94 672 821	99 192 639

Ниже приведена сверка ставки подоходного налога в Казахстане (30% в 2006 и 2005 годах) с эффективной ставкой налога Компании на прибыль до налогообложения.

	2006	2005
Прибыль до налогообложения	217 234 038	142 948 461
Корпоративный подоходный налог	94 672 821	99 192 639
Эффективная ставка налога	44%	69%
	% прибыли до подоходного налога	
Ставка подоходного налога, установленная законодательством	30	30
Увеличение (уменьшение) в результате		
Налогов на сверхприбыль	20	32
Налогов на сверхприбыль предыдущих лет	(9)	—
Изменения в резервах	(2)	—
Налоговый эффект расходов не относимых на вычеты или доходов не подлежащих обложению в целях налогообложения	5	7
Эффективная ставка налога	44	69

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

	Основные средства	Резервы	Прочие	Итого
На 1 января 2005 года	29 500 770	(2 707 958)	(8 306 998)	18 485 814
Эффект на отчёт о доходах и расходах	(4 965 164)	70 825	1 268 402	(3 625 937)
Приобретения и выбытия	(662 197)	—	—	(662 197)
На 31 декабря 2005 года	23 873 409	(2 637 133)	(7 038 596)	14 197 680
Эффект на отчёт 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

29 декабря 2006 года Правительство Казахстана, в лице Министерства энергетики и минеральных ресурсов, и Компания подписали Соглашение №2 (государственный регистрационный номер 2272) о внесении изменений и дополнений к Контракту №40 от 31 мая 1996 года на разведку и добычу нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области (далее по тексту «Контракт»). Соглашение №2 уточняет определенные аспекты налогового режима Контракта, а также включает в Контракт обязательства по финансированию социальной инфраструктуры в размере до 900 миллионов тенге в год.

В частности, Соглашение №2 определяет четкую методологию расчета налога на сверхприбыль, которая прежде отсутствовала в Контракте. В предыдущие периоды Компания рассчитывала и платила в бюджет налог на сверхприбыль, основываясь на консервативном понимании положений Контракта.

В соответствии с Соглашением №2, специальная методология расчета налога на сверхприбыль была применена ретроспективно со дня подписания Контракта, что привело к значительному снижению обяза-

тельств по налогу на сверхприбыль Компании за предыдущие периоды (18,6 миллиардов тенге). Эффект изменения налоговой ставки по Контракту был полностью отражен в расходах по подоходному налогу за 2006 год.

Дополнительно Соглашение№2 содержит некоторые изменения, которые будут применяться в будущем в финансовой отчетности Компании. Обязательство Компании по дорожному фонду в размере 0,5% от оборота было отменено взамен на увеличение ставки роялти с 3% до 3,5%. Также ставки социального налога и налога на добавленную стоимость были приведены в соответствие со ставками, существующими в действующем законодательстве. Другие изменения в Контракте были сделаны в отношении небольших местных налогов, которые, как ожидается, не окажут существенного влияния на финансовую отчетность Компании.

По состоянию на 31 декабря 2006 года общая предоплата по подоходному налогу составила 6,1 миллиардов тенге (2005: 4,1 миллиарда тенге).

19 Сделки со связанными сторонами

Категория «предприятия, под общим контролем», включает в себя предприятия группы Материнских компаний, и все эти предприятия контролируются государством. Народный Банк Казахстана является

связанной стороной, так как банк контролируется членом Совета Директоров Материнской компании.

	2006	2005
Продажа товаров и услуг (Примечание 15)		
Предприятия под общим контролем	321 037 075	260 878 868
Материнская компания	3 856 643	—
Ассоциированные компании	16 217	8 965
Приобретения товаров и услуг (Примечание 16)		
Предприятия под общим контролем	43 727 299	33 260 013
Материнская компания	7 489 949	11 244 000
Ассоциированные компании	668 736	1 007 035
Аффилированные компании Народного Банка Казахстана	395 883	—
Вознаграждение начисленное на финансовые активы		
Народный Банк Казахстана	1 204 307	—
Средняя процентная ставка на депозиты	3,25%	—
Материнская компания	3 589 287	—
Торговая и прочая дебиторская задолженность (Примечание 9)		
Предприятия под общим контролем	31 996 067	36 719 618
Материнская компания	—	180 772
Ассоциированные компании	226	667 877
Аффилированные компании Народного Банка Казахстана	273 492	—
Торговая кредиторская задолженность		
Предприятия под общим контролем	1 725 051	1 128 480
Материнская компания	2 114 180	408 124
Ассоциированные компании	293 088	129 324
Займы к получению		
Предприятия под общим контролем	94 185	3 639 487
Материнская компания (Примечание 9)	100 786 068	9 000 000
Займы к погашению (Примечание 13)		
Материнская компания	5 720 113	5 840 833
Финансовые активы (Примечание 9)		
Народный Банк Казахстана	26 085 624	—
Деньги и их эквиваленты (Примечание 9)		
Народный Банк Казахстана	35 697 194	—
Вознаграждению ключевому руководящему персоналу		
Заработная плата и прочие краткосрочные вознаграждения	574 077	133 483
Выплаты на основе долевых инструментов	31 276	—

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 4 972 199 тонн сырой нефти в 2006 году (2005: 4 693 968 тонн). Цены реализации сырой нефти определяютс со ссылкой на котировки Platt’s, скорректированным на стоимость

фрахта, страхования и скидок за разницу в качестве. Средняя цена за тонну по таким продажам на экспорт составляла приблизительно 55 430 тенге в 2006 году (2005: 47 837 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 2 541 685 тонн произведенной

сырой нефти в 2006 году (2005: 2 733 409 тонн). Цены реализации на внутреннем рынке определяются агентскими соглашениями с дистрибуторами. За поставленную на внутренний рынок нефть Компания получала в среднем 15 748 тенге за тонну в 2006 году (2005: 13 288 тенге). Торговая и прочая дебиторская задолженность от связанных сторон представляет собой в основном суммы, относящиеся к операциям по экспортной реализации.

На 31 декабря 2006 года у Компании было обязательство, согласно постановлению Правительства на поставку 2,2 миллионов тонн сырой нефти на внутренний рынок в 2007 году.

Приобретения и кредиторская задолженность

Комиссия за управленческие услуги Материнской компании составила 7 000 000 тысяч тенге в 2006 году (2005: 11 244 000 тысяч тенге). Агентское вознаграждение за продажи сырой нефти в 2006 году составило 678 179 тысяч тенге (2005: 732 634 тысячи тенге). Услуги по транспортировке 7 649 026 тонн сырой нефти в 2006 году (2005: 7 554 859 тонн) были куплены у компании группы КМГ и составили 32 024 409 тысяч тенге в 2006 году (2005: 28 965 459 тысяч тенге). Остальные услуги, приобретенные у компаний группы «Са-

мрук», включают, в основном, платежи за демерредж, комиссионные по реализации и оплату электричества.

Займы и гарантии

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 2006 году, составили 10 007 тысяч долларов США (2005: 2 633 тысячи долларов США). Компания осуществляет полугодовые платежи в размере 4 540 тысяч долларов США до 2013 года и выплачивает комиссионные за обязательство в размере 0,75% в год, начисляемых на основную сумму неиспользованного займа. Данный заём обеспечен определенными долгосрочными активами Компании (Примечание 20).

В 2006 году Компания выдала беспроцентный заем Материнской компании в размере 24 371 325 тысяч тенге (2005: 26 миллиардов тенге), который был погашен в ноябре 2006 года. Разница между номинальной и дисконтированной стоимостями займа была учтена в собственном капитале.

20 Условные обязательства

Условия ведения деятельности

Несмотря на то, что с 2002 года казахстанская экономика считается рыночной, она продолжает демонстрировать определённые особенности, более свойственные экономике переходного периода. К таким характерным для переходного периода особенностям относились высокие темпы инфляции в течение ряда лет, отсутствие ликвидности на рынках капитала, а также существование валютного контроля, не позволявшего национальной валюте стать ликвидным платёжным средством за пределами Казахстана.

На деятельность и финансовое положение Компании будет по-прежнему оказывать влияние развитие политической ситуации в Казахстане, включая применение действующего и будущего законодательства, а также нормативных актов в области налогообложения. Компания не считает, что эти потенциальные обязательства в отношении ее деятельности носят более существенный характер, чем потенциальные обязательства аналогичных предприятий в Казахстане.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Казахстанское правительство обязывает нефтедобывающие компании поставлять часть добытой сырой нефти на внутренний рынок (Примечание 19). 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 от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может значительно и негативно

повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Компании.

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определённых обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределённости, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2006 года. Руководство считает, что на 31 декабря 2006 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Компании по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты другим образом в настоящей финансовой отчётности (Примечание 5 и 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. По состоянию на конец 2005 года Компания начислила 11,4 миллиардов тенге за превышение разрешенных норм по загрязнению месторождений. Начисление штрафа Правительством было обусловлено поздним согласованием плана по восстановлению в соответствии с Меморандумом о взаимопонимании, подписанным в середине 2005 года. До тех пор пока условия Меморандума о взаимопонимании не будут изменены, в соответствии со сроками, отраженными в данном меморандуме, существует вероятность начисления дополнительных штрафов. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате более строгой интерпретации существующих положений, гражданских исков или изменений в законодательстве не могут быть достоверно оценены. 7 июля 2006 года Специализированный Межрайонный Экономический Суд («МЭС») города Астана вынес решение в пользу Компании и полностью отказал в удовлетворении иска. 20 июля 2006 года Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды обжаловало решение МЭС в вышестоящем органе, который был рассмотрен коллегией по гражданским делам суда города Астана 9 августа 2006 года. Коллегия подтвердила решение МЭС, таким образом, решение от 7 июля 2006 года вступило в силу. После решения от 9 августа 2006 года Генеральная прокуратура выразила протест в порядке надзора в отношении вынесения судебного решения в пользу Компании по иску об уплате штрафа за нанесение ущерба окружающей среде. 16 ноября 2006 года Надзорный совет Суда г. Астана отклонил этот протест и оставил ранее вынесенное в пользу Компании судебное решение в силе. Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды имеет право обжаловать решение в Верховном суде в целом в срок до 9 августа 2007 года.

Основываясь на благоприятном решении МЭС и апелляционного суда, руководство Компании приняло решение о сторнировании ранее начисленных расходов по штрафу 11,4 миллиарда тенге в 2006 году. Несмотря на сложившуюся ситуацию, не существует уверенности, что не будут начислены дополнительные штрафы и пени. Потенциальные обязательства могут возникнуть на основе более строгого тол-

кования существующих положений, гражданского законодательства или изменения в законодательстве не могут быть достоверно оценены. Кроме условных обязательств, описанных здесь, и обязательств, раскрытых в Примечании 14, в соответствии с действующим законодательством, 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 и отчет о движении денег.

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 неразрешённых исков, которые могли бы оказать существенное отрицательное влияние на результаты деятельности или финансовое положение Компании, и которые не были бы начислены или раскрыты в данной финансовой отчётности.

Лицензии на нефтяные месторождения

Компания является объектом периодических проверок со стороны государственных органов касательно её деятельности в отношении выполнения требований лицензий и контрактов на недропользование. Руководство сотрудничает с государственными органами по согласованию 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, отчёт о доходах и расходах или движении денег.

Месторождения нефти и газа Компании расположены на земле, принадлежащей Мангистауской и Атырауской областным администрациям. Лицензии выданы Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, и Компания уплачивает роялти и налог на сверхприбыль для осуществления разведки и добычи нефти и газа на этих месторождениях.

Основные лицензии Компании и сроки прекращения их действия представлены в следующей таблице:

Месторождение	Контракт	Дата Окончания
Узень (8 месторождений)	40	2021
Эмба (1 месторождение)	37	2021
Эмба (1 месторождение)	61	2017
Эмба (23 месторождения)	211	2018
Эмба (15 месторождений)	413	2020

Руководство считает, что по существующему законодательству Компания сможет продлить свои лицензии сверх первоначального срока окончания действия, в случаях, когда такое продление отвечает экономическим интересам Компании.

Гарантии, залоги и обязательные условия

Долгосрочные активы Компании, находящиеся в залоге по состоянию на

31 декабря 2006 года составили примерно в 24 миллиарда тенге (2005: 23 миллиарда тенге). Некоторые соглашения о финансировании требуют от Компании поддерживать определённые финансовые коэффициенты и соблюдать другие положения. Невыполнение данных условий может привести к тому, что долгосрочный заём будет востребован кредитором. Руководство считает, что на конец каждого представленного периода, Компания полностью соблюдала все положения таких соглашений.

21 Договорные обязательства

Лицензии и контракты на нефтяные месторождения

Годы	Капитальные расходы	Операционные расходы
2007	24 362 706	4 510 761
2008	1 471 190	4 240 886
2009	858 000	3 875 761
2010	841 000	3 875 126
2011	841 000	3 875 126
2012-2021	—	30 377 170
Всего	28 373 896	50 754 830

Обязательства по поставке сырой нефти

По условиям соглашения о предэкспортном финансировании, от Компании требуется осуществлять ежемесячные поставки 150 000 тонн сырой нефти в пользу заимодателя 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 19).

22 События после отчетной даты

5 марта 2007 Компания объявила о согласии на покупку доли в СП «КазГерМунай» в размере 50% у Национальной Компании «КазМунайГаз» (примечание 9) за 133,3 миллиарда тенге. Независимые неисполнительные директора единогласно приняли решение о покупке, которое должно удовлетворять ряду условий,

включая одобрение большинства миноритарных акционеров, и держателей ГДР на внеочередном общем собрании акционеров, назначенном на 12 апреля 2007 года в городе Астана. В случае положительного решения ожидается, что сделка будет завершена в течение второго квартала 2007 года.

Казахстан

- Республика Казахстан – большая по территории страна, общая площадь которой составляет более 2,7 миллионов квадратных километров, что превышает территорию всей Западной Европы. Казахстан расположен в северной и центральной Евразии и почти со всех сторон окружен сушей.
- Казахстан граничит с Россией, Китаем, Кыргызстаном, Узбекистаном и Туркменистаном, часть границы проходит по береговой линии Каспийского моря.
- Население страны в 2006 г. составляло немногим более 15 миллионов человек.
- Вместе с другими Центрально-азиатскими республиками Казахстан объявил о своей независимости после распада Советского Союза в 1991 г., и в декабре того же года вошел в состав Содружества Независимых Государств (СНГ).
- 1 декабря 1991 г. состоялись первые всенародные выборы Президента Республики Казахстан, в ходе которых Нурсултан Назарбаев получил поддержку 98,7% избирателей. Во время выборов 4 декабря 2005 г. полномочия Президента Назарбаева были подтверждены на семилетний срок.
- В 1997 г. столица Казахстана была перенесена из Алматы, крупнейшего города страны, в Астану (прежде Акмола).
- В течение последних пяти лет в Казахстане наблюдается стабильный рост ВВП, ежегодный прирост составляет свыше 9%. К 2008 г. Правительство Казахстана планирует вдвое увеличить ВВП Казахстана по сравнению с 2000 г.
- Благодаря высоким экономическим показателям Казахстан первым из бывших советских республик полностью выплатил в 2000 г. задолженность МВФ на 7 лет раньше срока. В сентябре 2002 г. Казахстан стал первым государством СНГ, получившим кредитный рейтинг инвестиционного уровня.
- По оценкам экспертов, Казахстан обладает 8 миллиардами тонн доказанных запасов нефти и газа. По мнению специалистов, увеличение производства нефти и разработки месторождений к 2015 г. позволит стране производить до 150 миллионов тонн в год (3 миллиона баррелей нефти в сутки), благодаря чему Казахстан сможет войти в десятку мировых производителей нефти.

axcral



Информация для акционеров

Годовое общее собрание акционеров

Годовое общее собрание акционеров состоится в 10:30, 18 мая 2007г., по адресу:
г. Астана, Республика Казахстан,
левый берег р. Ишим,
улица 1-я, дом 7,
Риксос Президент Отель Астана,
1-й этаж, конференц-зал «Шанырак».

Веб-сайт

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

Запросы акционеров

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

Держатели простых и привилегированных акций: АО "Фондовый Центр", 79 «А», ул. Желтоксан, Алматы, Республика Казахстан Тел.: +7 (327) 250 89 61, 250 89 60 Факс: +7 (327) 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 Тел.: +1 212 815 44 93 Факс: +1 212 571 30 50 Телекс: 62736 Western Union
---	---

Количество выпущенных акций

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

⁽¹⁾ Включает 341 530 выкупленных собственных акций и 43 087 006 простых акций, принадлежащих АО «Национальная Компания «КазМунайГаз».

Данные предоставлены на дату опубликования Годового Отчета.

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

Контактные данные

Зарегистрированный офис Компании АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» ул. Тауелсыздык, 2, Астана, 010000, Республика Казахстан Тел.: +7 (3172) 977 427 Факс: +7 (3172) 977 426	Связь с общественностью Тел.: +7 (3172) 977 908 Факс: +7 (3172) 977 924 Ляззат Коккозова е-mail: pr@kmgep.kz Корпоративный секретарь (запросы акционеров) Тел.: +7 (3172) 975 413 Факс: +7 (3172) 977 633 Аяжан Жаксыбай е-mail: a.jaxybai@kmgep.kz Служба по связям с инвесторами (запросы институциональных инвесторов) Тел.: +7 (3172) 975 433 Факс: +7 (3172) 975 445 Александр Гладышев е-mail: ir@kmgep.kz	Аудиторы ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан» ул. Фурманова, 240/Г, Алматы, 050059, Республика Казахстан Тел.: +7 (327) 258 59 60 Факс: +7 (327) 258 59 61 Регистратор АО «Фондовый Центр» ул. Желтоксан, 79 «А», Алматы, 050091, Республика Казахстан Тел.: +7 (327) 250 89 61, 250 89 60 Факс: +7 (327) 250 16 96. Банк — депозитарий The Bank of New York 101 Barclay Street, 22nd Floor, New York, NY 10286, United States of America Тел.: +1 212 815 44 93 Факс: +1 212 571 30 50 Телекс: 62736 Western Union
Московское представительство Ул. Большая полянка 53, д. 52, стр. 2, Москва, 119180, Россия Тел.: +7 (495) 959 36 48, 959 36 52 Тел.: +7 (985) 643 75 90		

