1899
Первый нефтяной фонтан в Казахстане - на месторождении Карашунгул
1911
Промышленная разработка месторождения Доссор
1961
Открытие месторождения Узень
2004
Создание АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»
2008
Годовой отчет АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»
Путь верных решений
КазМунайГаз
БАРЛАУ ӨНДІРУ АКЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ» или «Компания») – один из крупнейших производителей нефти и газа в Казахстане. По уровню добычи нефти РД КМГ занимает второе место в стране.

Компания РД КМГ является дочерней структурой АО «Национальная компания «КазМунайГаз» («НК КМГ») и была образована в марте 2004 г. путем слияния АО «Озенмунайгаз» («ОМГ») и АО «Эмбамунайгаз» («ЭМГ»).

Месторождения ОМГ и ЭМГ содержат более 1 775 млн. баррелей (241,2 млн. тонн) извлекаемых запасов нефти по категории 2P. С учетом приобретений, сделанных в 2007 г., общий объем доказанных и вероятных запасов Компании составляет более 2,1 млрд. баррелей (292 млн. тонн). Сегодня в собственном активе РД КМГ 41 месторождение (без учета приобретений).

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

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

Финансовые и операционные показатели Компании 1
Обращение Председателя совета директоров 2
Обращение Генерального директора. 4
Совет директоров 6
События 2008 года 8
Операционная деятельность 11
Развитие Компании 13
Социальная ответственность 16
Информация по корпоративному управлению. 18
Анализ финансового положения и результатов
финансово-экономической деятельности 30
Факторы риска 48
Заключение независимого аудитора 50
Консолидированная финансовая отчётность 51
Примечания к консолидированной финансовой отчётности 57
Справочная информация 86
Информация для акционеров 88
Финансовый календарь на 2009 год 89

ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОМПАНИИ	ПРИРОСТ, %
ЗАПАСЫ КАТЕГОРИИ 2Р Млн. тонн (млн. барр.) 2007: 240 (1 767) 2008: 241 (1 775)	+0,5%
ДОБЫЧА НЕФТИ [1] Млн. тонн (тыс. барр./сут.) 2007: 10,64 (215) 2008: 11,95 (240)	+12%
ВЫРУЧКА [2] Млрд. тенге (млрд. долларов США) 2007: 487 (3,97) 2008: 605 (5,03)	+24%
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ [2] Млрд. тенге (млрд. долларов США) 2007: 157 (1,28) 2008: 241 (2,01)	+54%
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ [2] Млрд. тенге (млн. долларов США) 2007: 40,1 (327,18) 2008: 41,9 (348,26)	+4,5%
ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ, ДЕНЬГИ И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ [3] Млрд. тенге (млрд. долларов США) 2007: 369,4 (3,07) 2008: 534,5 (4,43)	+45%
ДИВИДЕНД НА АКЦИЮ Тенге 2007: 563 2008: 656 [4]	+16,6%
ДИВИДЕНД НА ГДР Долларов США [5] 2007: 0,78 2008: 0,73 [4]	-6,4%

[1] *С учетом долей в СП «Казгермунай» и CCEL («Каражанбасмунай»).*

[2] *Переведено по курсу 122,55 и 120,29 тенге/доллар США за 2007 и 2008 гг., соответственно.*

[3] *Чистые финансовые активы – денежные средства, их эквиваленты и прочие финансовые активы за вычетом займов. Переведено по курсу 120,30 и 120,77 тенге/доллар США на 31.12.2007 и 31.12.2008, соответственно.*

[4] *Рекомендация Совета директоров от 31.03.2009, подлежит утверждению общим собранием акционеров 28.05.2009.*

[5] *Переведено по курсу 120,58 для 2007 г. (обменный курс на 28.05.2008, дату годового общего собрания акционеров, утвердившего дивиденд за 2007 г.) и 150,0 тенге/доллар США для 2008 г. (середина текущего индикативного диапазона, установленного Национальным Банком РК).*

Одним из важнейших факторов, повлиявших на работу АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» в 2008-ом году, стала волатильность цены на нефть. В течение года разрыв между максимальной и минимальной ценой нефти составил почти 110 долларов США.

Несмотря на это, в 2008-м году РД КМГ заработала рекордную в своей истории прибыль – 2 млрд. долларов США. Такой успех во многом обусловлен рациональным использованием потенциала Компании и умелыми действиями ее руководства, учитывающими как положительную, так и отрицательную конъюнктуру рынка и его динамику.

РД КМГ доказала свою устойчивость к внешним потрясениям и тем самым продемонстрировала успешность стратегии развития, разработанной пять лет назад, во время создания Компании. Этой стратегии РД КМГ будет придерживаться и в 2009 году.

Во-первых, Компания намерена поддерживать достигнутый уровень добычи. На месторождениях Эмбы и Узеня, также как и на месторождениях компаний «Казгермунай» и «Каражанбасмунай» «полка» уже стабилизирована, и в 2009 году предполагается сохранить достигнутый уровень, прежде всего, благодаря применению необходимых технологий добычи нефти.

Во-вторых, РД КМГ продолжает ориентироваться на пополнение своих активов. Один из путей достижения этой цели – разведка новых месторождений в пределах лицензионных участков и получение новых лицензий в ранее недостаточно изученных районах. Затраты на геологоразведочные работы, предусмотренные бюджетом 2009 года, позволяют продолжить движение в данном направлении.

Обращение Председателя Совета директоров

Другой путь, уже апробированный Компанией – приобретение новых активов. Владение 50%-ми долями в «Казгермунай» и «Каражанбасмунай» уже сыграло свою положительную роль в 2008 году. Политика приобретений будет продолжена, тем более, что при наблюдающейся тенденции развития рынка не исключено, что эти приобретения можно произвести на еще более выгодных для РД КМГ условиях.

РД КМГ намерена выйти на международные рынки, что соответствует общей стратегии продвижения группы компаний «КазМунайГаз». Важным шагом в данном направлении стало трехстороннее Рамочное соглашение о сотрудничестве в сфере разведки и добычи, подписанное двумя нашими компаниями с «Би Джи Групп» в декабре 2008 года.

В-третьих, Компания планомерно работает над сокращением затрат. Совершенствуется система управления, дают результаты внедренные стандарты ISO, прежде всего, в области качества менеджмента, повышается эффективность производства. Компания стремится рационально использовать свои ресурсы, благодаря чему коэффициент восполнения запасов (отношение прироста запасов к добыче за год) составил 113%. Конечно, Компания понимает, что предстоит еще немало сделать в данном направлении. Что касается 2009 года, учитывая неблагоприятную конъюнктуру рынка, мы значительно снизили все непроизводственные затраты, в первую очередь – административные расходы.

Несмотря на то, что план развития 2009 года довольно консервативен, так как базируется на прогнозе среднегодовой цены на нефть марки Брент 40 долларов США за баррель, мы отдаем себе отчет в том, что возможен еще менее благоприятный вариант развития событий. Поэтому менеджмент РД КМГ по поручению Совета директоров подготовил сценарий, предусматривающий, что цена на нефть может упасть до 25 долларов США за баррель. В этом случае Компании придется пойти на определенное изменение тактики, однако будет сделано все необходимое, чтобы не менять общего стратегического курса развития.

История казахстанской нефтедобычи насчитывает 110 лет. Вот уже несколько поколений казахстанских нефтяников вносят свой вклад в развитие своей страны; мы стремимся сберечь этот бесценный опыт и использовать во благо отрасли и экономики в целом.

Приятно осознавать, что основной кладовой этого опыта является АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» - естественный преемник тех первых компаний, которые больше века назад начали добывать нефть на Эмбе.

Конечно, пять лет существования РД КМГ – это лишь небольшая часть казахстанской нефтяной истории. Но часть очень важная. Пример РД КМГ показывает, что можно успешно сочетать вековые традиции с современными подходами к бизнесу.

Верные решения дают результат только тогда, когда они правильно выполняются. И 2008-й год подтверждает эту истину. Многое еще предстоит достигнуть, но у РД КМГ хорошие перспективы, если впитав в себя опыт предыдущих поколений она и впредь будет развиваться как современная, хорошо оснащенная и конкурентоспособная компания. Я уверен, что так и будет.

Каиргельды Кабылдин
Председатель Совета директоров

Обращение Генерального директора

2008-й год стал для АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» годом испытания на прочность. С одной стороны, в этом году наша прибыль достигла максимального за пять лет уровня – два млрд. долларов США. С другой стороны, год ознаменовался падением мировых цен на нефть, резким ухудшением глобальной экономической ситуации и принятием нового Налогового Кодекса Республики Казахстан. Эти явления отразились и на деятельности нашей Компании.

Приятно отметить, что РД КМГ оказалась хорошо подготовленной к новым вызовам, и мы смогли удержать ранее завоеванные позиции. В 2008 году РД КМГ добыла около 12 млн. тонн нефти, учитывая нашу долю в годовом объеме добычи компаний «Казгермунай» и «Каражанбасмунай», половиной процентов акций которых мы владеем. Благодаря этим приобретениям стал возможен высокий рост нашей нефтедобычи, и РД КМГ удержала за собой второе место в Казахстане по данному показателю. В соответствии с избранной стратегией, мы намерены и впредь продолжать работу по поиску и приобретению новых активов. Важным шагом в этом направлении стало подписание трехстороннего Рамочного соглашения о сотрудничестве в сфере разведкии и добычи между «Би Джи Групп», НК КМГ и РД КМГ.

Наша Компания рационально подходит к использованию природных ресурсов, разработку которых нам доверило государство. Благодаря применению современных технологий и высокому профессионализму наших специалистов, РД КМГ удается поддерживать стабильный уровень добычи на имеющихся активах и одновременно восполнять запасы. Согласно отчету независимой компании Gaffney, Cline & Associates, по состоянию на 31 декабря 2008 года общие запасы нефти по категории «доказанные плюс вероятные» (2P) составили более 241 млн. тонн, без учета долей РД КМГ в компаниях «Казгермунай» и CCEL («Каражанбасмунай»).

В течение года Компания не раз демонстрировала свою устойчивость к внешним потрясениям. Свидетельством этого стало подтверждение агентством Standard & Poor's кредитного рейтинга РД КМГ на уровне «BB+». Таким образом, достойную оценку получили усилия менеджмента Компании, направленные на открытость, транспарентность и улучшение системы финансового контроля. Отдельно была отмечена финансовая устойчивость Компании, которую обеспечивают адекватная прибыльность, достаточные денежные потоки и сбалансированная стратегия по управлению денежными средствами.

Безусловно, Компания не могла не отреагировать на резкое ухудшение ценовой конъюнктуры. Выполняя решение Совета директоров, менеджмент составил проект бюджета на 2009 год, исходя из прогноза, что среднегодовая цена на нефть сорта Брент составит 40 долларов США за баррель. План добычи нефти на Эмбе и в Узене был незначительно уменьшен. Все непроизводственные расходы были максимально сокращены при сохранении принципиальной части капитальных вложений, связанных с геологоразведкой и поддержанием жизнеспособности скважин. Более того, Компании удалось избежать сокращений рабочего персонала, и тем самым сберечь кадровый потенциал в расчете на улучшение макроэкономической ситуации.

РД КМГ отреагировала и на падение курса акций. Понимая, что под влиянием внешних факторов курс акций перестал отражать реальную стоимость Компании, менеджмент начал осуществление программы обратного выкупа ценных бумаг РД КМГ. Тем самым, мы продемонстрировали уверенность в Компании, а также способствовали более эффективному использованию денежных средств в интересах всех акционеров.

В целом, 2008-й год подтвердил высокие деловые качества менеджмента РД КМГ. Наша команда доказала, что способна справиться с возникающими трудностями. Со временем нам удалось выстроить современную систему корпоративного управления, отличающуюся прозрачностью и эффективностью. Мы постоянно работаем над совершенствованием процессов управления, демонстрируя строгую приверженность наилучшей мировой практике и передовому опыту в данной области. Приятно отметить, что эта работа находит признание независимых экспертов. Так, в ноябре 2008 года агентство Standard & Poor's повысило рейтинг корпоративного управления компании РД КМГ с РКУ 5+ до РКУ 6 по международной шкале.

РД КМГ является социально ответственной компанией. Мы стремимся поддерживать проекты, направленные на улучшение условий жизни в регионах нашей производственной деятельности. Кроме того, Компания делает все необходимое, для того чтобы обеспечить своим сотрудникам справедливую оплату, необходимые социальные гарантии и безопасные условия труда. Эти усилия получили высокую оценку государства – в ходе национального конкурса по социальной ответственности бизнеса, объявленного Президентом Казахстана, РД КМГ была признана победителем в номинации «Лучший коллективный договор» среди крупных компаний.

Основа успешной деятельности и устойчивости нашей Компании – это, конечно, люди. В РД КМГ создана сплоченная команда профессионалов, а в своей повседневной трудовой деятельности нам удается сочетать современные подходы и накопленный опыт предыдущих поколений. За нашими плечами – 110-летняя история добычи нефти в Казахстане, и мы гордимся своими богатыми традициями в этой сфере.

Я хотел бы выразить признательность Совету директоров, благодаря которому мы ощущаем поддержку Национальной Компании, понимание международной деловой среды независимыми директорами, и можем использовать богатый опыт всех членов Совета директоров. Эти факторы являются ключевыми для успеха Компании.

Уверен, что 2008-й год закалил нашу Компанию и способствовал ее дальнейшему укреплению. У меня нет сомнений в том, что РД КМГ сумеет достичь поставленных целей в интересах всех акционеров.

Аскар Балжанов
Генеральный директор

Совет директоров

Каиргельды Кабылдин

Был назначен президентом НК КМГ в августе 2008 года. 24 сентября того же года был избран в Совет директоров РД КМГ, и назначен Председателем Совета директоров 8 октября 2008 года. Каиргельды Кабылдин окончил Казахский Политехнический Институт и имеет более чем 30-летний опыт в нефтегазовой отрасли. До назначения в НК КМГ являлся заместителем Председателя Правления Казахстанского холдинга по управлению госактивами «Самрук». Ранее занимал руководящие позиции в компаниях НК КМГ, ЗАО НК «Транспорт нефти и газа», ЗАО «КазТрансОйл».

Аскар Балжанов

Был назначен генеральным директором Компании 7 июня 2006 г. и избран в Совет директоров 12 июня 2006 г. Ранее он являлся генеральным директором АО «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз», дочерней компании НК КМГ, специализирующейся на морских нефтегазовых проектах. После окончания Московского института нефтехимической и газовой промышленности приобрел значительный опыт в нефтегазовой сфере, работая на разных должностях в нефтедобывающих предприятиях, в том числе «Эмбанефть РА», «КазахстанНефтеГаз SE», «КазахстанМунайГаз SE», «КазРосГаз» и НК КМГ.

Толеген Бозжанов

Является вице-президентом НК КМГ с 7 июня 2008 года. 24 сентября того же года избран членом Совета директоров РД КМГ. Толеген Бозжанов окончил КазГУ им. Аль-Фараби, Казахскую Государственную Строительную Академию и имеет степень бакалавра университета Warwick. Ранее занимал руководящие позиции в таких компаниях как ОАО «Казкоммерц Секьюритиз», ТОО «Кар-Тел», НК КМГ. До последнего назначения являлся генеральным директором АО «Торговый Дом «КазМунайГаз».

Ержан Жангаулов

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

Органом управления Компании является Совет директоров, а исполнительным органом - Правление Компании. Генеральный директор, возглавляющий Правление, является также членом Совета директоров Компании, и единственным представителем исполнительного органа Компании в Совете директоров. В связи с первичным размещением акций в Совет директоров РД КМГ были избраны три независимых директора - Кристофер Макензи, Пол Мандука и Эдвард Уолш. Остальные четверо членов Совета директоров, включая его Председателя Каиргельды Кабылдина, являются представителями АО «Национальная компания «КазМунайГаз».

Кенжебек Ибрашев

Вице-президент НК КМГ, член Совета директоров РД КМГ с 30 октября 2007 года. Закончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. Губкина. Приобрел большой опыт работы в нефтегазовой отрасли, в том числе на руководящих должностях. Начиная с 2003 года, работал директором по развитию бизнеса в Республике Казахстан в Agip Kazakhstan North Caspian Operating NV, первым заместителем генерального директора, а затем и генеральным директором АО «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз».

Кристофер Маккензи

Работал в таких компаниях, как JP Morgan, GE Capital и Brunswick Capital в Великобритании, США, Японии и России, где приобрел большой опыт в сфере слияний и поглощений и инвестиционной деятельности банков. Является Председателем Совета директоров в Borets International Ltd., крупной сервисной нефтяной компании, и состоит в составе директоров компаний из Великобритании и Саудовской Аравии. Имеет степень магистра Оксфордского университета и MBA университета INSEAD. Избран в качестве независимого члена Совета директоров Компании 28 августа 2006 г. Председатель Комитета по вознаграждениям, член Комитетов по аудиту и по назначениям.

Пол Мандука

Обладает большим опытом в сфере бизнеса и управления инвестициями. 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. Последние 10 лет был независимым директором в совете директоров в различных компаниях и возглавлял комитеты по аудиту, вознаграждениям и назначениям. Имеет степень магистра Оксфордского университета. Избран в качестве независимого члена Совета директоров 28 августа 2006 г. Председатель Комитета по аудиту, член Комитета по вознаграждениям.

Эдвард Уолш

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

События 2008 года

Мировой экономический кризис стал тем фоном, на котором развивались события 2008 года. Тем не менее, для РД КМГ этот год стал одним из самых успешных со времени основания Компании. Помимо финансовых и производственных показателей, которые говорят сами за себя, успешность и правильность принимаемых решений подтверждена независимыми экспертными компаниями. Нашу приверженность рациональному использованию запасов подтвердила Gaffney, Cline & Associates, усилия по развитию корпоративного управления высоко оценены Standard & Poor's, а наша социальная политика получила признание на высочайшем государственном уровне.

Первый нефтяной фонтан в Казахстане - на месторождении Карашунгул

I квартал

22 января
РД КМГ обнародовала операционные результаты за 2007 г. Объем добычи нефти с учетом долей в дочерних предприятиях составил 10 639 тыс. тонн (215 тыс. барр. в сутки). Это на 1 118 тыс. тонн или на 11,64% больше, чем в 2006 г. Увеличение добычи, в основном, связано с приобретениями 50%-х долей участия в ТОО СП «Казгермунай» и в CITIC Canada Energy Limited (CCEL).

5 февраля
РД КМГ объявила об увеличении доказанных и вероятных запасов. Согласно отчету независимой компании Gaffney, Cline & Associates, общие запасы нефти по категории «доказанные и вероятные» (2P) составили 240,0 млн. тонн (1 767 млн. баррелей), без учета долей РД КМГ в компаниях «Казгермунай» и CCEL («Каражанбасмунай»).

По сравнению с показателем на начало 2007 г. запасы по вышеуказанной категории выросли на 18,1%. С учетом нефти, добытой в течение 2007 г., прирост запасов составил 22,8%. Коэффициент восполнения запасов (отношение прироста запасов к добыче за год) составил 490%.

19 февраля
РД КМГ подписала соглашение с акиматом Мангистауской области о выделении средств на развитие социальной инфраструктуры г. Жанаозен и Каракиянского района. Это соглашение является дополнением к контракту на недропользование, подписанному в 1996 г., на осуществление разработки нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области. Согласно условиям договора ежегодно в соответствии с Программой развития социальной инфраструктуры г. Жанаозен и Каракиянского района РД КМГ будет выделять 900 млн. тенге.

17 марта
РД КМГ опубликовала финансовые результаты за 2007 г. Согласно аудированным финансовым результатам чистая прибыль Компании по сравнению с 2006 г. увеличилась на 28% и составила 157 млрд. тенге (1 282 млн. долларов США). Дополнительная прибыль в размере 17,9 млрд. тенге (146 млн. долларов США) получена за счет 50% доли в ТОО СП «Казгермунай».

II квартал

17 мая
Введена экспортная таможенная пошлина на экспорт нефти в размере 109,91 доллара США за тонну (14,9 доллара США за баррель). Впоследствии, с 11 октября 2008 г. размер пошлины был увеличен до 203,8 доллара США за тонну (27,7 доллара США за баррель).

28 мая
Компания провела ежегодное общее собрание акционеров, на котором были одобрены финансовая отчетность и годовой отчет Компании за 2007 г. Также было принято решение о выплате дивидендов в размере 563 тенге на акцию (0,78 доллара США на ГДР), включая специальный дивиденд.

29 мая
День открытых дверей РД КМГ («РД Open»). Компания предоставила биржевым аналитикам и представителям СМИ информацию по основным направлениям своей работы.

30 июня
Руководство РД КМГ и НК КМГ провело в городе Жанаозен встречу с представителями транспортных подразделений ПФ «Озенмунайгаз» с целью разрешения спорных вопросов касательно предполагаемой реструктуризации ОМГ и системы оплаты труда рабочих данных подразделений. Меры, принятые в течение нескольких месяцев после данной встречи, позволили снять социальную напряженность и усилить трудовую дисциплину.

III квартал

1 июля
Состоялось очное заседание Совета директоров РД КМГ. В ходе заседания члены Совета одобрили изменения в программу геологоразведочных работ на 2008 г. В соответствии с принятым решением Компания провела сейсморазведочные работы 3D в объеме 360 кв.км. с целью детального изучения подсолевой структуры Буйыргын блока Р-9.

2-4 июля
Представители руководства РД КМГ приняли участие в международной конференции Kazakhstan Growth Forum (г. Лондон).

3 июля
Цена на нефть марки Брент достигла максимального уровня – 146,08 доллара США за баррель.

18 июля
РД КМГ обнародовала операционные результаты первого полугодия 2008 г. Консолидированный объем добычи нефти составил 5 899 тыс. тонн (238 тыс. барр. в сутки). Это на 960 тыс. тонн или на 19,4% больше, чем за аналогичный период 2007 г. Увеличение добычи произошло, в основном, за счет приобретения 50%-х долей в компаниях ТОО СП «Казгермунай» и CCEL («Каражанбасмунай») в апреле и декабре 2007 г. соответственно.

28 июля
Начата выплата акционерам Компании годового дивиденда по итогам 2007 г. Общая сумма дивиденда составила около 39,5 млрд. тенге (около 328,4 млн. долларов США).

16 сентября
РД КМГ опубликовала финансовые результаты за первое полугодие 2008 г. Согласно неаудированной промежуточной финансовой информации чистая прибыль увеличилась на 154% и составила 147,5 млрд. тенге (1,2 млрд. долларов США), что привело к увеличению дохода с 780 тенге на одну акцию до 1 990 тенге на одну акцию (1,05 доллара США на одну ГДР и 2,75 доллара США на одну ГДР, соответственно). Дополнительная прибыль в размере 28,6 млрд. тенге (238 млн. долларов США) получена за счет 50% долей в ТОО СП «Казгермунай» и CCEL.

24 сентября
На внеочередном общем собрании акционеров избраны новые члены Совета директоров Компании: президент НК КМГ Каиргельды Кабылдин и вице-президент НК КМГ Толеген Бозжанов.

IV квартал

8 октября
Совет директоров РД КМГ одобрил программу обратного выкупа акций Компании. В соответствии с этой программой, Компания намерена приобрести простые акции, размещенные на Казахстанской фондовой бирже (KASE) и глобальные депозитарные расписки, размещенные на Лондонской фондовой бирже (LSE) на общую сумму до 350 млн. долларов США. Начало реализации программы обратного выкупа своих акций - 24 ноября. Процесс обратного выкупа акций проходит в соответствии с требованиями фондовых бирж и завершится 31 октября 2009 г.

8 октября
На очном заседании Совета директоров был избран Председатель Совета. Им стал президент НК КМГ Каиргельды Кабылдин. Кроме того, в связи с кадровыми изменениями утвержден новый член Правления РД КМГ - директор ПФ «Озенмунайгаз» Каирбек Елеусинов.

17 ноября
Международное рейтинговое агентство Standard & Poor's (S&P) подтвердило РД КМГ кредитный рейтинг «BB+». Агентство S&P отмечает, что усилия

менеджмента компании направлены на открытость, транспарентность и улучшение системы финансового контроля. Финансовую устойчивость РД КМГ обеспечивают адекватная прибыльность, достаточные денежные потоки, сбалансированная стратегия по управлению денежными средствами.

18 ноября
Международное рейтинговое агентство Standard & Poor's повысило рейтинг корпоративного управления компании «Разведка Добыча «КазМунайГаз» с РКУ 5+ до РКУ 6 по международной шкале.

5 декабря
НК КМГ, РД КМГ и «Би Джи Групп» подписали Рамочное соглашение о сотрудничестве в сфере разведки и добычи. В соглашении установлены принципы совместного изучения потенциала запасов углеводородов на отдельных участках в Республике Казахстан и в других странах. Компании будут сотрудничать в целях определения возможностей для совместного участия в перспективных проектах в сфере разведки и добычи нефти и газа.

24 декабря
РД КМГ стала лауреатом премии конкурса по социальной ответственности бизнеса «Парыз». Компания заняла первое место в категории «Субъект крупного предпринимательства» в номинации «Лучший коллективный договор». В данной номинации рассматриваются коллективные договоры, значительно улучшающие и укрепляющие трудовые и социальные права работников, предусмотренные законодательством.

24 декабря
Цена на нефть марки Брент достигла минимального уровня – 36,61 доллара США за баррель.

25 декабря
Совет директоров РД КМГ утвердил бюджет Компании на 2009 год, исходя из среднегодовой цены на нефть сорта Брент в 40 долларов США за баррель.

Капитальные вложения РД КМГ в 2009 году планируются в размере около 40 млрд. тенге (266,7 млн. долларов США). Сокращение капитальных вложений по сравнению с ранее планируемым объемом связано с резким ухудшением мировой экономической ситуации.

Объем добычи на основных активах (ПФ «Озенмунайгаз» и ПФ «Эмбамунайгаз») запланирован на уровне 9,141 млн. тонн (184,32 тыс. барр. в сутки), что ниже плана добычи на 2008 г. на 3,8%. Это объясняется тем, что при низких ценах на нефть поддержание существующих темпов добычи на отдельных низкодебетных скважинах становится нерентабельным.

(1) *Простые акции*

Операционная деятельность

Ключевые задачи производственной деятельности РД КМГ – это поддержание добычи на стабильном уровне и оптимизация затрат. Применение современных технологий и оборудования, наряду со своевременным пересмотром действующих планов добычи, помогает не только сохранить достигнутый уровень добычи, но и повысить нефтеотдачу существующих месторождений.

Добыча и реализация нефти

В 2008 г. РД КМГ (с учетом долей в компаниях «Казгермунай» и CCEL) добыто 11 954 тыс. тонн нефти (239,8 тыс. барр. в сутки), что на 1 315 тыс. тонн или на 12% больше, чем в 2007 г. Увеличение объема произошло с учетом нефти, добываемой компаниями, доли в которых были приобретены РД КМГ в 2007 г.

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

Работа по оптимизации производства 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.

Эти меры позволяют поддерживать оптимальный уровень добычи на собственных месторождениях, большинство из которых находится на поздней стадии эксплуатации.

На основных активах (ПФ «Озенмунайгаз» и ПФ «Эмбамунайгаз») было добыто 9 470 тыс. тонн (190,4 тыс. барр. в сутки), что незначительно отличается от уровня 2007 г.

В настоящее время, благодаря предпринятым мерам Компания вышла на оптимальный уровень добычи, который она стремится поддерживать.

В 2008 г. покупателям было реализовано 9 079 тыс. тонн нефти (182,6 тыс. барр. в сутки) без учета нефти «Казгермунай» и CCEL, в том числе на экспорт

1911

Промышленная разработка месторождения Доссор

7 008 тыс. тонн нефти (140,9 тыс. барр. в сутки). Доля от объемов продаж компаний «Казгермунай» [1] и CCEL, принадлежащая РД КМГ, составила 2 474 тыс. тонн нефти (49,5 тыс. барр. в сутки), включая 2 125 тыс. тонн нефти (42,5 тыс. барр. в сутки), поставленных на экспорт.

	Озенмунайгаз	Эмбамунайгаз
Месторождений	2	39
Добывающих скважин	3 766	2 248
Нагнетательных скважин	1 233	442
Запасы нефти категории 2P на 31.12.2008 г. (млрд. баррелей)	1,35	0,42
Добыча нефти в 2007 г. (тыс. баррелей в сутки)	136	57
Добыча нефти в 2008 г. (тыс. баррелей в сутки)	134	57
Кратность запасов (лет)	27	21

Прирост запасов

Согласно отчету независимой компании Gaffney, Cline & Associates, в 2008 г. общие запасы нефти РД КМГ по категории «доказанные и вероятные» (2P) составили 241,2 млн. тонн (1 775 млн. баррелей), без учета долей в компаниях «Казгермунай» и CCEL («Каражанбасмунай»).

С учетом нефти, добытой в течение 2008 г., прирост запасов составил 10,7 млн. тонн (78 млн. баррелей). Коэффициент восполнения запасов (отношение прироста запасов к добыче за год) составил 113%. Кратность запасов в 2008 г. - 25 лет.

Эти результаты в полной мере отражают эффективность работы Компании. Рост доказанных и вероятных запасов РД КМГ объясняется рациональным использованием ресурсов. Благодаря применению современных технологий и высокому профессионализму специалистов Компании, РД КМГ удается поддерживать стабильный уровень добычи и одновременно восполнять запасы.

[1] *Роялти, уплачиваемый ТОО СП «Казгермунай» в натуральном выражении, учтен как часть проданного объема.*

Развитие Компании

РД КМГ планомерно, шаг за шагом, движется заданным курсом, нацеленным на расширение ресурсной и производственной базы. В 2008 году впервые в операционных и финансовых результатах Компании были консолидированы показатели деятельности ТОО СП «Казгермунай» и CCEL («Каражанбасмунай»), в которых РД КМГ владеет 50% долями. В результате приобретений, сделанных в 2007 году, уровень среднегодовой добычи Компании в 2008 году вырос на 12% и составил 11,95 млн. тонн. Доля РД КМГ в чистом доходе «Казгермунай» составила 58,8 млрд. тенге (488,6 млн. долларов США). Финансовый доход, полученный от CCEL, составил 2,9 млрд. тенге (23,7 млн. долларов США).

Приобретение новых активов

В 2008 г. Компанией проведены комплексные проверки потенциальных активов, сделана предварительная оценка рисков и прибыльности ряда проектов. Ввиду объективных причин Компанией было принято решение продлить сроки реализации сделок. Этот шаг был обусловлен налоговой неопределенностью, вызванной разработкой нового Налогового кодекса Республики Казахстан, а также изменениями на мировом нефтегазовом рынке: снижением цены на нефть, падением котировок ведущих нефтегазовых операторов и общим спадом экономической активности.

Для компаний, таких как РД КМГ, располагающих существенными финансовыми ресурсами, наступило самое подходящее время для покупки новых активов, так как с падением цен на нефть стоимость этих активов также снижается.

Покупка доли АО «Мангистаумунайгаз»

РД КМГ неоднократно заявляла о своей заинтересованности в приобретении доли в добывающих активах АО «Мангистаумунайгаз» (ММГ). В апреле 2009 г. НК КМГ и CNPC подписали соглашение по приобретению 100% простых акций ММГ у компании Central Asia Petroleum Ltd.

НК КМГ планирует завершить сделку после получения соответствующих одобрений регулирующих органов.

Предполагается, что после закрытия этой сделки РД КМГ будет вести переговоры о приобретении доли в АО «Мангистаумунайгаз».

Соглашение между НК КМГ, РД КМГ и «Би Джи Групп»

В 2008 году РД КМГ сделала важный шаг на пути к выходу на международный рынок разведки и добычи углеводородов.

5 декабря 2008 г. НК КМГ, РД КМГ и «Би Джи Групп» подписали Рамочное соглашение о сотрудничестве в сфере разведки и добычи.

В Рамочном соглашении установлены принципы совместного изучения потенциала запасов углеводородов на отдельных участках в Республике Казахстан и в других странах. Компании будут сотрудничать в целях определения возможностей для совместного участия в перспективных проектах в сфере разведки и добычи нефти и газа. Совместная группа произведет оценку конкретных целевых регионов и выработает рекомендации для партнеров в отношении выбора перспективных участков.

Сотрудничество с «Би Джи Групп» позволит РД КМГ участвовать в крупномасштабных международных проектах и достичь нового уровня развития.

Это первое соглашение такого масштаба в Центральной Азии и оно, безусловно, стратегически важно для РД КМГ. Выгоды для РД КМГ от данного сотрудничества очевидны. Это, во-первых, выход на международный рынок в партнерстве с опытным нефтегазовым оператором, во-вторых, получение опыта управления международными проектами, в том числе оффшорными, а также получение доступа к современными технологиям разведки и добычи нефти и газа.

Соглашение предусматривает долгосрочное партнерство в целях взаимовыгодного сотрудничества, при этом вклад «Би Джи Групп» – это международный опыт в области разведки и добычи, передача технологий и обучение местных кадров. А РД КМГ привнесет в общий проект свое знание местной специфики отрасли, а также значительные технические и коммерческие возможности в области разведки и добычи.

Разведка

Геологоразведочные работы являются ключевым направлением деятельности РД КМГ по приросту запасов. На протяжении 2008 г. Компания вела работу по поиску углеводородов на больших глубинах – в подсолевых отложениях.

Были проведены детальные сейсморазведочные работы на блоках Лиман и Р-9, по результатам которых проведен комплексный анализ полученных геолого-геофизических данных в целях оценки ресурсной базы выделенных объектов. Кроме того, проведена оценка рисков при выборе точек заложения первых разведочных скважин.

Несмотря на то, что бюджетом РД КМГ в 2009 г. предусмотрено сокращение затрат в целом, на геологоразведочные работы планируется рост инвестиций в целях расширения ресурсной базы.

Основным объектом для дальнейшего изучения станет блок Р-9. В частности, в северной и северо-восточной частях блока предусматриваются полевые сейсмические работы.

Добыча нефти в 2008 г., млн. тонн

Запасы нефти категории 2Р по состоянию на 31.12.2008, млн. тонн

На другой структуре блока – Буйыргын – ранее были проведены полевые сейсмические 3D исследования. В 2009 г. планируется произвести интерпретацию данных с глубинной миграцией до суммирования.

Ожидается, что по результатам вышеприведенных комплексных исследований на первоочередной структуре начнется бурение одной скважины проектной глубиной 2 000 метров, нацеленной на надсолевые отложения. Кроме того, в расчете на подсолевой комплекс предполагается начать бурение одной скважины проектной глубиной 7 000 метров, строительство которой продолжится в 2010 г.

Будет продолжена доразведка месторождения С. Нуржанов. По результатам бурения скважины №502 и №503 подтвердилось расширение площади распространения нефтяной залежи в триасовых отложениях на южном отдельном блоке месторождения. В связи с этим в 2009 г. планируется бурение двух скважин проектной глубиной 3 500 метров.

Возможности развития

Как дочерняя структура НК «КазМунайГаз» РД КМГ имеет возможность участвовать в реализации проектов в области нефтегазопереработки и нефтехимии.

Одним из таких проектов является Производство дорожных битумов из нефти, добытой АО «Каражанбасмунай» (50% которой принадлежит РД КМГ).

Помимо производства битума, проект направлен на облагораживание тяжелой нефти АО «Каражанбасмунай». Данный проект разработан НК КМГ и АО «Kazakhstan Petrochemical Industry» (50% АО «KPI» принадлежит РД КМГ).

Другим проектом, одобренным в 2008 г., является строительство установки сероочистки попутного нефтяного газа (ПНГ) прорвинской группы месторождений, которая будет способствовать более эффективной утилизации ПНГ. Были осуществлены предпроектные исследования для выбора технологии очистки и определена бюджетная стоимость проекта.

Также Компания реагирует на задачи Правительства по развитию связанного с нефтедобычей бизнеса. Одной из таких задач является строительство интегрированного нефтехимического комплекса по производству высококачественного полиэтилена и полипропилена в Атырауской области (ИНХК). По решению Совета директоров Компания направит около 40 млн. долларов США как вклад в уставный капитал проектной компании с целью финансирования Фазы 1 проекта, по ее результатам будут получены предложения по строительству ИНХК «под ключ» от участников международного тендера. Окончательно вопрос об участии РД КМГ в реализации проекта строительства ИНХК будет рассмотрен, предположительно, к концу 2009 г.

Запасы нефти РД КМГ категории 2P по состоянию на 31.12.2008, млн. тонн

Капитальные затраты РД КМГ (ОМГ и ЭМГ), млрд. тенге (млн. долларов США)*

* Капитальные затраты рассчитаны по курсу 126,09 122,55, 120,30 и 150 тенге за доллар США для 2006, 2007, 2008 и 2009 соответственно.

Социальная ответственность

РД КМГ строит открытый эффективный бизнес, отвечающий долгосрочным интересам страны и общества. Компания стремится разделить свой успех с регионами своего присутствия, активно участвуя в развитии социальной инфраструктуры. РД КМГ планомерно осуществляет социальную поддержку не только собственного персонала, но и содействует улучшению благосостояния общества в целом, ведь без этого достичь хороших показателей невозможно. Особое внимание РД КМГ уделяет реализации прогрессивной корпоративной политики в области охраны труда и окружающей среды.

Социальные проекты

Основные активы Компании - «Озенмунгайгаз» (ОМГ) и «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) - являются градообразующими предприятиями. Поскольку будущее города Жанаозен (Мангистауская обл.), а также районных центров и поселков Атырауской области напрямую зависит от развития производственных филиалов Компании, в качестве важной составляющей социальной ответственности РД КМГ рассматривает производственные и финансовые результаты деятельности предприятий. Отчисления ОМГ и ЭМГ, которые входят в число крупнейших налогоплательщиков Мангистауской и Атырауской областей, составляют значительную долю региональных бюджетов.

Кроме того, согласно принципам социального партнерства, в рамках контрактов на недропользование, отчисления Компании идут на развитие инфраструктуры регионов деятельности в соответствии с программами местных исполнительных органов власти.

В 2008 г. объем расходов на финансирование медицинского обслуживания, спорта, сферы досуга и отдыха, специальных благотворительных и спонсорских программ, а также на социальные льготы и выплаты в регионах деятельности РД КМГ составил около 2,1 млрд. тенге (17,6 млн. долларов США).

Традиционный компонент социальной политики РД КМГ – помощь малообеспеченным группам населения. Предприятия Компании ежегодно направляют материальную помощь и подарки в детские дома и интернаты, объединения ветеранов войны и труда, инвалидов. В условиях экономического кризиса – это наиболее уязвимые слои населения, и РД КМГ намерена и впредь оказывать им посильную поддержку.

Кадровая политика

РД КМГ рассматривает успешную производственную деятельность и заботу о сотрудниках и их семьях как единое целое. Ведь сегодняшние успехи Компании достигнуты во многом благодаря ее персоналу.

В 2008 г. основная цель кадровой политики РД КМГ была - сохранить и укрепить свой кадровый потенци-

ал в условиях экономического кризиса в стране, на всех уровнях - от рабочих до менеджеров. По итогам года РД КМГ стала одной из немногих компаний Казахстана, которой удалось избежать вынужденного сокращения персонала.

В РД КМГ действует коллективный договор, который основан на принципах разграничения прав и обязанностей и направлен на обеспечение эффективной работы акционерного общества, социально-экономических и правовых гарантий работников Компании. В 2008 г. по результатам конкурса по социальной ответственности бизнеса «Парыз» коллективный договор РД КМГ был признан лучшим в Казахстане.

Коллективный трудовой договор Компании позволяет эффективно разрешать трудовые споры в соответствии с законодательством Казахстана. Одним из примеров разрешения таких конфликтов стало урегулирование трудового спора с работниками транспортных подразделений ОМГ в июне 2008 г.

С 1 июля 2008 г. ежемесячная заработная плата работников вспомогательного производства производственных филиалов была повышена на 40-45%, а основного производства – на 20-25%. Это позволило компенсировать влияние инфляции и обеспечить социальную стабильность в регионах деятельности РД КМГ.

Большое внимание Компания уделяет заботе о здоровье персонала. Для сотрудников производственных филиалов и центрального офиса Компании разработаны программы медицинского страхования, организованы регулярные медосмотры и вакцинация.

В 2008 г. на финансирование объектов и мероприятий в сфере здравоохранения и программ медицинского страхования было направлено 602,7 млн. тенге (5 млн. долларов США).

Охрана труда и окружающей среды

В сфере промышленной и экологической безопасности РД КМГ взяла курс на соответствие высоким международным стандартам и успешно придерживается этого направления.

В Компании сформирована и действует единая корпоративная система охраны труда и окружающей среды, обеспечивающая оперативный контроль за качественным состоянием экосистемы месторождений.

Для обеспечения функционирования системы и устойчивого развития окружающей среды, Компанией внедряются и реализуются только самые прогрессивные и прорывные проекты, позволяющие получить максимальный экологический эффект.

Фактические затраты Компании на мероприятия по охране окружающей среды в 2008 году составили: 5,2 млрд. тенге (43,2 млн. долларов США). В 2007 г. на эти цели было выделено 3,9 млрд. тенге (31,8 млн. долларов США).

За истекший год Компанией достигнуто увеличение объемов переработки десятилетиями накопленных отходов, увеличена площадь земель, восстанавливаемых биологическим методом, локализована площадь технологического амбара с 70 га на начало года до 58 га на конец 2008 г.

В 2008 г. независимой аудиторской организацией ТОО РНПиЦ «Казэкология» проведена оценка экологических рисков, по результатам которой установлено, что возможные экологические риски самостоятельно идентифицированы Компанией, разработаны корректирующие мероприятия, зарезервированы достаточные финансовые средства. Компанией успешно осуществлена поэтапная реализация запланированных природоохранных планов.

Новых, не идентифицированных экологических аспектов, которые могут негативно отразиться на имидже и финансовом состоянии Компании, не выявлено.

Производственные объекты нефтяных компаний относятся к разряду опасных, поэтому РД КМГ активно работает над тем, чтобы снижать риск возникновения ситуаций, связанных с угрозой жизни и здоровью персонала.

Тем не менее, проблема несчастных случаев на производстве по-прежнему актуальна. В 2008 году произошло семь несчастных случаев, три из которых – с летальным исходом. За их допущение к ответственным лицам применены самые строгие меры, вплоть до освобождения от занимаемых должностей и усилен общий контроль.

В РД КМГ регулярно осуществляются комплексные проверки и анализ состояния охраны труда и окружающей среды постоянно-действующей комиссией Компании. Комиссия инспектирует производственные объекты и проверяет знания работников производственных подразделений, осуществляет ревизию оборудования и инструментов производства на соответствие их техническим паспортам.

Вопросы безопасности труда регулярно рассматриваются на заседаниях Совета директоров Компании.

Большое внимание уделяется профилактике несчастных случаев. С этой целью налажено постоянное обучение персонала правилам техники безопасности, которое является ключевым звеном действующей системы подготовки и повышения квалификации кадров в Компании.

Информация по корпоративному управлению

Соблюдение Объединенного Кодекса

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

Различия между Казахстанским кодексом корпоративного управления и положениями Объединенного кодекса

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

Компания соблюдает положения Казахстанского кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах

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

Ниже описаны основные различия между Кодексом корпоративного управления и положениями Объединенного кодекса, считающиеся важными по мнению директоров.

- Объединенный кодекс предусматривает проведение неисполнительными директорами заседания без участия Председателя Совета директоров как минимум один раз в год для оценки результатов деятельности Председателя Совета директоров и в других случаях по мере необходимости.

В 2008 г. состоялось пять заседаний независимых директоров, на которых обсуждались следующие вопросы: кадровые перестановки в организационной структуре крупного акционера Компании - НК КМГ, изменения в налоговом законодательстве Республики Казахстан, политика управления денежными средствами Компании, проект строительства первого интегрированного нефтехимического комплекса в Атырауской области, вопрос по проектам производственной программы и бюджета Компании на 2009 г. Несмотря на то, что оценка деятельности Председателя Совета директоров неисполнительными директорами официально не проводилась, в декабре 2008 года деятельность Совета директоров была оценена независимым консультантом. Более подробная информация об оценке деятельности Совета директоров изложена на стр. 21 данного отчета.

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

В Кодекс корпоративного управления Компании положение в отношении независимости Председателя Совета директоров не включено, и, по мнению директоров, Председатель Совета директоров не соответствовал бы критериям независимости, изложенным в соответствующем положении Объединенного кодекса.

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

В настоящее время в Компании имеются три независимых директора: Кристофер Маккензи, Пол Мандука и Эдвард Уолш, и таким образом, число независимых директоров составляет более трети Совета директоров. Также, согласно Уставу Компании, ряд ключевых вопросов требует одобрения большинства независимых директоров. Вопрос о составе Совета директоров и требования о наличии большего числа независимых директоров будет периодически рассматриваться.

- Объединенный кодекс также гласит, что Совет должен назначить одного из независимых директоров в качестве Старшего независимого директора.

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

Заявление об ответственности директоров

В соответствии с Кодексом корпоративного управления Компании, Совет директоров и Правление несут ответственность за достоверность годового отчета и финансовой отчетности Компании.

Согласно Правилам по Раскрытию и Прозрачности Листингового Агентства Великобритании (UKLA's Disclosure and Transparency Rules), каждый из директоров Компании, который указан на странице страницах 6-7 данного Годового Отчета, подтверждает, насколько он/она осведомлен(а) в вопросах:

- финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с МСФО, дающей правдивое и достоверное отражение активов, обязательств, финансового состояния, результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании, сведенного воедино баланса Компании с ее дочерними предприятиями;
- отчетности руководства на предмет предоставления достоверных данных по результатам финансово-хозяйственной деятельности и финансового состояния Компании, ее общих обязательств с дочерними предприятиями, а также описание важнейших рисков и неопределенностей, с которыми они сталкиваются.

Структура Совета директоров

По состоянию на 31 декабря 2008 г. Совет директоров состоял из восьми членов, которыми являются:

ФИО директора	Должность в Компании
Каиргельды Кабылдин	Председатель Совета директоров
Аскар Балжанов	Член Совета директоров (генеральный директор)
Ержан Жангаулов	Член Совета директоров
Толеген Бозжанов	Член Совета директоров
Кенжебек Ибрашев	Член Совета директоров
Кристофер Макензи	Независимый директор
Пол Мандука	Независимый директор
Эдвард Уолш	Независимый директор

Следующие изменения в составе Совета директоров Компании в течение 2008 г. проведены на основании решений общих собраний акционеров Компании по предложению крупного акционера:

- 23 января 2008 г. были прекращены полномочия Асии Сыргабековой, избрана Жаннат Сатубалдина.
- 24 сентября 2008 г. были прекращены полномочия Узакбая Карабалина, который возглавлял Совет директоров с 2006 г., и Жаннат Сатубалдиной, избраны Каиргельды Кабылдин и Толеген Бозжанов.
- Решением Совета директоров (протокол № 27 от 8 октября 2008 г.) Каиргельды Кабылдин избран Председателем Совета директоров Компании.

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

Структура Правления

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

Члены Правления по состоянию на 31 декабря 2008 г.:

ФИО руководителя	Должность в Компании
Аскар Балжанов	Генеральный директор и Председатель Правления
Владимир Мирошников	Первый заместитель генерального директора
Жаннета Бекежанова	Заместитель генерального директора по экономике и финансам
Кайролла Ережепов	Управляющий директор по персоналу и социальной политике
Каирбек Елеусинов	Директор ПФ «Озенмунайгаз»
Багиткали Бисекен	Директор ПФ «Эмбамунайгаз»

В течение 2008 г. на основании решения Совета директоров Компании в состав Правления внесены следующие изменения:

- 1 февраля 2008 г. были прекращены трудовые отношения с членом Правления Аскаром Аубакировым.
- 8 октября 2008 г. были прекращены полномочия Мурата Курбанбаева, избран Каирбек Елеусинов.

Ответственность Совета директоров и Правления

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

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

Правление, в свою очередь, несет ответственность за разработку плана мероприятий по реализации данных функций и за текущую операционную деятельность Компании. Правление отчитывается перед Советом директоров за состояние проделанной работы по достижению целей Компании.

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

За 2008 г. Совет директоров провел 34 заседания, включая шесть заседаний - путем очного голосования, четыре заседания - путем очного голосования посредством телефонной конференц-связи и 24 заседания - путем заочного голосования. В течение года Советом директоров были рассмотрены такие вопросы как предварительное утверждение консолидированной финансовой отчетности Компании за 2007 г.; общему годовому собранию акционеров было рекомендовано утвердить порядок распределения чистого дохода Компании и размера дивиденда на одну простую и одну привилегированную акции Компании по итогам 2007 г. Кроме этого, Советом директоров была утверждена программа по выкупу Компанией размещенных акций РД КМГ. В связи с изменениями в законодательстве Республики Казахстан Советом директоров были утверждены Правила оплаты работников Компании в новой редакции. В рамках своей компетенции Советом директоров также были утверждены: Политика в области закупок, Политика управления денежными средствами, Политика управления рисками, Политика по аудиту финансовой отчетности, обсужден вопрос ключевых показателей эффективности (КПЭ) деятельности членов Правления, руководителя Службы внутреннего аудита и Корпоративного секретаря Компании, а также определен размер оплаты аудиторской организации, осуществляющей аудит финансовой отчетности Компании в 2008 г.

Присутствие членов Совета директоров на заседаниях Совета директоров и Комитетов

	Совет директоров	Комитет по аудиту	Комитет по назначениям	Комитет по вознаграждениям	Комитет по стратегическому планированию
Количество заседаний проведенных в 2008 г.	34	7	3	9	3
Каиргельды Кабылдин *	8	-	-	-	-
Узакбай Карабалин *	26	-	-	-	-
Аскар Балжанов	34	-	-	-	3
Ержан Жангаулов	29	-	-	-	-
Кенжебек Ибрашев	34	-	-	-	3
Кристофер Макензи	33	4	3	9	-
Пол Мандука	34	7	-	8	-
Толеген Бозжанов **	8	-	-	-	-
Жаннат Сатубалдина **	26	-	-	-	-
Эдвард Уолш	34	7	3	8	3

Правление является исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. В 2008 г. Правлением РД КМГ на регулярной основе и по мере необходимости было проведено 38 заседаний, включая шесть заседаний – путем очного голосования, 32 заседания – путем заочного голосования. За 2008 г. Правление Компании рассмотрело следующие наиболее важные вопросы, относящиеся и регулирующие операционную деятельность Компании, но не ограниченные этим: утверждение процедур, регулирующих внутреннюю деятельность Компании в соответствии со стандартами ИСУ, создание и организация деятельности филиала РД КМГ «Инженерный центр», утверждение плана мероприятий по повышению рейтинга корпоративного управления Компании, одобрение реализации проектов по возможному приобретению нефтегазовых активов, находящихся как в Республике Казахстан, так и за ее пределами, утверждение процедуры осуществления закупок в Компании с учетом норм Постановления Правительства РК «Об утверждении правил приобретения товаров, работ и услуг при проведении операций по недропользованию» и Закона РК «О недрах и недропользовании», одобрение отдельного и консолидированного бизнес-плана РД КМГ на 2009-2013 гг., одобрение участия в строительстве первого интегрированного нефтехимического комплекса в Атырауской области, утверждение Положения о ежеквартальном премировании производственных структурных подразделений филиалов Компании по результатам производственно-хозяйственной деятельности, утверждение ключевых показателей деятельности (КПД) заместителей генерального директора, управляющих директоров, руководителей самостоятельных служб и работников Компании, находящихся в прямом подчинении генерального директора.

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

Оценка деятельности Совета директоров

Оценка деятельности Совета директоров была проведена в декабре 2008 года, и ее результаты были представлены на заседании Совета директоров 31 марта 2009 года. Для оценки деятельности использовалась детальная анкета, в которой каждый член Совета директоров оценивал деятельность Совета, Комитетов, директоров и независимых директоров. Также, независимым консультантом были проведены собеседования с каждым членом Совета директоров. Оценка деятельности Совета директоров показала, что Компания предпринимает существенные усилия для улучшения работы Совета директоров, оптимизируя состав и условия его деятельности. Был намечен ряд направлений для дальнейшего улучшения деятельности Совета директоров.

* *24 сентября 2008 г. полномочия Узакбая Карабалина были прекращены и Каиргельды Кабылдин был избран в Совет директоров. Председателем Совета директоров Каиргельды Кабылдин был назначен 8 октября 2008 г.*

** *24 сентября 2008 года были прекращены полномочия Жаннат Сатубалдиной, избран Толеген Бозжанов.*

Комитет по аудиту

Члены Комитета по аудиту
В состав указанного Комитета входят только независимые директора, а именно: Пол Мандука (Председатель Комитета), Кристофер Макензи и Эдвард Уолш. Назначения в Комитет по аудиту осуществляются на период до трёх лет, который может быть продлен по решению Совета директоров не более чем на два дополнительных периода по три года, при условии, что члены Комитета по аудиту остаются независимыми.

Количество заседаний
В течение 2008 г. Комитетом по аудиту проведено семь заседаний. Председатель Комитета по аудиту принимает решение о периодичности и сроках проведения заседаний Комитета. Количество заседаний определяется в соответствии с требованиями по исполнению обязанностей Комитета. Вместе с тем, должно быть не менее четырех заседаний в течение года, которые должны совпадать с основными датами цикла подготовки финансовой отчетности и проведения аудита Компании (когда готовы аудиторские планы внутренних и внешних аудиторов и когда близки к завершению промежуточные финансовые отчеты, предварительные объявления и годовой отчет).

Ответственность и обязанности Комитета по аудиту
Комитет по аудиту среди прочего несет ответственность за любые отчеты, содержащие финансовую информацию Компании, мониторинг системы управления рисками и системы внутреннего контроля и за вовлечение аудиторов Компании в этот процесс. Он также получает информацию от Службы внутреннего аудита Компании, которая следит за соблюдением процедур внутреннего контроля Компании. В частности, Комитет занимается вопросами соблюдения требований законодательства, бухгалтерских стандартов, применимых правил Листингового Агентства Великобритании (UKLA) и Казахстанской фондовой биржи ценных бумаг (KASE), обеспечением эффективной системы внутреннего контроля. Совет директоров несет ответственность за предварительное одобрение годового финансового отчета.

Комитет по аудиту периодически проверяет крупные сделки по приобретениям и отчуждениям и рассматривает любые вопросы, с которыми может обратиться Совет директоров.

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

Деятельность Комитета по аудиту в 2008 г.

Финансовая отчетность
- Рассмотрены вопросы подготовки финансовой отчетности в соответствии с МСФО.
- Утверждены квартальные и годовой финансовые отчеты для раскрытия на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах.

Система внутреннего контроля и управления рисками
- Рассмотрен вопрос об утверждении политики управления денежными средствами (Treasury Policy).
- Обсуждены вопросы по внедрению системы Управления рисками.
- Проведена оценка эффективности внутреннего контроля и Управления рисками.
- Проведен анализ Положения о Комитете по аудиту.
- Проведена самооценка Комитета по аудиту.

Внутренний аудит
- Рассмотрены и утверждены ключевые показатели эффективности (КПЭ).
- Рассмотрены и одобрены планы Службы внутреннего аудита на 2009 г.
- Проведена оценка эффективности внутреннего аудита.

Внешний аудит
- Проведена оценка эффективности деятельности внешнего аудитора, в частности, независимости Компании ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан».
- Рассмотрен и утвержден финансовый отчет за год, представленный внешним аудитором - Компанией ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан».
- Компания ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан» рекомендована в качестве внешнего аудитора Компании.

Комитет по вознаграждениям

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

Ответственность и обязанности Комитета по вознаграждениям
Комитет по вознаграждениям несет ответственность за мониторинг действующей в Компании системы вознаграждения членов Совета директоров, генерального директора, членов Правления и иных работников Компании, в том числе анализ политики вознаграждения в сравнении с другими компаниями.

Также Комитет по вознаграждениям несет ответственность за разработку и предоставление рекомендаций Совету директоров по принципам и критериям определения размера и условий выплаты вознаграждений и компенсаций членам Совета директоров, генеральному директору и членам Правления Компании и по одобрению условий опционных планов Компании и других долгосрочных программ стимулирования членов органов Компании и иных работников Компании.

Комитет по вознаграждениям осуществляет надзор за согласованием политики Компании в области вознаграждения и действующей в Компании системы вознаграждения со стратегией развития Компании и ее финансовым положением, а также с ситуацией на рынке труда.

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

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

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

Деятельность Комитета по вознаграждениям в 2008 г.

В течение 2008 г. Комитет по вознаграждениям провел девять заседаний. Заседания Комитета проводятся по мере необходимости, но в любом случае, не реже одного раза в шесть месяцев. Заседания могут созываться по инициативе Председателя Комитета, члена Комитета, или по решению Совета директоров.

В 2008 г. Комитет по вознаграждениям рассмотрел такие вопросы, как:

- Утверждение набора ключевых показателей эффективности деятельности (КПЭ) для членов Правления, руководителя Службы внутреннего аудита и Корпоративного секретаря Компании.
- О вознаграждении независимых директоров, финансового контролера, руководителя Службы внутреннего аудита Компании.
- Об индексации и повышении заработной платы работников Компании.
- Стратегия и система вознаграждения в Компании.
- Премирование работников Компании по итогам работы за 2007 г. и первого полугодия 2008 г.
- Рассмотрение вопроса о проведении оценки дискреционных показателей членов Правления Компании.

Общие суммы вознаграждений, выплаченных независимым директорам за год, закончившийся 31 декабря 2008 г., указаны в нижеследующей таблице:

ФИО	Годовое 000 $ US	Физическое участие 000 $ US	Телефон-видео 000 $ US	Заседания независимых директоров 000 $ US	Возглавление комитета	Итого 2008 (за вычетом налогов) 000 $ US	Итого 2008 (включая налоги) 000 KZT
Кристофер Макензи	100	40	25	15	15	195	26 107
Пол Мандука	100	60	20	15	25	220	29 459
Эдвард Уолш	100	60	20	15	15	210	28 120
Итого	300	160	65	45	55	625	83 686

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

Общие суммы вознаграждений, выплаченных членам Правления за год, закончившийся 31 декабря 2008 г., указаны в нижеследующей таблице:

ФИО	Должность	Заработная плата 000 KZT	Прочие выплаты за год 000 KZT	Итого 2008 000 KZT	Итого 2007 000 KZT	Итого 2008 000 $ US	Итого 2007 000 $ US
Аскар Балжанов*	Генеральный директор	30 418	26 505	56 923	37 779	473	308
Владимир Мирошников*	Первый заместитель генерального директора	25 479	18 917	44 396	30 448	369	248
Жаннета Бекежанова	Заместитель генерального директора по экономике и финансам	20 506	18 090	38 595	67 104	321	548
Аскар Аубакиров**	Заместитель генерального директора по корпоративному развитию	2 063	8 632	10 695	22 940	89	187
Кайролла Ережепов	Управляющий директор по персоналу и социальной политике	12 016	9 485	21 502	17 912	179	146
Каирбек Елеусинов***	Директор ПФ "Озенмунайгаз"	4 000	3	4 003	-	33	-
Багиткали Бисекен	Директор ПФ "Эмбамунайгаз"	16 470	12 456	28 926	18 594	240	152
Мурат Курбанбаев***	Директор ПФ "Озенмунайгаз"	10 725	11 198	21 923	54 262	182	443
Общая сумма вознаграждений		121 677	105 285	226 963	249 039	1 887	2 033

Комитет по назначениям

В состав Комитета по назначениям входят независимые директора Кристофер Макензи, Эдвард Уолш и Председатель Совета директоров Каиргельды Кабылдин, который является также Председателем Комитета. В течение 2008 г. Комитет по назначениям провел три заседания.

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

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

Комитет по стратегическому планированию

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

* *Общая сумма выплат за 2007 год не включает единовременную годовую премию по итогам 2006 года, выплаченную в 2007 году Аскару Балжанову в сумме 44 443 361 тенге (включая налоги на сумму 4 443 361 тенге) и Владимиру Мирошникову в сумме 38 887 805 тенге (включая налоги на сумму 3 887 805 тенге), возвращенную 4 августа 2008 года и 3 октября 2008 года соответственно.*

** *Трудовой договор с Аскаром Аубакировым расторгнут 1 февраля 2008 года.*

*** *8 октября 2008 года прекращены полномочия Мурата Курбанбаева, избран Каирбек Елеусинов.*

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

Деятельность Комитета по стратегическому планированию за 2008 г.
В течение 2008 года Комитетом было проведено три очных заседания, где были рассмотрены вопросы:

- О перспективах развития Компании в контексте стратегии развития НК КМГ.
- О мерах по повышению акционерной стоимости Компании.
- Проекты по приобретениям новых нефтегазовых активов.
- Краткий обзор о совместной работе НК КМГ, РД КМГ и «Би Джи Групп».

Комитет по управлению рисками

Комитет по управлению рисками осуществляет свою деятельность под председательством генерального директора Аскара Балжанова. В состав Комитета входят первый заместитель генерального директора, заместитель генерального директора по экономике и финансам, управляющий директор по экономике и финансам, управляющий директор по развитию бизнеса, управляющий директор по правовым вопросам, управляющий директор по информационным технологиям, управляющий директор по персоналу и социальной политике, директор департамента охраны труда и окружающей среды, советник по соблюдению/Compliance Officer. Руководитель службы внутреннего аудита участвует в заседаниях Комитета в качестве наблюдателя.

Основной целью деятельности Комитета является оперативное рассмотрение вопросов по управлению рисками в Компании, подготовка рекомендаций Правлению для принятия им решений по вопросам управления рисками, а также мониторинг эффективности системы управления рисками и выработка рекомендаций структурным подразделениям Компании по совершенствованию системы управления рисками для повышения уровня эффективности бизнес-процессов и достижения стратегических целей Компании.

В течение 2008 года Комитет по управлению рисками провел четыре заседания, на которых принял решения по следующим направлениям:

- Развитие культуры риск-менеджмента и улучшение внутренней среды, проведение внутреннего обучения работников.
- Создание специализированного подразделения по управлению рисками.
- Рассмотрение корпоративной программы страхования Компании.
- Рассмотрение существующих и разработанных процедур по управлению рисками в различных функциональных направлениях деятельности Компании.
- Идентификация и оценка портфеля рисков Компании.
- Рассмотрение текущих ситуаций, возникших в процессе оперативной деятельности структурных подразделений Компании в 2008 году.

Доли директоров, высшего руководства и других лиц

Доли директоров и членов Правления

Доли директоров и членов Правления в простых, привилегированных акциях и ГДР Компании, все из которых являются бенефициарными, если нет других указаний, согласно информации, предоставленной членами Совета директоров и Правления, на 31 декабря 2008 г.:

ФИО	Количество простых акций	Количество ГДР	Количество привилегированных акций
Каиргельды Кабылдин	-	-	-
Узакбай Карабалин *	-	-	-
Аскар Балжанов	-	23 158	-
Кенжебек Ибрашев	-	-	-
Ержан Жангаулов	-	8 681	-
Толеген Бозжанов	-	-	-
Кристофер Макензи	-	6 996	-
Пол Мандука	-	6 828	-
Эдвард Уолш	-	6 828	-
Владимир Мирошников	1 163	9 494	-
Жаннета Бекежанова	-	-	-
Кайролла Ережепов	-	-	-
Каирбек Елеусинов	-	-	-
Багиткали Бисекен	-	-	280
Мурат Курбанбаев **	2 497	2	1 236

Директорам и членам Правления были предоставлены Опционы на ГДР согласно Положениям опционной программы Компании:

ФИО	Дата предоставления	Количество ГДР, на которые предоставлены опционы	Цена исполнения опциона	Даты созревания
Каиргельды Кабылдин	–	–	–	–
Аскар Балжанов	4 октября 2006 г.	38 916	US$14,64	По одной трети на 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	29 декабря 2006 г.	10 662	US$0,00	29 декабря 2007 г.
	4 декабря 2007 г.	15 300	US$26,47	4 декабря 2010 г.
Владимир Мирошников	4 октября 2006 г.	33 844	US$14,64	По одной трети на 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	29 декабря 2006 г.	9 935	US$0,00	29 декабря 2007 г.
	4 декабря 2007 г.	12 240	US$26,47	4 декабря 2010 г.
Жаннета Бекежанова	4 октября 2006 г.	29 262	US$14,64	По одной трети на 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	29 декабря 2006 г.	8 590	US$0,00	29 декабря 2007 г.
	4 декабря 2007 г.	10 880	US$26,47	4 декабря 2010 г.
Кайролла Ережепов	4 октября 2006 г.	22 025	US$14,64	По одной трети на 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	29 декабря 2006 г.	6 465	US$0,00	29 декабря 2007 г.
	4 декабря 2007 г.	4 604	US$26,47	4 декабря 2010 г.
Каирбек Елеусинов	4 октября 2006 г.	9 854	US$14,64	По одной трети на 4 октября 2007, 2008 и 2009 гг.
	4 декабря 2007 г.	2 714	US$26,47	4 декабря 2010 г.

* *24 сентября 2008 г. были прекращены полномочия Узакбая Карабалина, Председателя Совета директоров, избран Каиргельды Кабылдин.*

** *8 октября 2008 года прекращены полномочия Мурата Курбанбаева, избран Каирбек Елеусинов. Информация указана по состоянию на 30 сентября 2008 г.*

ФИО	Дата предоставления	Количество ГДР, на которые предоставлены опционы	Цена исполнения опциона	Даты созревания
Багиткали Бисекен	18 мая 2007 г. 4 декабря 2007 г.	16 968 6 347	US$20,00 US$26,47	По одной трети на 18 мая 2008, 2009 и 2010 гг. 4 декабря 2010 г.
Ержан Жангаулов	29 декабря 2006 г.	9 154	US$0,00	29 декабря 2007 г.
Кенжебек Ибрашев	-	-	-	-
Толеген Бозжанов	29 декабря 2006 г.	7 001	US$0,00	29 декабря 2007 г.

Основные акционеры и/или держатели ГДР

В соответствии с законодательством Республики Казахстан ниже представлен список держателей ценных бумаг Компании, которые владеют акциями по состоянию на 31 декабря 2008 г., о количестве которых необходимо сообщать:

Акционер	Количество простых акций	Количество привилегированных акций	Всего размещенных акций
Количество выпущенных акций [1]	70 220 935	4 136 107	74 357 042
Во владении АО НК «КазМунайГаз»	43 087 006	–	43 087 006
Процент от выпущенного акционерного капитала	61,36%	0,00%	57,95%

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

Договоры с директорами

Каиргельды Кабылдин является Председателем Совета директоров и членом Совета директоров Компании. Он был назначен директором на внеочередном общем собрании акционеров 24 сентября 2008 г. 8 октября 2008 г. Совет директоров избрал г-на Кабылдина К.М. Председателем. Каиргельды Кабылдин не получает вознаграждение в качестве члена Совета директоров, но имеет право на возмещение расходов, связанных с таким назначением.

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

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

Толеген Бозжанов является членом Совета директоров Компании. Он был назначен членом Совета директоров на общем собрании акционеров Компании 24 сентября 2008 г. Г-н Бозжанов не получает вознаграждение в качестве члена Совета директоров, но имеет право на возмещение расходов, связанных с таким назначением.

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

[1] Включает выкупленные ГДР для реализации опционной программы Компании, хранящиеся в доверительном управлении (на 31.12.2008 г. - 1 528 749 ГДР), а также акции и ГДР, выкупленные в соответствии с программой выкупа собственных акций (на 31.12.2008 г. – 236 156 ГДР и 16 389 акций).

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

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

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

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

Информация по налогообложению в Великобритании

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

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

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

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

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

В настоящее время в Великобритании рассматривается изменение налогообложения компаний на дивиденды, выплачиваемые юридическими лицами, не являющимися резидентами. Опубликован проект закона, который, в случае его принятия, освободит (за некоторыми исключениями, напр., в связи с направленностью против уклонения от уплаты налогов и небольшими компаниями) держателей СК из Великобритании, являющихся юридическим лицами, от уплаты налога Великобритании на акции или ГДР. По состоянию на 1 марта 2009 года было неясно, когда будут введены в действие данные положения.

Налогообложение при отчуждении или условном отчуждении

Отчуждение долей Держателя из Великобритании в акциях или ГДР может привести к облагаемому налогом доходу или разрешенному вычету в целях налогообложения облагаемого дохода в Великобритании, зависящим от положения Держателя из Великобритании и подлежащих освобождению от уплаты налога. Держатель из Великобритании, который является физическим лицом и проживает в Великобритании, при отчуждении доли в акциях или ГДР, будет обязан уплатить налог Великобритании на прирост капитала на облагаемый налогом доход. Держатель из Великобритании, который является физическим лицом, не проживающим в Великобритании и имеющий право на налогообложение в Великобритании на основе перевода средств, будет уплачивать налог Великобритании на прирост капитала в той мере, в которой облагаемый налогом доход, полученный при отчуждении доли в акциях или ГДР, перечислен или считается перечисленным в Великобританию. В частности, сделки с ГДР на Лондонской фондовой бирже могут привести к перечислению прибыли, которая, соответственно, будет облагаться налогом Великобритании на прирост капитала.

Физическое лицо-держатель акций или ГДР, который перестает быть резидентом или не проживает в Великобритании в налоговых целях в течение менее пяти лет и отчуждает такие акции или ГДР в течение такого периода, при возвращении в Великобританию может быть обязан уплатить налог Великобритании на прирост капитала, несмотря на то, что во время отчуждения он не был резидентом и не проживал в Великобритании.

Держатель из Великобритании, который является юридическим лицом, будет уплачивать корпоративный налог Великобритании на любой облагаемый налогом доход от реализации акций или ГДР.

Действие налогов Казахстана у источника выплаты

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

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

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

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

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

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

Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

Задача нижеследующего обзора - помочь понять и оценить тенденции и существенные изменения в результатах операционной и финансовой деятельности Компании. Настоящий обзор основан на консолидированных финансовых отчетах Компании, и его следует читать вместе с консолидированными финансовыми отчетами и сопроводительными примечаниями. Все финансовые данные и их толкование основываются на финансовых отчетах, подготовленных в соответствии с МСФО.

Общая информация

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (здесь и далее – «Компания» или «РД КМГ») занимается приобретением, разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья. Основная деятельность нефтегазовых объектов осуществляется в Прикаспийском и Мангистауском бассейнах Западного Казахстана. Прямым основным акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» («НК КМГ»), которая представляет интересы государства в нефтегазовой промышленности Казахстана. Компания разрабатывает 41 месторождение нефти и газа, в т.ч. производственный филиал «Озенмунайгаз» («ОМГ») – 2 месторождения, производственный филиал «Эмбамунайгаз» («ЭМГ») – 39 месторождений. Кроме того, Компания имеет 50% долю и дебиторскую задолженность в совместно контролируемых компаниях по добыче нефти и природного газа.

Добыча нефти Компании и ассоциированных с ней предприятий, учитывая долевое участие Компании (50% доля в ТОО СП «Казгермунай» и 50% доля в CCEL), в 2008 году составила 11 954 тыс. тонн или 240 тыс. баррелей в сутки (ОМГ и ЭМГ – 190 тыс. баррелей в сутки, ТОО СП «Казгермунай» – 33 тыс. баррелей в сутки и CCEL – 17 тыс. баррелей в сутки).

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

Условия ведения бизнеса и прогноз

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

Обзор рынка в 2008 году

Цена на нефть сорта Брент в 2008 году в среднем составила 97,08 доллара США за баррель, увеличившись по сравнению с 2007 годом на 24,7 доллара США за баррель.

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 квартал к 4 кварталу	2008	2007	Изменение
	(доллар США /баррель)			%	(доллар США /баррель)		%
Brent	55,48	114,68	88,45	(37%)	97,08	72,39	34%
Смесь КТК	56,26	116,77	89,07	(37%)	98,44	73,02	35%
Urals	53,74	112,31	86,09	(38%)	94,08	69,53	35%

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

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

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 квартал к 4 кварталу	2008	2007	Изменение
Средний обменный курс, тенге за 1 доллар США	120,16	119,99	120,75	0%	120,29	122,55	(2%)
ИПЦ	1,4%	2,4%	10,2%	(86%)	9,5%	18,8%	-
Обменный курс, тенге за 1 доллар США на дату баланса	120,77	119,81	120,30	0%	120,77	120,30	0%

Источник: Национальный банк Казахстана

Обзор деловой среды и операционных рисков в 2009 году

Компания подвержена воздействию изменениям мировой цены на нефть, которая выражается в долларах США. Компания формирует бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в зависимости от уровня будущих мировых цен на нефть. Падение мировой цены на нефть, которое началось в середине 2008 года, продолжилось в 4-м квартале 2008 года. В январе и феврале 2009 года цены на нефть сорта Brent установились на уровне 43,59 доллара США за баррель и 43,82 доллара США за баррель соответственно. При формировании бюджета Компании на 2009 год использован прогноз цены на нефть сорта Brent на уровне 40 долларов США за баррель.

4 февраля 2009 года Национальный банк РК объявил об объективной необходимости установления нового обменного курса на уровне 150 тенге за 1 доллар США ±3%. Как следствие, в феврале 2009 года курс тенге снизился по отношению к доллару США и составил в среднем 145,2 тенге за доллар США, т.е. обесценившись на 24,91 тенге по сравнению со средним показателем 2008 года - 120,29 тенге за доллар США. Согласно предварительным прогнозам, увеличение в краткосрочном периоде обменного курса на 10 тенге за 1 доллар США по сравнению с нынешним уровнем (около 150 тенге за доллар США) приведет к увеличению экспортной выручки на 6% и операционных расходов примерно на 3%. Фактическое изменение расходов зависит от нескольких факторов, включая инфляцию, цены поставщиков и меры, принимаемые Компанией для сокращения расходов.

Национальный банк РК в 2009 году прогнозирует инфляцию на уровне 11%, что соответствует уровню 2008 года. Данный процент инфляции используется Компанией при формировании бюджетов. В январе и феврале 2009 года уровень инфляции увеличился на 0,3% и 0,8% по сравнению с 1,1% и 0,8% в соответствующих месяцах 2008 года.

1 января 2009 года вступил в силу новый Налоговый кодекс РК. Введение нового режима налогообложения, по предварительным расчетам Компании, приведет к увеличению налоговой нагрузки (рассчитываемой как соотношение всей суммы налогов к прибыли до налогообложения) примерно на 0,5%, при запланированном в бюджете Компании уровне цены на нефть 40 долларов США за баррель, и повысится при росте цен на нефть. Увеличение налоговой нагрузки при увеличении цены на нефть объясняется применением прогрессивной шкалы ставки рентного налога и налога на сверхприбыль. Прогноз сделан в соответствии с налоговым режимом 2008 года и предусматривает фиксированную ставку экспортной пошлины на уровне 2008 года (примерно 11 долларов США за баррель).

Компания не ожидает значительных изменений, затрагивающих такие аспекты деятельности компании как транспортные тарифы, мощность нефтепроводов, производственные мощности, финансовые и трудовые ресурсы.

Обзор основных рыночных рисков помещен в конце Анализа финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности. Информация о некоторых операционных и финансовых рисках Компании раскрывается в Примечании 18 и 20 к аудированной консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2008 года.

Производственная деятельность в 2008 году

Компания в основном выполнила намеченные производственные показатели в 2008 году, добыв 9 470 тыс. тонн нефти, что на 1% меньше аналогичного показателя за 2007 год и незначительно меньше плана добычи на 2008 год. Из всей добытой нефти 6 646 тыс. тонн были добыты ОМГ и 2 824 тыс. тонн – ЭМГ.

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 квартал к 4 кварталу	2008	2007	Изменение
		(тысяч тонн)		%	(тысяч тонн)		%
ОМГ	1 703	1 654	1 699	0%	6 646	6 724	(1%)
ЭМГ	698	723	724	(4%)	2 824	2 806	1%
Всего	2 401	2 377	2 423	(1%)	9 470	9 530	(1%)

По состоянию на 31 декабря 2008 года эксплуатационный фонд нефтяных скважин составил 6 014 добывающих и 1 675 нагнетательных скважин.

Основная часть месторождений Компании находится в поздней стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью и общим снижением уровня добычи нефти. В целях восполнения естественного падения уровня добычи, а также для обеспечения запланированных объемов добычи нефти в 2008 году, Компанией проводились работы по эксплуатационному бурению, капитальному ремонту скважин и мероприятия по интенсификации добычи нефти.

За отчетный период закончено строительство 149 эксплуатационных скважин, при этом добыча нефти от ввода новых скважин составила 216 452 тонны. Осуществлен капитальный ремонт 1 201 скважны, что обеспечило 495 444 тонны дополнительной добычи. Компанией применяются передовые технологии повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), в том числе гидроразрыв пласта и использование потокоотклоняющих полимерных составов. В 2008 году за счет осуществления 493 скважино-операций ПНП было дополнительно добыто 440 557 тонн нефти.

В 2008 году Компания проводила геологоразведочные работы на следующих площадях: Тайсойган (Уаз, Кондыбай), Р-9, Лиман, а также на территориях, прилегающих к месторождениям Узень, Карамандыбас и С. Нуржанов. Общий объем поисково-разведочного бурения в 2008 году составил 5 950 метров на 3 разведочных скважинах.

В соответствии с пересмотренной программой разведочного бурения приостановлено ранее запланированное на 2008 год бурение четырех структурных скважин (2 скважины на блоке Р-9 и 2 скважины на блоке Лиман).

В рамках выполнения программы сейсмических исследований в 2008 году проведены полевые 2D и 3D сейсморазведочные работы в объеме 700 погонных километров на блоке Лиман и 360 квадратных километров на блоке Р-9. В подсолевых пластах обоих блоков обнаружено несколько перспективных площадей.

Плановая производственная деятельность в 2009 году

Ожидается, что в 2009 году добыча нефти сложится на уровне 9,14 млн. тонн, что на 3,5% меньше объема нефти, добытой в 2008 году. Запланированное снижение уровня добычи обусловлено корректировкой бюджета Компании в условиях более низких цен на нефть в 2009 г. Бюджет Компании составлен из предполагаемой цены на нефть в 40 долларов США за баррель по сравнению с фактически сложившейся средней ценой 97,1 доллара США за баррель в 2008 году. Для частичной компенсации естественного снижения добычи в 2009 году запланировано бурение 70 добывающих скважин, а также выполнение мероприятий на существующих скважинах, в том числе по увеличению нефтеотдачи пластов, капитальному ремонту скважин, воздействию на призабойные зоны и вводу добывающих скважин из бездействия.

В 2009 году Компанией запланировано проведение геологоразведочных работ на перспективных блоках с целью уточнения геологического строения подсолевого комплекса и обоснования объектов для постановки поисково-разведочного бурения. В частности, Компания планирует провести геологоразведочные работы в южной и юго-восточной частях блока Р-9. В 2009 году запланировано осуществить сейсмические исследования 2D-МОГТ в объеме 400 погонных километров и начать бурение подсолевой и надсолевой скважины на разведочном блоке Р-9. В настоящее время программа проведения геологоразведочных работ на других разведочных блоках находится на стадии пересмотра.

Капитальные затраты Компании в 2009 году, в настоящий момент, ожидаются на уровне 40 млрд. тенге. Бюджет Компании в течение 2009 года будет периодически пересматриваться с учетом изменений цены на нефть, обменного курса тенге, инфляции и прочих факторов.

В 2009 году РД КМГ намеревается продолжить серьезную работу по реализации стратегии приобретения новых активов, как в РК, так и за рубежом. Компания подготовила соответствующие предложения и условия по разведочным и нефтедобывающим активам, в том числе находящимся в собственности НК КМГ или запланированным к приобретению национальной компанией в ближайшее время. Дальнейшее решение вопросов, связанных с приобретением этих активов, будет зависеть, главным образом, от степени содействия и соответствующих решений НК КМГ и ее единственного акционера ФНБ «Самрук-Казына».

Результаты операционной деятельности

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

Основные показатели

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 кв-л к 4 кв-лу	2008	2007	Измене-ние
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%	(в тыс. тенге, если не указано иное)		%
Доходы	85 457 281	182 504 504	148 136 521	(42%)	604 993 422	486 974 879	24%
Операционные расходы	100 022 583	75 367 696	58 581 892	67%	297 167 473	210 834 485	41%
Операционные расходы (тенге за баррель) [1][2]	3 519	3 441	3 285	3%	3 277	3 006	9%
Операционные расходы (доллар США за баррель) [1][2]	29,29	28,68	27,20	4%	27,24	24,53	11%
Операционная прибыль	(14 565 302)	107 136 808	89 554 629	(114%)	307 825 949	276 140 394	11%
Чистый доход [3]	22 739 530	71 027 962	53 638 521	(58%)	241 282 369	157 119 081	54%
Затраты на добычу нефти и прочие затраты	34 806 950	24 077 307	27 995 126	22%	101 769 924	89 243 901	14%
Затраты на добычу нефти и прочие затраты (доллар США за баррель) [1][4]	16,39	11,47	13,00	24%	12,14	10,38	17%
Капитальные расходы	13 056 824	8 665 743	11 657 237	12%	41 891 804	40 095 396	4%

[1] Переведено по 7,36 барреля за тонну нефти.
[2] Операционные расходы за вычетом расходов по экспортной таможенной пошлине.
[3] Чистая прибыль за период.
[4] Затраты на добычу нефти и прочие затраты представляют собой сумму следующих статей операционных расходов (представленных в сокращенной консолидированной промежуточной финансовой информации за год, закончившийся 31 декабря 2008 года (см. веб-сайт Компании)): выплаты работникам, материалы, услуги по ремонту и обслуживанию, электроэнергия и прочие расходы. Сюда также включаются расходы, связанные с добычей и переработкой газа, переработкой нефти и общеадминистративные расходы, которые не связаны напрямую с добычей нефти и которые увеличили затраты на баррель приблизительно на 2,04 и 1,66 доллара США в периоды, завершившиеся 31 декабря 2008 года и 31 декабря 2007 года соответственно (1,79 и 2,54 доллара США для кварталов, закончившихся 31 декабря 2008 года и 30 сентября 2008 года соответственно). Расходы на добычу нефти и прочие затраты не включают роялти (налог на добычу) и все прочие налоги.

Маршруты транспортировки
Компания поставляет добываемую нефть по трем основным маршрутам: на экспорт через трубопроводы Каспийского Трубопроводного Консорциума (далее – КТК), Узень-Атырау-Самара (далее – УАС), принадлежащий АО «КазТрансОйл» (в Республике Казахстан), и на внутренний рынок, как показано ниже в таблице:

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	2008	2007
Экспорт через УАС					
Объем нефти (в миллионах тонн)	1,2	1,3	1,3	4,9	5,2
% от общего объема продажи нефти	55%	57%	52%	54%	55%
% от общей выручки от продажи нефти	63%	70%	64%	65%	64%
Экспорт через КТК					
Объем нефти (в миллионах тонн)	0,6	0,5	0,5	2,1	2,1
% от общего объема продажи нефти	27%	20%	22%	23%	22%
% от общей выручки от продажи нефти	28%	25%	29%	29%	28%
Прочие					
Объем нефти (в миллионах тонн)	0,4	0,6	0,6	2,1	2,2
% от общего объема продажи нефти	18%	23%	26%	23%	23%
% от общей выручки от продажи нефти	9%	5%	7%	6%	8%

Относительная прибыльность вышеуказанных экспортных маршрутов зависит от качества нефти в трубопроводах, преобладающих цен на международном рынке и применяемых трубопроводных тарифов. В частности, КТК представляется более выгодным маршрутом для транспортировки за счет более высокого качества нефти в этом трубопроводе в условиях более высоких цен на нефть, несмотря на расходы по банку качества. Однако, в 4-м квартале 2008 года реализация нефти через КТК была менее выгодна, чем через УАС, что обусловлено следующими факторами. Во-первых, значительно возросла разница между фактически сложившейся средней ценой реализации и средними рыночными ценами за 4-й квартал (44,08 и 56,26 доллара США за баррель соответственно) в силу высокой волатильности цен на нефть. Вторым фактором послужил рост расходов по банку качества в 4 квартале 2008 года до 9,42 доллара США за баррель или на 15% ввиду возросших цен на нефть в первых трех кварталах 2008 года. Ожидается, что в последующем стоимость услуг банка качества снизится в результате снижения цены на нефть в конце 2008 года.

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

Доходы

В следующей таблице приведены данные об объемах продаж и ценах реализации нефти и нефтепродуктов за 3 квартал 2008 г., 4 квартал 2008 и 2007 гг., 2008 и 2007 гг.:

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 кв-л к 4 кв-лу	2008	2007	Измене-ние
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%	(в тыс. тенге, если не указано иное)		%
Экспортные продажи нефти							
Трубопровод УАС							
Реализация	51 992 450	122 879 988	91 178 765	(43%)	383 714 296	305 100 868	26%
Объем (в тыс. тонн)	1 227	1 321	1 253	(2%)	4 898	5 237	(6%)
Средняя цена (тенге за тонну)	42 384	93 021	72 766	(42%)	78 347	58 260	34%
Средняя цена (доллар США/ баррель) [1]	48,79	107,23	83,35	(41%)	90,09	65,75	37%
Трубопровод КТК							
Реализация	23 184 104	44 025 216	41 881 709	(45%)	168 406 193	132 450 248	27%
Объем (в тыс. тонн)	605	456	540	12%	2 110	2 117	0%
Средняя цена (тенге за тонну)	38 294	96 528	77 569	(51%)	79 813	62 559	28%
Средняя цена (доллар США/ баррель) [1]	44,08	111,27	88,85	(50%)	91,77	70,61	30%
Всего экспорт нефти	75 176 555	166 905 204	133 060 474	(44%)	552 120 489	437 551 117	26%
Реализация нефти на внутренний рынок							
Реализация	6 831 651	9 864 455	10 282 161	(34%)	36 933 575	37 401 142	(1%)
Объем (в тыс. тонн)	379	557	611	(38%)	2 072	2 230	(7%)
Средняя цена (тенге за тонну)	18 041	17 726	16 817	7%	17 827	16 768	6%
Средняя цена (доллар США/ баррель) [1]	20,77	20,43	19,26	8%	20,50	18,93	8%
Всего реали-зация нефти на внутренний рынок	6 831 651	9 864 455	10 282 161	(34%)	36 933 575	37 401 142	(1%)

[1] В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 кв-л к 4 кв-лу	2008	2007	Изменение
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%	(в тыс. тенге, если не указано иное)		%
Суммарные продажи нефти							
Реализация	82 008 206	176 769 659	143 342 635	(43%)	589 054 064	474 952 259	24%
Объем (в тыс. тонн)	2 211	2 334	2 404	(8%)	9 079	9 585	(5%)
Средняя цена (тенге за тонну)	37 094	75 750	59 618	(38%)	64 878	49 554	31%
Средняя цена (доллар США/ баррель) [1]	42,70	87,32	68,29	(37%)	74,60	55,93	33%
Прочие продажи	3 449 075	5 734 845	4 793 886	(28%)	15 939 358	12 022 620	33%
Всего доход	85 457 281	182 504 504	148 136 521	(42%)	604 993 422	486 974 879	24%

Основные аспекты реализации нефти в 2008 году
Выручка от реализации нефти в 2008 году по сравнению с 2007 годом увеличилась на 24% и составила 589 млрд. тенге в основном в связи с ростом средней цены реализации на 31%. Положительный эффект от роста цен в 2008 году был частично уменьшен за счет сокращения объема поставки на 506 тыс. тонн или 5%. Снижение объема реализации обусловлено увеличением объема запасов нефти в 2008 году, а также значительным начальным остатком запасов нефти на конец 2006 года, который был реализован в течение 2007 года.

Экспорт – трубопровод УАС
Выручка от реализации нефти на экспорт по трубопроводу УАС в 2008 году увеличилась на 26% и составила 384 млрд. тенге. Рост выручки связан с ростом цен реализации на 34% до 78 347 тенге за тонну и был частично скорректирован сокращением объема поставок по трубопроводу на 339 тыс. тонн или 6%.

Выручка от реализации на экспорт по трубопроводу УАС в 4-м квартале 2008 года по сравнению с аналогичным периодом 2007 года уменьшилась на 43% в связи со снижением средней цены реализации на 42% до 42 384 тенге за тонну.

Экспорт – трубопровод КТК
Выручка от реализации нефти по трубопроводу КТК в 2008 году увеличилась на 27% по сравнению с 2007 годом - до 168 млрд. тенге. Увеличение связано с ростом средней цены реализации на 28% - до 79 813 тенге за тонну.

Выручка от реализации на экспорт по трубопроводу КТК в четвертом квартале 2008 года по сравнению с аналогичным периодом 2007 года уменьшилась на 45% в связи со снижением средней цены реализации на 51%. Отрицательный эффект от снижения цены частично компенсирован за счет увеличения объема реализации на 65 тыс. тонн или 12%.

Реализация на внутреннем рынке РК
Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке в 2008 году уменьшилась на 1% по сравнению с 2007 годом и на 34% в четвертом квартале 2008 года по сравнению с аналогичным периодом 2007 года. Уменьшение выручки связано с уменьшением в 4-м квартале объема поставок нефти на внутренний рынок из-за отсутствия у АНПЗ технической возможности принять для переработки запланированный объем нефти. При этом часть объема была реализована на экспорт.

[1] *В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.*

Ниже в таблице приведены данные о ценах реализации от продажи нефти с учетом транспортных и прочих расходов за периоды, завершившиеся 31 декабря 2008 года, 30 сентября 2008 года и 31 декабря 2007 года:

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 кв-л к 4 кв-лу	2008	2007	Изменение
	(долл. США/баррель)			%	(долл. США/баррель)		%
УАС							
Публикуемая рыночная цена [1]	53,74	112,31	86,09	(38%)	94,08	69,53	35%
Цена реализации [2]	48,79	107,23	83,35	(41%)	90,09	65,75	37%
Экспортная таможенная пошлина [3]	23,77	9,84	n/a	-	11,29	n/a	-
Транспортные расходы	7,32	7,42	6,24	17%	7,38	6,13	20%
Комиссия по продажам	0,07	0,07	0,07	4%	0,07	0,07	6%
Скорректированная цена реализации	17,63	89,90	77,04	(77%)	71,35	59,55	20%
КТК							
Публикуемая рыночная цена [1]	56,26	116,77	89,07	(37%)	98,44	73,02	35%
Цена реализации [2]	44,08	111,27	88,85	(50%)	91,77	70,61	30%
Экспортная таможенная пошлина [3]	23,77	9,84	n/a	-	11,29	n/a	-
Транспортные расходы	7,65	7,68	7,76	(1%)	7,79	6,89	13%
Комиссия по продажам	0,07	0,07	0,07	4%	0,07	0,07	6%
Скорректированная цена реализации	12,59	93,68	81,02	(84%)	72,62	63,65	14%

[1] Использованы следующие котировки в качестве рыночных цен: Urals (FOB Одесса) по трубопроводу УАС и Смесь КТК (FOB Новороссийск) по трубопроводу КТК.
[2] Переведено с коэффициентом 7,23 барреля на тонну нефти.
[3] Экспортная таможенная пошлина по ставке 109,91 доллара США за тонну введена 17 мая 2008 года и увеличена до 203,8 доллара США с 11 октября 2008 года.

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 кв-л к 4 кв-лу	2008	2007	Изменение
	(долл. США/баррель)			%	(долл. США/баррель)		%
Прочие							
Цена реализации [2]	20,77	20,43	19,26	8%	20,50	18,93	8%
Транспортные расходы	1,01	1,04	0,88	15%	0,94	0,83	13%
Скорректированная цена реализации	19,76	19,39	18,38	8%	19,56	18,10	8%
В среднем							
Цена реализации [2]	42,70	87,32	68,29	(37%)	74,60	55,93	33%
Экспортная таможенная пошлина [3]	19,70	7,49	n/a	-	8,71	n/a	-
Транспортные расходы	6,33	5,95	5,22	21%	6,00	5,07	19%
Комиссия по продажам	0,06	0,05	0,05	16%	0,05	0,05	6%
Скорректированная цена реализации	16,61	73,83	63,02	(73%)	59,84	50,81	18%

Разница между публикуемой рыночной ценой и ценой реализации по КТК, главным образом, состоит из транспортных и прочих сопутствующих транспортировке расходов, 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 транспортных и прочих сопутствующих транспортировке расходов, портовых и таможенных сборов, комиссий по продажам. Цена, полученная за прочие продажи нефти и продуктов переработки, определяется преимущественно соглашением с НК КМГ, или ее дочерними компаниями, и обычно значительно ниже рыночной (производственная себестоимость +3%).

[1] Использованы следующие котировки в качестве рыночных цен: Urals (FOB Одесса) по трубопроводу УАС и Смесь КТК (FOB Новороссийск) по трубопроводу КТК.

[2] Переведено с коэффициентом 7,23 барреля на тонну нефти.

[3] Экспортная таможенная пошлина по ставке 109,91 доллара США за тонну введена 17 мая 2008 года и увеличена до 203,8 доллара США с 11 октября 2008 года.

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

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 кв-л к 4 кв-лу	2008	2007	Изменение
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%	(в тыс. тенге, если не указано иное)		%
Экспортная таможенная пошлина	37 828 310	15 164 818	-	-	68 796 006	-	-
Транспортные расходы	13 596 236	13 784 561	11 374 459	20%	53 135 541	48 247 039	10%
Выплаты работникам	14 481 320	10 672 173	11 065 804	31%	43 117 573	39 389 555	9%
Износ, истощение и амортизация	9 189 229	8 982 929	9 070 117	1%	34 368 825	34 663 502	(1%)
Роялти	4 215 738	7 136 487	5 687 704	(26%)	25 312 574	17 948 868	41%
Услуги по ремонту и обслуживанию	9 520 458	5 901 833	6 252 956	52%	24 653 917	20 496 194	20%
Материалы	2 385 015	3 599 466	4 271 200	(44%)	12 717 118	13 878 706	(8%)
Энергия	2 912 728	1 717 231	1 959 118	49%	9 291 579	7 633 700	22%
Управленческий гонорар и комиссии по продажам	2 115 113	2 111 549	1 977 999	7%	8 439 633	8 002 198	5%
Прочие налоги	2 087 593	1 508 202	993 009	110%	5 690 873	4 830 875	18%
Штрафы и пени	(193 026)	581 464	70 420	(374%)	1 808 845	2 735 535	(34%)
Социальные проекты	(1 100 810)	1 455 466	1 166 134	(194%)	1 649 078	3 660 170	(55%)
Убыток от реализации основных средств	503 142	85 469	1 794 865	(72%)	852 909	2 992 114	(71%)
Изменение в запасах нефти	(3 025 892)	479 444	(1 547 941)	95%	(4 656 735)	(1 489 717)	213%
Прочие	5 507 429	2 186 604	4 446 048	24%	11 989 737	7 845 746	53%
Итого	100 022 583	75 367 696	58 581 892	71%	297 167 473	210 834 485	41%

В 2008 году операционные расходы увеличились по сравнению с 2007 годом на 41% (до 297 млрд. тенге) в основном за счет введения в действие экспортной пошлины с мая 2008 года и роста расходов по роялти и услугам транспортировки. Без учета экспортной таможенной пошлины, роста роялти и транспортных расходов операционные расходы в 2008 году по сравнению с 2007 годом увеличились на 2,5%. Наиболее значительные суммы и изменения объясняются следующими причинами:

Расходы по экспортной таможенной пошлине в 2008 году возникли в результате введения с 17 мая 2008 года экспортной таможенной пошлины. Первоначальная ставка была установлена на уровне 109,91 доллара США за тонну и с 11 октября 2008 года увеличена до 203,8 доллара США за тонну. В соответствии с новым Налоговым Кодексом, вступившим в силу 1 января 2009 года, экспортная таможенная пошлина заменяется рентным налогом с экспортных продаж.

Транспортные расходы в 2008 году по сравнению с 2007 годом увеличились на 10% в основном по причине увеличения на 24,9% тарифа транспортировки нефти на экспорт по трубопроводу УАС по территории РК с 1 января 2008 года и тарифа транспортировки по трубопроводу КТК на 25,7% с 1 октября 2007 года. Эффект от увеличения тарифов транспортировки был частично компенсирован снижением объема транспортировки на 5% и сокращением расходов по демерреджу на 964 млн. тенге.

Расходы по выплатам работникам в 2008 году по сравнению с 2007 годом увеличились на 9% в основном в связи с увеличением основной заработной платы на 10%, а также в связи с дополнительным увеличением заработной платы работников производственных подразделений примерно на 40% начиная с июля 2008 года.

Расходы по роялти в 2008 году по сравнению с 2007 годом увеличились на 7,4 млрд. тенге или 41%. Данное увеличение связано с ростом средних рыночных цен на нефть в 2008 году по сравнению с 2007 годом. С 1 января 2009 года в соответствии с новым Налоговым кодексом роялти заменен налогом на добычу полезных ископаемых.

Расходы на оплату услуг по ремонту и обслуживанию производственных активов в 2008 году по сравнению с 2007 годом увеличились в связи с увеличением объема и стоимости капитального ремонта скважин, операций по поддержанию пластового давления и сейсмических исследований на блоках Лиман и Р-9.

Расходы по обеспечению электроэнергией увеличились на 22% в связи с увеличением тарифов на энергию на 15% и тарифов на транспортировку электроэнергии на 37%.

Управленческий гонорар выплачивается в соответствии с Соглашением об управленческих услугах, заключенным с НК КМГ. Сумма гонорара была скорректирована с учетом уровня инфляции, предусмотренного в бюджете РК в размере 7% (8,01 млрд. тенге в 2008 году, по сравнению с 7,49 млрд. тенге в 2007 году).

Расходы по прочим налогам в 2008 году по сравнению с 2007 годом увеличились на 18% или 860 млн. тенге в основном в связи со сторнированием в 2007 году ранее начисленного резерва по НДС в сумме 2,1 млрд. тенге. Данное увеличение было частично компенсировано снижением в 2008 году расходов по НДС по оборотам, не облагаемым НДС, на сумму 913 млн. тенге.

Расходы по штрафам и пеням в 2008 году по сравнению с 2007 годом уменьшились на 34% в связи с тем, что в 2007 году в результате налогового аудита за 2003-2004 гг. Компания выплатила пеню по налогу на сверхприбыль, по корпоративному подоходному налогу, роялти и социальному налогу на общую сумму 717,7 млн. тенге.

Уменьшение расходов по социальным проектам связано с плановым завершением в 2008 году проектов строительства социальных объектов.

Убыток от реализации основных средств в 2008 году уменьшился на 71% до 853 млн. тенге в связи со списанием меньшего количества непродуктивных скважин в 2008 году по сравнению с 2007 годом.

Расходы по статье «Изменение в запасах нефти» в сумме 4,7 млрд. тенге связаны с увеличением запасов нефти.

Прочие расходы в 2008 году по сравнению с 2007 годом увеличились на 4,1 млрд. тенге в результате обесценения инвестиций и дебиторской задолженности в ТОО «KPI» в сумме 2,4 млрд. тенге, начисления резерва по сомнительным долгам в сумме 1,1 млрд. тенге, а также сторнирования в 2007 году расходов по юридической экспертизе, возникших при покупке ТОО СП «Казгермунай» в сумме 1 млрд. тенге.

Значительный рост расходов на выплаты работникам, оплату услуг по ремонту и обслуживанию, обеспечение электроэнергией и прочие расходы в 4 квартале 2008 года, в основном отражает сезонные факторы и соответствующие начисления в бухгалтерском учете.

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

В каждом периоде Компания получает финансовые доходы главным образом от процентов по депозитам. Финансовые расходы Компании в каждом периоде состоят в основном из процентов по займам и начисления дисконта, связанного с резервом по фонду ликвидации скважин.

Чистый финансовый доход за 2008 год сложился на уровне 42,9 млрд. тенге по сравнению с чистым финансовым доходом в сумме 13,2 млрд. тенге за 2007 год. Увеличение связано в основном с увеличением доходов в виде вознаграждения в сумме 15,3 млрд. тенге, дохода по вознаграждениям от приобретения доли в CCEL на сумму 2,9 млрд. тенге, а также уменьшения расходов по курсовой разнице в сумме 9,1 млрд. тенге. Средний процентный доход по депозитам в 2008 году составил 8,84% годовых, что на 0,31% больше, чем в 2007 году.

Доход от участия в совместных и ассоциированных предприятиях

Доход Компании от участия в ассоциированных и совместных предприятиях в 2008 году увеличился до 57,6 млрд. тенге по сравнению с 17,4 млрд. тенге в 2007 году за счет дохода от участия в ТОО СП «Казгермунай» в сумме 58,8 млрд. тенге.

Расходы по подоходному налогу
Расходы по корпоративному подоходному налогу в 2008 году увеличились на 16,6 млрд. тенге или 11% до 167,1 млрд. тенге. Общая эффективная ставка налога Компании уменьшилась с 49% в 2007 году до 41% в 2008 году.

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 кв-л к 4 кв-лу	2008	2007	Изменение
	(тыс. тенге)			%	(тыс. тенге)		%
Доход донало-гообложения	20 282 608	125 900 076	102 526 265	(80%)	408 374 235	307 630 358	33%
Доход донало-гообложения (без учета результатов СП и ассоциированных компаний)	911 034	114 902 529	93 989 630	(99%)	350 750 351	290 200 508	21%
Подоходный налог	(2 456 922)	54 872 114	48 887 744	(105%)	167 091 866	150 511 277	11%
Эффективная ставка налога	(12%)	44%	48%	(60%)	41%	49%	(8%)
Эффективная ставка налога (без учета результатов СП и ассоциированных компаний)	(270%)	48%	52%	(322%)	48%	52%	(4%)

Снижение эффективной ставки корпоративного подоходного налога в 2008 году, по сравнению с 2007 годом произошло в результате роста долевого дохода от участия в ТОО СП «Казгермунай», снижения эффективной ставки налога на сверхприбыль, сокращение не относимых на вычет расходов, а также признания дохода по отложенным налогам в результате введения нового Налогового кодекса и более низких ставок подоходного налога.

Чистая прибыль за период
Под влиянием указанных выше факторов, чистая прибыль Компании за 2008 год увеличилась по сравнению с 2007 годом на 54% и составила 241,3 млрд. тенге.

Обзор деятельности ассоциированных компаний

ТОО СП «Казгермунай»

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

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 кв-л к 4 кв-лу	2008	2007	Изменение
Выручка, тыс. долл. США	159 618	547 412	399 610	(60%)	1 768 697	1 275 844	39%
Операционные расходы, тыс. долл. США	183 493	154 408	103 058	78%	494 908	278 529	78%
Расходы по подоходному налогу, тыс. долл. США	7 370	162 594	120 293	(94%)	529 502	424 059	25%
Чистый доход, тыс. долл. США	(31 245)	230 410	176 259	(118%)	744 287	573 256	30%
Капитальные затраты, тыс. долл. США	54 316	55 171	47 485	14%	207 240	55 691	272%
Добыча нефти, тыс. тонн	805	784	817	(1%)	3 140	3 055	3%
Реализация нефти, тыс. тонн	813	760	719	13%	3 026	2 717	11%
Экспорт через Актау	375	255	413	(9%)	1 448	1 435	1%
Экспорт через казахстанско-китайский трубопровод	370	373	170	118%	1 193	933	28%
Экспорт в Узбекистан	-	-	-	-	5	-	-
Внутренний рынок	68	132	136	(50%)	380	349	9%

Доля Компании (50%) в объеме добычи ТОО СП «Казгермунай» за 2008 год составила 1 570 тыс. тонн. Капитальные затраты в 2008 году составили 207 млн. долларов США. Доход от участия в совместном предприятии включен в консолидированную финансовую отчетность Компании за 2008 год в сумме 58,8 млрд. тенге. В 2008 году Компания получила от ТОО СП «Казгермунай» 325 млн. долларов США в качестве распределенного чистого дохода (в 2007 году: 300 млн. долларов США).

В 2009 году ТОО СП «Казгермунай» планирует добыть 3,18 млн. тонн нефти и пробурить 17 добывающих скважин. Капитальные затраты в 2009 году планируются на уровне 184 млн. долларов США.

Nations Energy Company Ltd (CCEL)

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели CCEL:

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 кв-л к 4 кв-лу	2008	2007	Изменение
Выручка, тыс. долл. США	149 118	335 891	235 170	(37%)	1 032 914	794 413	30%
Операционные расходы, тыс. долларов США	179 372	134 787	143 056	25%	538 476	410 610	31%
Расходы по подоходному налогу, тыс. долларов США	(123 652)	107 186	40 337	(407%)	148 489	190 069	(22%)
Чистый доход, тыс. долларов США	93 398	93 918	51 778	80%	345 949	193 734	79%
Капитальные затраты, тыс. долларов США	63 296	65 328	75 408	(16%)	229 914	176 547	30%
Добыча нефти, тыс. тонн	484	484	437	11%	1 829	1 942	(6%)
Реализация нефти, тыс. тонн	491	490	433	13%	1 814	1 884	(4%)
Экспорт через Махачкалу	403	371	346	17%	1 369	1 132	21%
Экспорт через Приморск	60	60	40	50%	234	229	2%
Экспорт через Иран	-	-	-	-	-	183	(100%)
Экспорт через Одессу	-	-	-	-	-	110	(100%)
Внутренний рынок	28	59	48	(41%)	211	230	(8%)

В 2008 году Компания признала финансовый доход от инвестиций в CCEL (доля 50%) в сумме 2,9 млрд. долларов США. За 2008 год CCEL было осуществлено капитальных вложений на сумму 230 млн. долларов США, что на 30% больше чем в 2007 году.

В 2009 году CCEL планирует добыть 1,8 млн. тонн нефти, а также пробурить и ввести в эксплуатацию 40 добывающих скважин по сравнению с 304 введенными в эксплуатацию скважинами в 2008 году. Капитальные затраты в 2009 году ожидаются на уровне 81 млн. долларов США. Снижение капитальных затрат CCEL в 2009 году в основном обусловлено сокращением объемов бурения и обустройства скважин, а также снижением затрат на строительство и модернизацию производственных активов.

Ликвидность и ресурсы капитала

Обзор денежных потоков

Потребности Компании в ликвидности возникают, в основном, из потребности в финансировании существующей операционной деятельности (оборотный капитал), необходимости финансирования инвестиций (капитальные расходы) и достижения роста за счет приобретений. Руководство считает, что Компания обладает достаточным уровнем ликвидности для исполнения своих краткосрочных обязательств и осуществления инвестиционных возможностей.

	4 квартал 2008	3 квартал 2008	4 квартал 2007	4 кв-л к 4 кв-лу	2008	2007	Изменение
	(тыс. тенге)			%	(тыс. тенге)		%
Чистые потоки денежных средств от операционной деятельности	(1 409 748)	89 873 087	63 639 283	(102%)	163 854 907	172 961 468	(5%)
Чистые потоки денежных средств от инвестиционной деятельности	257 172 971	(47 338 347)	(113 038 098)	(328%)	140 539 758	(164 678 826)	(185%)
Чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности	(937 815)	(39 392 142)	(667 551)	40%	(40 977 580)	(44 974 056)	(9%)

В 2008 году чистый приток денежных средств от операционной деятельности составил 163,9 млрд. тенге, что на 9,1 млрд. тенге меньше по сравнению с 2007 годом. Данное уменьшение связано с введением экспортной таможенной пошлины и значительными выплатами по корпоративному подоходному налогу по результатам 2007 года и задекларированной прибыльностью в 2008 году, что снизило эффект роста выручки.

Чистый поток денежных средств от инвестиционной деятельности в 2008 году увеличился до 140,5 млрд. тенге. Данное увеличение произошло за счет операций с финансовыми активами, удерживаемыми до погашения в сумме 229,9 млрд. тенге, сокращения в 2008 году потраченных денежных средств на покупку долей в ассоциированных компаниях и совместных предприятиях на сумму 135,3 млрд. тенге, а также роста денежных поступлений по вознаграждениям в сумме 31,2 млрд. тенге. Увеличение потока денежных средств от инвестиционной деятельности было частично уменьшено за счет платежей по займам, полученным от связанных сторон и ассоциированных компаний, на сумму 95,5 млрд. тенге.

В 2008 и 2007 гг. капитальные затраты Компании, рассчитанные по кассовому методу, составили 41,9 млрд. тенге и 40,1 млрд. тенге соответственно.

Чистый поток денежных средств, использованных в финансовой деятельности, в 2008 году составил 41,0 млрд. тенге по сравнению с 45,0 млрд. тенге в 2007 году. Данное изменение произошло, в основном, за счет уменьшения оттока денежных средств, использованных для уплаты вознаграждения и основного долга по займам на 7,9 млрд. тенге, эффект которых был частично снижен за счет роста дивидендов акционерам Компании в сумме 3,8 млрд. тенге.

Займы

В таблице ниже отражены данные по чистым денежным средствам Компании за периоды, закончившиеся 31 декабря 2008 года, 30 сентября 2008 года и 31 декабря 2007 года:

	На 31 декабря 2008	На 30 сентября 2008	На 31 декабря 2007	Декабрь к декабрю
	(в тыс. тенге, если не указано иное)			%
Текущая часть	14 905 744	18 624 980	18 713 954	(20%)
Срок погашения более одного года	5 532 332	878 213	14 135 480	(61%)
Всего займов	20 438 076	19 503 193	32 849 434	(38%)
Деньги и их эквивалент	285 131 743	30 085 316	21 658 451	1216%
Другие текущие финансовые активы	264 677 096	512 237 965	378 603 924	(30%)
Долгосрочные финансовые активы	5 108 021	7 042 096	1 953 799	161%
Всего финансовых активов	554 916 860	549 365 377	402 216 174	38%
Финансовые активы, деноминированные в долларах США, %	67%	67%	47%	-
Чистые денежные средства	534 478 784	529 862 184	369 366 740	45%

Финансовые активы в БТА Банке

Как сообщалось в СМИ, на пресс-конференции в феврале текущего года председатель Совета директоров АО «БТА Банк» Арман Дунаев подтвердил, что БТА Банк отказывал в проведении некоторых платежей, исходящих от национальных компаний. Одно платежное поручение РД КМГ на сумму 17 млрд. тенге в феврале было принято БТА Банком, но не исполнено в срок. В апреле 2009 года РД КМГ произвела ряд относительно небольших платежей со своего счета в БТА Банке. Общая сумма денежных средств РД КМГ, размещенных в БТА Банке, в тенговом эквиваленте составляет около 43,5 млрд. тенге на конец апреля 2009 года. Несмотря на то, что сохраняется неопределенность в отношении доступа Компании к полному объему средств, размещенных в БТА Банке, сложившаяся ситуация в настоящее время не препятствует нормальной деятельности РД КМГ и своевременному исполнению Компанией своих обязательств.

Договор с Esomet

16 августа 2004 года Компания заключила договор о продаже нефти с Esomet и получила долгосрочный аванс в сумме 600 млн. долларов США с условием уплаты вознаграждения по ставке ЛИБОР плюс 1,75% годовых. 24 июля 2006 года Компанией и Esomet подписано дополнительное соглашение к договору, согласно которому был получен дополнительный аванс на сумму 50 млн. долларов США, снижена ставка вознаграждения с 1,75% до 1,1% и отменено действие гарантии НК КМГ. По состоянию на 31 декабря 2008 года непогашенная сумма основного долга Компании перед Esomet составила 111 млн. долларов США или приблизительно 13,4 млрд. тенге и ожидается, что в 2009 году обязательства перед Esomet будут полностью выполнены.

Заявления относительно будущего

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

Факторы риска

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

В 2008 году в Компании внедрена корпоративная система управления рисками, призванная идентифицировать риски и управлять ими. По результатам идентификации и оценки рисков Комитетом по управлению рисками (см. стр.25) был сформирован портфель рисков Компании.

Портфель рисков Компании составляет 24% рисков с внешним источником и 68% с внутренним источником влияния.

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

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

Некоторая информация о рисках содержится в Проспекте эмиссии простых акций и ГДР, опубликованном 29 сентября 2006 года, кроме того анализ ключевых финансовых рисков содержится в годовой аудированной отчетности (см. стр.79-82).

Далее представлен дополнительный неисчерпывающий перечень основных рисков.

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

Риски персонала
Высококвалифицированные кадры являются конкурентным преимуществом и основой достижения стратегических целей Компании. Ежегодно Компания сталкивается с проблемой привлечения кадров с соответствующей квалификацией. Это связано, прежде всего, с невозможностью рекрутинга персонала,

Классификация портфеля рисков по категориям

Анализ источника рисков

ввиду дефицита необходимой категории специалистов на рынке труда. Также по некоторым оценкам, существующий уровень заработной платы в Компании уступает показателям рынка по уровню заработной платы в компаниях, сопоставимых по уровню капитализации и по отрасли. Для снижения данного риска Компания инициировала проект по внедрению системы стимулирования сотрудников, направленной на приведение уровня заработной платы в соответствие с рыночными показателями в целях мотивации и удержания высококвалифицированного персонала. В 2008 году решением правления Компании был произведен перерасчет заработных плат исходя их уровня инфляции.

Изменения законодательства, фискального и регуляторного режима

Изменения законодательства в области недропользования, налогового и таможенного режимов может привести к увеличению фискальной нагрузки на Компанию, снижению финансовых результатов, затруднить операционную деятельность и сократить имеющиеся у Компании ресурсы для инвестиций. В зависимости от изменения налоговой и таможенной нагрузки Компания намерена анализировать свои производственные и инвестиционные планы и при необходимости вносить в них изменения.

Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды

Производственная деятельность Компании сопряжена с широким спектром рисков. К таким рискам можно отнести несоблюдение техники безопасности, аварии на производстве, причинение вреда окружающей среде, экологические загрязнения и природные катаклизмы. Последствия при наступлении этих рисков могут быть самые тяжелые, в том числе смертельные случаи на производстве, загрязнение атмосферы, почвы и водоемов, пожары, приостановка или полная остановка производства. В зависимости от причины наступления этих событий последствия могут негативно повлиять на репутацию, финансовую и операционную деятельность Компании. В отношении безопасности производства и охраны труда, Компанией предпринимаются своевременные меры по предупреждению наступления рисковых обязательств, путем проведения оперативного контроля над состоянием безопасности и охраны труда, выявлением опасных факторов и обучения персонала.

В Компании внедрена и успешно функционирует интегрированная система международных стандартов ISO 14001 и OHSAS 18001.

Разведка

Согласно мировому опыту в проведении геологоразведочных работ всегда существует риск некоммерческого обнаружения залежей углеводородов и/или бурения «сухой» скважины. Для снижения риска геологоразведочных работ проводится комплекс геолого-геофизических исследований, который помимо традиционных сейсмических исследований включает: геохимические исследования, высокоразрешающие электроразведочные работы, а также специальные методики по обработке данных сейсмики и гравики.

Партнеры

Компания сотрудничает со многими зарубежными и местными компаниями по различным направлениям своей деятельности. Компания имеет ограниченную возможность оказывать влияние на поведение и операционную деятельность своих партнеров, что может сказаться на операционных и финансовых результатах Компании. В этой связи Компания работает над развитием долгосрочных, лояльных и взаимовыгодных партнерских отношений. Для минимизации случаев нарушения или неисполнения обязательств Компания предусматривает в своих договорах серьезные санкции.

Информационные технологии

Компания подвержена рискам в области информационных технологий в связи с использованием и внедрением большого количества высокотехнологичного оборудования и программного обеспечения для эффективной операционной деятельности. В связи, с чем могут возникнуть проблемы адаптации нового оборудования и программного обеспечения, безопасного хранения конфиденциальных бизнес данных. В целях обеспечения эффективной работы в данном направлении Компания ежегодно анализирует используемые технологии, при выборе и покупке предпочтение отдает наиболее адаптируемым и зарекомендовавшим себя информационным технологиям, обеспечивает надежный контроль доступа в базы данных.

Ernst & Young LLP
Esentai Tower
Al-Farabi Ave., 77/7
Almaty, Kazakhstan

Tel: +7 727 258-59-60
Fax: +7 727 258-59-61
www.ey.com/kazakhstan

ТОО «Эрнст энд Янг»
Казахстан, Алматы
пр. Аль-Фараби, 77/7
Здание «Есентай Тауэр»

Тел: +7 727 258-59-60
Факс: +7 727 258-59-61

Заключение независимого аудитора

Акционерам и руководству Акционерного Общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности Акционерного Общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и ее дочерних предприятий (далее по тексту – «Компания»), которая включает консолидированный бухгалтерский баланс по состоянию на 31 декабря 2008 года, консолидированный отчет о прибылях и убытках, консолидированный отчет об изменениях в капитале и консолидированный отчет о движении денежных средств за год по указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учетной политики и другие примечания к консолидированной финансовой отчетности.

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

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

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения финансовой отчетности вследствие мошенничества или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления предприятием финансовой отчетности 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 учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления финансовой отчетности в целом.

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

Заключение
По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Компании на 31 декабря 2008 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год по указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Ernst & Young LLP

27 февраля 2009 года

Консолидированная финансовая отчётность

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз»
За год, закончившийся 31 декабря 2008 года

Консолидированный бухгалтерский баланс

В тысячах тенге		На 31 декабря	
	Прим.	2008	2007
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	4	248 920 924	246 673 657
Прочие финансовые активы	6	5 108 021	1 953 799
Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия	7	18 862 017	18 478 228
Нематериальные активы	5	2 831 782	5 548 240
Инвестиции в ассоциированные компании и совместно-контролируемые предприятия	7	121 910 766	102 999 132
Отсроченный налоговый актив	16	1 428 948	–
Прочие активы		3 519 908	4 045 763
Итого долгосрочных активов		402 582 366	379 698 819
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	8	14 405 863	11 583 258
Предоплата по налогам и НДС к возмещению		8 352 503	5 378 089
Расходы будущих периодов		6 562 709	4 845 333
Торговая и прочая дебиторская задолженность	6	37 819 473	50 083 867
Прочие финансовые активы	6	264 677 096	378 603 924
Денежные средства и их эквиваленты	6	285 131 743	21 658 451
Итого текущих активов		616 949 387	472 152 922
Итого активов		1 019 531 753	851 851 741
КАПИТАЛ			
Уставный капитал	9	259 724 847	259 365 914
Прочие резервы		1 308 839	580 988
Нераспределённый доход		586 058 950	386 494 710
Итого капитал		847 092 636	646 441 612
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные обязательства			
Займы	11	5 532 332	14 135 480
Обязательство по отсроченному налогу	16	–	7 784 439
Резервы	12	38 716 666	48 157 460
Итого долгосрочных обязательств		44 248 998	70 077 379
Текущие обязательства			
Займы	11	14 905 744	18 713 954
Подоходный налог к уплате		55 806 901	59 356 770
Торговая и прочая кредиторская задолженность		32 380 235	35 184 485
Резервы	12	25 097 239	22 077 541
Итого текущих обязательств		128 190 119	135 332 750
Итого обязательств		172 439 117	205 410 129
Итого обязательств и капитала		1 019 531 753	851 851 741

Примечания на страницах 57-85 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчёт о прибылях и убытках

В тысячах тенге		За год, закончившийся 31 декабря	
	Прим.	2008	2007
ПРОДОЛЖАЮЩАЯСЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Доходы	13	604 993 422	486 974 879
Операционные расходы	14	(297 167 473)	(210 834 485)
Операционная прибыль		307 825 949	276 140 394
Финансовые доходы	15	45 374 578	27 336 231
Финансовые расходы	15	(3 146 631)	(6 093 363)
Доход (убыток) от курсовой разницы		696 455	(8 042 582)
Доход от продажи дочерних организаций		–	859 828
Доля в результатах ассоциированных компаний и совместно-контролируемых предприятий		57 623 884	17 429 850
Прибыль до подоходного налога		408 374 235	307 630 358
Расходы по подоходному налогу	16	(167 091 866)	(150 511 277)
Чистая прибыль за год		241 282 369	157 119 081
ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ			
Базовая и разводнённая	10	3,26	2,12

Примечания на страницах 57-85 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчёт о движении денежных средств

В тысячах тенге		За год, закончившийся 31 декабря	
	Прим.	2008	2007
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до подоходного налога		408 374 235	307 630 358
Корректировки для прибавления (вычета) неденежных статей			
Износ, истощение и амортизация		34 368 825	34 663 502
Доля в результатах ассоциированных компаний и совместно-контролируемых предприятий		(57 623 884)	(17 429 850)
Поставка сырой нефти по условиям соглашения о предэкспортном финансировании		(17 862 800)	(18 173 826)
Убыток от выбытия основных средств		852 909	2 992 114
Обесценение основных средств		183 086	1 863 910
Признание расходов по опционной программе		354 612	1 579 975
Обесценение инвестиций в совместно-контролируемые предприятия		2 396 198	–
Начисление резерва по сомнительным долгам		1 057 105	–
Доход от выбытия дочерних организаций		–	(859 828)
Нереализованный доход (убыток) от курсовой разницы		(464 941)	7 906 399
Прочие неденежные доходы и расходы		5 840 391	4 049 298
Плюс расходы по вознаграждению		3 146 631	5 787 911
Минус доходы по вознаграждению, относящиеся к инвестиционной деятельности		(45 374 578)	(27 030 779)
Корректировки оборотного капитала			
Изменение в прочих активах		(10 008)	(202 451)
Изменение в товарно-материальных запасах		(2 607 882)	2 552 904
Изменение предоплаты по налогам и НДС к возмещению		(2 587 032)	114 467
Изменение в расходах будущих периодов		(1 815 510)	(999 296)
Изменение в торговой и прочей дебиторской задолженности		11 241 450	(13 303 022)
Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности		1 241 412	(5 496 872)
Изменение в резервах		(3 578 130)	(2 455 217)
Подоходный налог уплаченный		(173 277 182)	(110 228 229)
Чистые потоки денежных средств, полученные от операционной деятельности		163 854 907	172 961 468

Примечания на страницах 57-85 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчёт о движении денежных средств (продолжение)

В тысячах тенге		За год, закончившийся 31 декабря	
	Прим.	2008	2007
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(41 891 804)	(40 095 396)
Поступления от продажи основных средств		545 183	65 759
Приобретение нематериальных активов		(227 771)	(26 464)
Приобретение доли в совместных предприятиях и займа к получению от совместно- контролируемого предприятия		(1 816 093)	(137 157 588)
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний		39 164 528	36 179 141
Продажа (приобретение) финансовых активов, удерживаемых до погашения, нетто		91 555 956	(138 309 725)
Продажа (приобретение) финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, нетто		6 449 113	(6 767 606)
Погашение займов, полученных от связанных сторон		2 036 327	97 540 000
Поступления от реализации дочерних организаций		–	10 346 935
Вознаграждение полученное		44 724 319	13 546 118
Чистые потоки денежных средств, полученных от (использованные в) инвестиционной деятельности		140 539 758	(164 678 826)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Расходы по опционной программе		299 279	–
Выкуп собственных акций		(521 318)	–
Поступления по займам		30 000	1 995 378
Погашение займов		(311 960)	(8 174 960)
Дивиденды, уплаченные акционерам Компании		(39 504 759)	(35 705 178)
Вознаграждение уплаченное		(968 822)	(3 089 296)
Чистые потоки денежных средств, использованные в финансовой деятельности		(40 977 580)	(44 974 056)
Чистое изменение денежных средств и их эквивалентов		263 417 085	(36 691 414)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	6	21 658 451	62 459 415
Курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам		56 207	(4 109 550)
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	6	285 131 743	21 658 451

Примечания на страницах 57-85 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчёт об изменениях в капитале

В тысячах тенге

	Относящийся к акционерам Компании					
	Уставный капитал	Выкупленные собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённый доход	Доля меньшинства	Итого капитала
На 1 января 2007 года	263 094 581	(3 818 100)	92 249	266 383 385	5 700	525 757 815
Выбытие дочерних организаций	–	–	–	–	(5 700)	(5 700)
Курсовая разница	–	–	(655 350)	–	–	(655 350)
Опционный план	–	–	1 579 975	–	–	1 579 975
Исполнение опционов работников	–	89 433	–	–	–	89 433
Чистый убыток по финансовым инвестициям, имеющимся в наличии для продажи	–	–	(435 886)	–	–	(435 886)
Дивиденды	–	–	–	(37 007 756)	–	(37 007 756)
Чистая прибыль за год	–	–	–	157 119 081	–	157 119 081
На 31 декабря 2007 года	263 094 581	(3 728 667)	580 988	386 494 710	–	646 441 612
Курсовая разница	–	–	579 154	–	–	579 154
Опционный план	–	–	354 612	–	–	354 612
Исполнение опционов работников	–	880 251	(641 801)	–	–	238 450
Выкуп собственных акций	–	(521 318)	–	–	–	(521 318)
Реализованный убыток от реклассификации финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи в отчет о прибылях и убытках	–	–	435 886	–	–	435 886
Дивиденды	–	–	–	(41 718 129)	–	(41 718 129)
Чистая прибыль за год	–	–	–	241 282 369	–	241 282 369
На 31 декабря 2008 года	263 094 581	(3 369 734)	1 308 839	586 058 950	–	847 092 636

Примечания на страницах 57-85 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Примечания к консолидированной финансовой отчётности

В тысячах тенге, если не указано иное

1 Организация и основная деятельность

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту «Компания») была учреждена в Республике Казахстан и занимается приобретением, разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья. Основная деятельность нефтегазовых объектов осуществляется в Прикаспийском и Мангистауском бассейнах Западного Казахстана. Прямым основным акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (далее по тексту «НК КМГ» или «Материнская компания»), которое представляет государственные интересы в нефтегазовой промышленности Казахстана, и которое владеет 58,19% акций Компании, находящихся в обращении по состоянию на 31 декабря 2008 года (в 2007 году: 57,95%). С июня 2006 года АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» (далее по тексту «Самрук») владеет 100% акций НК КМГ. В свою очередь, 100% акций Самрук находятся в собственности Правительства Республики Казахстан (далее по тексту «Правительство»). В октябре 2008 года Самрук объединился с Фондом Устойчивого Развития «Казына», находящимся в собственности Правительства, тем самым был образован Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына».

Компания осуществляет свою основную деятельность через производственные подразделения «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз». Кроме того, Компания имеет 50%-ную долю в совместно контролируемой компании по добыче нефти и природного газа и дебиторскую задолженность от совместно контролируемой компании (Примечание 7). Данная консолидированная финансовая отчетность отражает финансовое состояние и результаты хозяйственной деятельности данных подразделений, совместно контролируемых компаний и прочих предприятий, преимущественно не связанных с осуществлением основной деятельности, в которых Компания имела контрольную и не контрольную доли участия. Доля таких прочих предприятий составляла приблизительно 1% от чистых активов Компании по состоянию на 31 декабря 2008 года (в 2007 году: 2%).

2 Обзор существенных аспектов учётной политики

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

2.1 Основа подготовки финансовой отчётности

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

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

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

- МСБУ 23 «Затраты по займам», поправка
- КИМСФО 11 / МСФО 2 «Операции с собственными выкупленными акциями и акциями группы»
- КИМСФО 12 «Концессионные договоры оказания услуг»
- КИМСФО 14 / МСФО 19 «Предельный размер величины актива по плану с установленными выплатами, минимальные требования к финансированию и их взаимодействие»

МСБУ 23 «Затраты по займам», поправка
Данный стандарт был пересмотрен с целью включения требования о капитализации затрат по займам в тех случаях, когда такие затраты относятся к квалифицируемому активу. Квалифицируемый актив, это актив, который в обязательном порядке потребует значительное количество времени для приведения его в готовность для целевого использования или реализации. Данный стандарт не оказал влияния на финансовое положение или финансовые результаты Компании.

КИМСФО 11 / МСФО 2 «Операции с собственными выкупленными акциями и акциями группы»
Данная интерпретация требует, чтобы договор, по которым сотруднику предоставляются права на долевые инструменты компании, учитывался как план, предусматривающий выплаты долевыми инструментами, даже в тех случаях, когда компания приобретает долевые инструменты у третьей стороны или необходимые инструменты предоставляются акционерами. Поправка в учетной политики компании не влияет на финансовое положение и деятельность компании.

КИМСФО 12 «Концессионные договоры оказания услуг»
Совет по МСФО опубликовал КИМСФО 12 в ноябре 2006 года. Данная интерпретация применима к концессионным операторам оказания услуг и поясняет, как учитываются обязательства принятые и права, полученные в ходе концессионных соглашений. У Компании таковых соглашений нет, в связи с этим данная интерпретация не имеет влияния на Компанию.

КИМСФО 14 / МСФО 19 «Предельный размер величины актива по плану с установленными выплатами, минимальные требования к финансированию и их взаимодействие»
Интерпретация КИМСФО 14 содержит руководство относительно определения предельного размера суммы профицита по плану с установленными выплатами, который может быть признан в качестве актива в соответствии с МСФО «Вознаграждения работникам». В учетную политику компании была внесена соответствующая поправка. Поскольку в настоящий момент по планам Компании с установленными выплатами существует дефицит, интерпретация не оказала влияния на финансовое положение или показатели деятельности Компании.

Новые стандарты бухгалтерского учёта
Следующие МСФО и КИМСФО еще не вступили в силу по состоянию на 31 декабря 2008 года:

- МСФО 2 «Выплаты, основанные на акциях – Условия наделения правами и аннулирование вознаграждения»
- МСФО 3 «Объединение бизнеса», поправка
- МСФО 8 «Операционные сегменты»
- МСБУ 1 «Представление финансовой отчетности», поправка
- МСБУ 32 «Финансовые инструменты: представление информации» и МСФО 1 «Представление финансовой отчетности – финансовые инструменты с правом погашения и обязательства, возникающие при ликвидации»
- МСБУ 39 «Финансовые инструменты: Признание и Оценка – Статьи хеджирования», поправка
- КИМСФО 13 «Программы, направленные на поддержание лояльности клиентов»
- КИМСФО 15 «Соглашения на строительство объектов недвижимости»
- КИМСФО 16 «Хеджирование чистых инвестиций в зарубежные операции»
- КИМСФО 17 «Распределение неденежных активов собственникам»
- КИМСФО 18 «Перевод активов, полученных от клиентов»

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

2.2 Консолидация

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

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

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

Доля Компании в прибылях и убытках своих ассоциированных предприятий, возникших после приобретения, отражается в отчете о прибылях и убытках, а доля в изменениях капитала, произошедших после приобретения, отражается в капитале. 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 ассоциированной компании.

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

Долевое участие в совместной деятельности
Совместная деятельность – это договорное соглашение, по которому две или более сторон осуществляют экономическую деятельность при условии совместного контроля над ней. Совместно контролируемая компания – это совместное предприятие, которое предполагает учреждение отдельной компании, в которой каждый участник имеет долю.

Компания признает свою долю участия в совместной деятельности, применяя метод долевого участия. Финансовая отчетность совместного предприятия подготавливается за тот же отчетный год, что и финансовая отчетность материнской компании, с применением последовательной учетной политики.

Если Компания вносит активы в совместное предприятие или продает их совместному предприятию, прибыль или убыток от данной операции признается в зависимости от ее экономического содержания. Если Компания приобретает активы у совместного предприятия, она не признает свою долю в прибыли совместного предприятия от операции до тех пор, пока не реализует такой актив независимой стороне.

2.3 Пересчёт иностранной валюты

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

Активы и обязательства зарубежной деятельности пересчитываются в тенге по обменному курсу на отчётную дату, а статьи отчёта о доходах и расходах таких компаний пересчитываются по средневзвешенному курсу за год. Курсовые разницы, возникающие при таком пересчёте непосредственно относятся на отдельную статью капитала. При выбытии зарубежной компании общая сумма, признанная в капитале и относящаяся к конкретному зарубежному подразделению, признается в отчёте о прибылях и убытках.

2.4 Расходы по разведке и разработке нефти и природного газа

Затраты по приобретению лицензий на разведку
Затраты по приобретению лицензий на разведку капитализируются и классифицируются как нематериальные активы и амортизируются по линейному методу в течение предполагаемого срока разведки. Каждый объект рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и он не обесценился. В случае если по объекту не запланированы работы в будущем, оставшееся сальдо затрат на приобретение лицензий списывается. При обнаружении экономически обо-

снованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов»), амортизация прекращается, и оставшиеся затраты объединяются с затратами по разведке и признаются как доказанные активы в разрезе по месторождениям, до подтверждения запасов в составе нематериальных активов. В момент внутреннего утверждения разработки и получения соответствующих лицензий и разрешений, соответствующие расходы перемещаются в основные средства (нефтегазовые активы).

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

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

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

2.5 Основные средства

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

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, любого рода затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нефтегазовые активы амортизируются с использованием производственного метода по доказанным разработанным запасам. Некоторые нефтегазовые активы со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 4 до 10 лет.

Прочие основные средства в основном представляют собой здания, машины и оборудование, которые амортизируются с использованием линейного метода в течение среднего срока полезной службы в 24 года и 7 лет для каждой из групп основных средств соответственно.

Предполагаемый срок полезной службы основных средств пересматриваются на ежегодной основе, и, при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах.

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

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

2.6 Обесценение нефинансовых активов

Компания оценивает активы или группы активов на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что балансовая стоимость актива не может быть возмещена. Отдельные активы группируются для целей оценки на обесценение на самом низком уровне, на котором существуют идентифицируемые денежные

потоки, которые в основном независимы от денежных потоков, генерируемых другими группами активами. В случае если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Компания осуществляет оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость группы активов является наибольшей из справедливой стоимости за вычетом расходов на ее реализацию и стоимости ее использования. В тех случаях, когда балансовая стоимость группы активов превышает ее возмещаемую стоимость, тогда группа активов подлежит обесценению и происходит списание до стоимости замещения. При оценке стоимости использования, ожидаемые денежные потоки корректируются на риски, специфичные для группы активов и дисконтируются к текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег.

На каждую отчетную дату производится оценка относительно того, имеются ли какие-либо индикаторы, указывающие, что убытки по обесценению признанные ранее, более не существуют или уменьшились. Если такие индикаторы существуют, тогда оценивается возмещаемая стоимость. Ранее признанный убыток по обесценению сторнируется только, если произошло изменение в оценках, использовавшихся для определения возмещаемой стоимости актива с момента признания последнего убытка по обесценению. В таком случае остаточная стоимость актива увеличивается до возмещаемой стоимости. Увеличенная стоимость актива не может превышать балансовую стоимость, которая была бы определена, за вычетом износа или амортизации, если бы в предыдущие периоды не был признан убыток по обесценению. Такое сторнирование признаётся в отчете о прибылях и убытках.

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

2.7 Нематериальные активы

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

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

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

2.8 Финансовые активы

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

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

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

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

Торговая и прочая дебиторская задолженность
Торговая и прочая дебиторская задолженность являются непроизводными финансовыми активами с фиксированными или определяемыми платежами,

которые не котируются на активном рынке. После первоначальной оценки торговая и прочая дебиторская задолженность учитывается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки вознаграждения, за вычетом любого резерва на обесценение.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

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

Справедливая стоимость

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

Обесценение финансовых активов

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

Активы, учитываемые по амортизированной стоимости

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

Если в последующий период сумма убытка от обесценения уменьшается, и такое уменьшение может быть объективно связано с событием, произошедшим после того, как было признано обесценение, ранее признанный убыток от обесценения сторнируется в пределах того, что балансовая стоимость актива не превышает его амортизированной стоимости на дату сторнирования. Любое последующее сторнирование убытка от обесценения признается в отчете о прибылях и убытках.

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

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

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

Прекращение признания финансовых активов

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

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

2.9 Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой стоимости реализации по методу ФИФО. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой каждого предмета на место и приведение его в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти является себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объёма производства. Чистая стоимость реализации нефти основывается на предполагаемой цене реализации, за вычетом расходов, связанных с такой реализацией. Материалы и запасы учитываются по стоимости, не превышающей ожидаемой суммы, возмещаемой в ходе обычной деятельности.

2.10 Налог на добавленную стоимость (НДС)

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

2.11 Денежные средства и их эквиваленты

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

2.12 Капитал

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

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

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

2.13 Торговая кредиторская задолженность

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

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

2.15 Отсроченный подоходный налог

Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются в отношении всех временных разниц с использованием балансового метода обязательств. Отсроченные налоги определяются по всем временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой суммой в финансовой

отчетности, за исключением возникновения отсроченного подоходного налога в результате первоначального признания гудвилла, актива или обязательства по сделке, которая не является объединением компаний и которая, в момент её совершения не оказывает влияния на бухгалтерский доход или налоговый доход и убыток.

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

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

2.16 Вознаграждение работникам

Пенсионный план
Компания удерживает 10% от начисленной заработной платы работников как пенсионные отчисления в соответствующие пенсионные фонды. Максимальный уровень пенсионных отчислений установлен в размере 75 минимальных месячных заработных плат, составляющей 10 515 тенге в месяц в первом полугодии 2008 года и 12 025 тенге в месяц во втором полугодии (в 2007 году: 9 752 тенге). В соответствии с действующим казахстанским законодательством работники сами несут ответственность за своё пенсионное обеспечение.

2.17 Признание дохода

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

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

2.18 Подоходные налоги

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

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

3 Существенные учётные оценки и суждения

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

Наиболее значительные оценки приведены ниже:

Запасы нефти и газа
Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Компании по износу, истощению и амортизации. Компания оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Компа-

ния использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

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

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Компания включила в доказанные запасы только такие объемы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода, 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, к обязательствам Компании относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Компании, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Компании по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства. Никаких обязательств не было признано в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике. Компания рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидается, потребуются для погашения обязательства, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку. Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компа-

нии могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 11,5% и 12,7% резерва на 31 декабря 2008 и 2007 годов соответственно относится к затратам по окончательному закрытию. Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Компания оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

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

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

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

Налогообложение
Компания начисляет и платит КПН по ставке 30% от налогооблагаемого дохода в 2008 году. Налогооблагаемый доход рассчитывается в соответствии со стабилизированным налоговым законодательством каждого контракта на недропользование. НСП считается подоходным налогом и является частью расходов по подоходному налогу. В соответствии с контрактами на недропользование, Компания начисляет и платит НСП по ставке 30% от прибыли после налогообложения, которая также была скорректирована на специфические вычеты согласно данным контрактам в случаях, когда внутренняя норма прибыли превышена. Внутренняя норма прибыли рассчитывается на основании денежных потоков от каждого контракта на недропользование, скорректированных на уровень инфляции в стране.

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

4 Основные средства

	Нефтегазовые активы	Прочие активы	Незавершён. капитальное строительство	Итого
2007 год				
Чистая начальная балансовая стоимость на 1 января 2007 года	202 670 160	46 267 153	10 396 059	259 333 372
Поступления	882 535	3 905 958	37 259 086	42 047 579
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	(2 204 963)	–	–	(2 204 963)
Выбытие дочерних организаций	–	(8 526 860)	–	(8 526 860)
Выбытия	(3 253 513)	(4 232 607)	(2 788 893)	(10 275 013)
Перемещения из незавершённого капитального строительства	34 384 609	4 584 445	(38 969 054)	–
Амортизационные отчисления	(26 581 417)	(5 255 131)	–	(31 836 548)
Обесценение / сторно обесценения	553 868	149 460	(2 567 238)	(1 863 910)
Чистая балансовая стоимость на конец периода на 31 декабря 2007 года	206 451 279	36 892 418	3 329 960	246 673 657
На 31 декабря 2007 года				
Первоначальная стоимость	304 590 605	47 139 649	3 329 960	355 060 214
Накопленный износ	(98 139 326)	(10 247 231)	–	(108 386 557)
Чистая балансовая стоимость	206 451 279	36 892 418	3 329 960	246 673 657
2008 год				
Чистая начальная балансовая стоимость на 1 января 2008 года	206 451 279	36 892 418	3 329 960	246 673 657
Поступления	962 924	371 751	42 062 732	43 397 407
Изменения в оценке обязательства по выбытию актива	(6 769 655)	–	–	(6 769 655)
Выбытия	(1 208 967)	(1 162 411)	(810 685)	(3 182 063)
Перемещения из незавершённого капитального строительства	30 036 378	3 226 796	(33 263 174)	–
Внутренние перемещения	5 602 827	(5 626 288)	23 461	–
Амортизационные отчисления	(26 885 283)	(4 130 053)	–	(31 015 336)
Обесценение / сторно обесценения	(186)	(759 145)	576 245	(183 086)
Чистая балансовая стоимость на конец периода на 31 декабря 2008 года	208 189 317	28 813 068	11 918 539	248 920 924
На 31 декабря 2008 года				
Первоначальная стоимость	332 724 973	41 972 079	11 918 539	386 615 591
Накопленный износ	(124 535 656)	(13 159 011)	–	(137 694 667)
Чистая балансовая стоимость	208 189 317	28 813 068	11 918 539	248 920 924

На 31 декабря 2008 года незавершенное капитальное строительство включает чистую балансовую стоимость активов по разведке и оценке в сумме 472 037 тысяч тенге (в 2007 году: 467 479 тысяч тенге). Поступления таких активов в течение 2008 года составили 517 613 тысяч тенге (в 2007 году: 666 300 тысяч тенге), а выбытия составили 513 055 тысячи тенге (в 2007 году: 933 334 тысяч тенге).

5 Нематериальные активы

	2008	2007
На 1 января		
Чистая начальная балансовая стоимость	5 548 240	7 921 252
Поступления	641 198	1 074 150
Выбытия	(4 167)	(27 337)
Амортизационные отчисления	(3 353 489)	(3 419 825)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря	2 831 782	5 548 240
На 31 декабря		
Первоначальная стоимость	12 575 142	11 938 752
Накопленная амортизация	(9 743 360)	(6 390 512)
Чистая балансовая стоимость	2 831 782	5 548 240

6 Финансовые активы

Прочие финансовые активы

	2008	2007
Долгосрочные вклады, выраженные в долларах США	3 863 736	–
Долгосрочные вклады, выраженные в тенге	613 815	706 456
Прочее	630 470	1 247 343
Итого долгосрочных финансовых активов	5 108 021	1 953 799
Срочные вклады, выраженные в тенге	129 292 592	184 767 036
Срочные вклады, выраженные в долларах США	124 625 296	187 559 204
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	10 758 938	–
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	–	6 277 414
Прочее	270	270
Итого краткосрочных финансовых активов	264 677 096	378 603 924
	269 785 117	380 557 723

В 2008 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в долларах США составляла 8,9% (в 2007 году: 8,5%). Средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в тенге составляла в 2008 году 10,2% (в 2007 году: 9,1%).

Торговая и прочая дебиторская задолженность

	2008	2007
Торговая дебиторская задолженность	37 640 937	51 213 760
Прочее	1 467 613	511 192
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(1 289 077)	(1 641 085)
	37 819 473	50 083 867

На 31 декабря 2008 года торговая и прочая дебиторская задолженность, выраженная в долларах США, представляла 94% от общей суммы дебиторской задолженности (в 2007 году: 98%). Оставшаяся дебиторская задолженность выражена в тенге. Торговая дебиторская задолженность является беспроцентной и сроком обычно в 30-60 дней.

Анализ торговой дебиторской задолженности по срокам погашения представлен следующим образом:

	2008	2007
Текущая часть	31 684 394	48 927 795
Просрочка от 0 до 30 дней	6 134 596	1 125 816
Просрочка от 60 до 90 дней	483	30 256
	37 819 473	50 083 867

Денежные средства и их эквиваленты

	2008	2007
Срочные вклады в банках, выраженные в долларах США	241 278 281	818 040
Срочные вклады в банках, выраженные в тенге	42 926 389	19 824 415
Средства в банках и наличность в кассе	927 073	1 015 996
	285 131 743	21 658 451

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

Средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в долларах США составляла в 2008 году 3,6% (в 2007 году: 4,1%). Средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в тенге составляла 8,6% в 2008 году (в 2007 году: 5,7%). Примерно 85% общей суммы денежных и их эквивалентов на конец 2008 года выражены в долларах США (в 2007 году: 5%). Оставшиеся суммы выражены в тенге.

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

Инвестиции в ассоциированные компании и совместно-контролируемые предприятия

	2008	2007
Участие в ТОО СП «Казгермунай» (Казгермунай)	120 814 950	100 757 096
Прочее	1 095 816	2 242 036
	121 910 766	102 999 132

Приобретение ТОО СП «Казгермунай»
24 апреля 2007 года Компания приобрела у НК КМГ 50% долю участия в ТОО СП «Казгермунай» (далее по тексту «Казгермунай») осуществляющего нефтегазовую деятельность в Южно-Центральном Казахстане. Доля Компании в активах и обязательствах совместно-контролируемого предприятия приведена ниже:

	2008	2007
Денежные средства	5 797 262	7 212 286
Текущие активы	8 971 883	12 811 469
Долгосрочные активы	131 413 798	139 900 055
	146 182 943	159 923 810
Текущие обязательства	4 470 120	5 785 528
Долгосрочные обязательства	20 897 873	53 381 186
	25 367 993	59 166 714
Чистые активы	120 814 950	100 757 096

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

	2008	2007
Доходы	106 058 916	56 436 402
Операционные расходы	(48 216 992)	(26 625 703)
Операционная прибыль	57 841 924	29 810 699
Финансовые доходы, нетто	55 335	821 556
Прибыль до подоходного налога	57 897 259	30 632 255
Доходы / (расходы) по подоходному налогу	872 844	(12 720 687)
Чистая прибыль за год	58 770 103	17 911 568
Доход / (убыток) от изменения валютных курсов, напрямую отраженный в капитале	579 154	(655 350)

Дебиторская задолженность от совместно-контролируемого предприятия

	2008	2007
Дебиторская задолженность «CITIC Canada Energy Limited» (CCEL)	18 862 017	18 478 228

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

Данное совместно контролируемое предприятие и его дочерние организации обязаны по договору объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. Кроме того, по условиям договора о приобретении, Компания получила право на получение денежных потоков от финансового актива, но приняла на себя обязательство выплатить эти денежные потоки, в превышение гарантированной выплаты в размере 26,2 миллионов долларов США, до 2020 года, CITIC по соглашению о перераспределении в размере до 778,8 миллионов долларов США (94 056 389 тысяч тенге) на 31 декабря 2008 года (2007: 782,5 миллионов долларов США или 94 106 228 тысяч тенге). Данное обязательство представляет собой первоначальное обязательство плюс вознаграждение, начисленное на данную сумму по ставке ЛИБОР плюс 1,45% в год. Компания не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму

от совместно контролируемого предприятия. Соответственно, данное право и обязательство не признаны в бухгалтерском балансе Компании. Дебиторская задолженность к получению на сумму 153,5 миллионов долларов США (18 533 003 тысяч тенге) (2007: 150 миллионов долларов США эквивалентных 18 045 000 тысяч тенге) представляет собой часть финансового актива, признание которого было прекращено в результате соглашения о перераспределении.

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

17 ноября 2008 года Компания подписала дополнительное соглашение к договору, которое изменяет гарантированный платеж на 26,87 миллионов долларов США и устанавливает годовые сроки выплаты одной второй от суммы гарантированного платежа не позднее 12 июня и 12 декабря. Хотя по состоянию на 31 декабря 2008 года вознаграждение на финансовый актив было начислено с 12 сентября 2008 года. После заключения данного соглашения эффективная ставка вознаграждения по дебиторской задолженности составляет 15% в год (2007: 14%).

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

	2008	2007
Текущие активы	35 420 789	24 881 950
Долгосрочные активы	121 482 925	132 980 689
	156 903 714	157 862 639
Текущие обязательства	39 822 436	29 012 554
Долгосрочные обязательства	117 081 278	128 850 085
	156 903 714	157 862 639
Чистые активы	–	–

8 Товарно-материальные запасы

	2008	2007
Материалы	5 832 084	7 666 214
Сырая нефть	8 573 779	3 917 044
	14 405 863	11 583 258

По состоянию на 31 декабря 2008 года 498 293 тонн сырой нефти (2007: 224 590 тонн) Компании находилось в резервуарах и транзите.

9 Капитал

	Выпущенные акции (количество акций)				
	Простые акции	Привилегированные акции	Простые акции	Привилегированные акции	Итого капитала
На 1 января 2007	69 879 405	4 136 107	258 242 454	1 034 027	259 276 481
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	8 431	–	89 433	–	89 433
На 31 декабря 2007	69 887 836	4 136 107	258 331 887	1 034 027	259 365 914
Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции	78 308	–	880 251	–	880 251
Увеличение собственных выкупленных акций	(55 748)	–	(521 318)	–	(521 318)
На 31 декабря 2008	69 910 396	4 136 107	258 690 820	1 034 027	259 724 847

9.1 Уставный капитал

Разрешённые к выпуску акции
Общее количество объявленных к выпуску простых и привилегированных акций составляет 70 220 935 (в 2007 году: 70 220 935) и 4 136 107 (в 2007 году: 4 136 107) соответственно. По состоянию на 31 декабря 2008 года 43 087 006 простых акций (2007: 43 087 006) принадлежат Материнской Компании. Простые и привилегированные акции Компании не имеют номинальной стоимости.

Дивиденды
В соответствии с казахстанским законодательством, дивиденды не могут быть объявлены, если Компания имеет отрицательный капитал в финансовой отчётности, подготовленной в соответствии со стандартами бухгалтерского учёта Республики Казахстан, или если выплата дивидендов приведёт к отрицательному капиталу в нормативной финансовой отчётности. Суммарные дивиденды на акцию, признанные как выплаты акционерам за период, составили 563 тенге на акцию (в 2007 году: 500 тенге на акцию), как по обыкновенным, так и по привилегированным акциям на дату фиксации реестра 9 июня 2008 года.

9.2 Опционная программа для сотрудников

Расход, признанный по плану наделения служащих Компании акциями по льготной цене, связанному с услугами работающему персоналу, полученный в течение года, составляет 354 612 тысяч тенге (в 2007 году: 1 579 975 тысяч тенге).

Планы наделения служащих компании акциями по льготной цене
В соответствии с планом 1 наделения служащих компании акциями по льготной цене («EOP 1»), руководящим работникам были предоставлены опционы по глобальным депозитарным распискам (ГДР) с ценой исполнения равной рыночной стоимости ГДР на момент предоставления. Исполнение опционов не зависит от условий осуществления деятельности и дает право на 1/3 предоставленного опциона каждый год в течение 3 лет, и может быть исполнен до пятой годовщины с даты предоставления права.

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

План по IPO

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

Изменения в течение года

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

	2008		2007	
	No.	WAEP	No.	WAEP
В обращении на 1 января	1 340 786	14,88	926 595	9,09
Выдано в течение года	–	–	502 825	25,39
Исполнено в течение года	(469 847)	3,91	(50 584)	14,64
Истечение срока действия в течение года	(62 238)	17,04	(38 050)	13,02
В обращении на 31 декабря	808 701	14,82	1 340 786	14,88
Может быть исполнено на 31 декабря	196 287	15,12	490 617	4,28

Средневзвешенный оставшийся основанный на договоре срок по опционам на акции на 31 декабря 2008 года составляет 4,36 года (в 2007 году: 5,31 лет). Диапазон цены исполнения по опционам в обращении на 31 декабря 2008 года составлял от 14,64 до 26,47 долларов США за ГДР (в 2006 году: от 0 до 26,47 долларов США).

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

10 Прибыль на акцию

	2008	2007
Средневзвешенное количество всех акций в обращении	74 092 287	74 015 512
Чистая прибыль, распределяемая акционерам Компании	241 282 369	157 119 081
Базовая и разводнённая прибыль на акцию	3,26	2,12

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

11 Займы

	2008	2007
Займы с фиксированной процентной ставкой	20 438 076	32 849 434
Средневзвешенные процентные ставки	5,23%	5,74%
Итого займов	20 438 076	32 849 434
Займы, выраженные в тенге	–	8 874
Займы, выраженные в долларах США	20 438 076	32 840 560
Итого займов	20 438 076	32 849 434
Долгосрочные займы	5 532 332	14 135 480
Текущая часть долгосрочных займов	14 905 744	18 713 954

Займы Компании с фиксированной процентной ставкой (в 2008 году: 13 241 867 тысячи тенге, в 2007 году: 30 774 074 тысяч тенге), в основном, относятся к соглашению о предэкспортном финансировании, истекающему в 2009 году, расчёт по которому осуществляется сырой нефтью.

12 Резервы

	Обязательства по экологической реабилитации	Налоги	Обязательства по выбытию активов	Прочие	Итого
На 1 января 2007	30 018 963	17 785 480	21 757 268	3 224 988	72 786 699
Дополнительные резервы	–	2 815 319	307 825	534 291	3 657 435
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(2 963 176)	(283 311)	–	(3 246 487)
Амортизация дисконта	–	–	1 725 248	–	1 725 248
Изменения оценок	–	–	(2 229 477)	–	(2 229 477)
Использовано в течение года	(1 776 114)	–	(499 302)	(183 001)	(2 458 417)
Текущая часть	2 813 003	17 637 623	1 427 890	199 025	22 077 541
Долгосрочная часть	25 429 846	–	19 350 361	3 377 253	48 157 460
На 31 декабря 2007	28 242 849	17 637 623	20 778 251	3 576 278	70 235 001
Дополнительные резервы	–	3 323 015	130 682	945 415	4 399 112
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(2 120 138)	–	–	(2 120 138)
Амортизация дисконта	–	–	1 647 715	–	1 647 715
Изменения оценок	–	–	(6 769 655)	–	(6 769 655)
Использовано в течение года	(2 737 510)	–	(603 290)	(237 330)	(3 578 130)
Текущая часть	4 882 783	18 840 500	1 120 014	253 942	25 097 239
Долгосрочная часть	20 622 556	–	14 063 689	4 030 421	38 716 666
На 31 декабря 2008	25 505 339	18 840 500	15 183 703	4 284 363	63 813 905

13 Доходы

	2008	2007
Экспорт:		
Сырая нефть	552 120 489	437 551 117
Внутренний рынок (Примечание 20):		
Сырая нефть	36 933 575	37 401 142
Продукты переработки газа	5 288 097	4 804 395
Прочие доходы и услуги	10 651 261	7 218 225
	604 993 422	486 974 879

14 Операционные расходы

	2008	2007
Экспортная таможенная пошлина	68 796 006	–
Транспортные расходы	53 135 541	48 247 039
Вознаграждения работникам	43 117 573	39 389 555
Износ, истощение и амортизация	34 368 825	34 663 502
Роялти	25 312 574	17 948 868
Услуги по ремонту и обслуживанию	24 653 917	20 496 194
Материалы и запасы	12 717 118	13 878 706
Электроэнергия	9 291 579	7 633 700
Управленческий гонорар и комиссии по продажам (Примечание 17)	8 439 633	8 002 198
Прочие налоги	5 690 873	4 830 875
Штрафы и пени	1 808 845	2 735 535
Социальные проекты	1 649 078	3 660 170
Расход от выбытия основных средств	852 909	2 992 114
Изменение баланса нефти	(4 656 735)	(1 489 717)
Прочее	11 989 737	7 845 746
	297 167 473	210 834 485

15 Финансовые доходы / расходы

15.1 Финансовые доходы

	2008	2007
Финансовый доход по банковским вкладам	39 451 659	24 118 397
Финансовый доход от дебиторской задолженности совместно-контролируемого предприятия	2 851 148	–
Доход от реструктуризации займов	2 467 162	–
Доход по вознаграждениям от финансовых активов, удерживаемых до погашения	508 358	2 912 382
Прочие	96 251	305 452
	45 374 578	27 336 231

15.2 Финансовые расходы

	2008	2007
Амортизация дисконта на обязательство по выбытию активов	1 647 715	1 725 248
Расходы по вознаграждениям	1 152 326	3 853 199
Прочие	346 590	514 916
	3 146 631	6 093 363

16 Подоходный налог

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

	2008	2007
Корпоративный подоходный налог	116 119 081	99 361 566
Налог на сверхприбыль	60 186 172	54 080 973
Текущий подоходный налог	176 305 253	153 442 539
Корпоративный подоходный налог	(5 997 466)	(1 598 601)
Налог на сверхприбыль	(3 215 921)	(1 332 661)
Отсроченный подоходный налог	(9 213 387)	(2 931 262)
Расходы по подоходному налогу	167 091 866	150 511 277

В следующей таблице приведена сверка ставки подоходного налога в Казахстане (30% в 2008 и 2007 годах) с эффективной ставкой налога Компании на прибыль до налогообложения. Утвержденным налоговым кодексом снижена ставка КПН с 20% в 2009 году до 17,5% в 2010 году и до 15% в 2011 году и далее. Механизм расчета НСП также изменился с 2009 года. Эффект изменения налоговых ставок был незначительный.

	2008	2007
Прибыль до налогообложения	408 374 235	307 630 358
Подоходный налог	167 091 866	150 511 277
Эффективная ставка налога	41%	49%

	% прибыли до налогообложения	
Ставка подоходного налога, установленная законодательством	30	30
Увеличение (уменьшение) в результате		
Налога на сверхприбыль	14	17
Дохода, не облагаемого налогом	(4)	(2)
Невычитаемые расходы	1	4
Расходы по подоходному налогу	41	49

Изменение отсроченного налогового обязательства/(актива) по корпоративному подоходному налогу и налогу на сверхприбыль представлено следующим образом:

	Основные средства	Резервы	Прочие	Итого
На 1 января 2007 года	18 264 106	(1 375 143)	(6 173 262)	10 715 701
Влияние на отчет о прибылях и убытках	(1 980 363)	(988 784)	37 885	(2 931 262)
На 31 декабря 2007 года	16 283 743	(2 363 927)	(6 135 377)	7 784 439
Влияние на отчет о прибылях и убытках	(13 428 407)	1 079 503	3 135 517	(9 213 387)
На 31 декабря 2008 года	2 855 336	(1 284 424)	(2 999 860)	(1 428 948)

17 Сделки со связанными сторонами

Народный Банк Казахстана является связанной стороной, так как банк контролируется членом совета директоров АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына», назначенным на эту должность 3 ноября 2008 года.

	2008	2007
Продажи товаров и услуг (Примечание 13)		
Предприятия под общим контролем	467 588 108	385 216 748
Прочие организации, контролируемые государством	827 958	21 235
Совместные предприятия	257 207	155 780
Ассоциированные компании	13 131	2 490
Приобретения товаров и услуг (Примечание 14)		
Предприятия под общим контролем	26 067 031	24 365 343
Материнская компания	8 014 300	7 819 477
Прочие организации, контролируемые государством	9 289 979	1 633 186
Совместные предприятия	–	1 754
Ассоциированные компании	272 630	432 979
Аффилированные компании Народного Банка Казахстана	148 427	525 214
Вознаграждение, начисленное на финансовые активы		
Народный Банк Казахстана	2 203 602	1 225 246
Средняя ставка вознаграждения по вкладам	8,88%	4,44%
Материнская компания	–	2 933 230
Торговая и прочая дебиторская задолженность (Примечание 6)		
Предприятия под общим контролем	36 569 465	41 302 095
Прочие организации, контролируемые государством	798 591	147 874
Совместные предприятия	19 214 446	18 509 130
Ассоциированные компании	4 567	7 254
Аффилированные компании Народного Банка Казахстана	189 910	–
Торговая кредиторская задолженность		
Предприятия под общим контролем	444 739	823 812
Материнская компания	1 132 020	2 439 600
Прочие организации, контролируемые государством	251 657	104 525
Совместные предприятия	48 600	–
Ассоциированные компании	120 785	215 036
Финансовые активы (Примечание 6)		
Народный Банк Казахстана – срочные вклады	93 843 547	–
Народный Банк Казахстана – деньги и их эквиваленты	91 888 302	–
Заработная плата и прочие краткосрочные вознаграждения		
Члены совета директоров	83 686	166 525
Члены совета правления	143 631	273 003
Выплаты на основе долевых инструментов		
Члены совета директоров	–	131 987
Члены совета правления	61 850	265 838

Продажи и дебиторская задолженность
Продажи связанным сторонам представляют собой в основном экспортные и внутренние продажи сырой нефти и нефтепродуктов предприятиям группы КМГ. Экспортные продажи связанным сторонам составили 5 212 638 тонн сырой нефти в 2008 году (в 2007 году: 5 559 108 тонн). Цены реализации сырой нефти определяются со ссылкой на котировки Platt's, скорректированные на стоимость фрахта, страхования и скидок за разницу в качестве. Средняя цена за тонну по таким продажам на экспорт составляла приблизительно 83 797 тенге в 2008 году (в 2007 году: 62 404 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 2 071 729 тонны добытой сырой нефти в 2008 году (в 2007 году: 2 230 463 тонн). Цены реализации на внутреннем рынке определяются соглашением с НК КМГ. За поставленную на внутренний рынок нефть Компания получала в среднем 17 812 тенге за тонну в 2008 году (в 2007 году: 16 710 тенге). Торговая и прочая дебиторская задолженность от связанных сторон представляет собой в основном суммы, относящиеся к операциям по экспортной реализации.

На 31 декабря 2008 года у Компании было обязательство, согласно постановлению Правительства, на поставку 1,9 миллиона тонн сырой нефти на внутренний рынок в 2009 году (в 2008 году: 2,2 миллиона тонн).

Приобретения и кредиторская задолженность
Комиссия за управленческие услуги Материнской компании составила 8 014 300 тысяч тенге в 2008 году (в 2007 году: 7 490 000 тысяч тенге). Агентское вознаграждение за продажи сырой нефти в 2008 году составило 425 333 тысяч тенге (в 2007 году: 512 198 тысяч тенге). Услуги по транспортировке 6 972 820 тонны сырой нефти в 2008 году (в 2007 году: 7 478 521 тонн) были куплены у компании группы КМГ и составили 20 845 471 тысяч тенге в 2008 году (в 2007 году: 18 084 913 тысяч тенге). Остальные услуги, приобретенные у компаний группы КМГ, включают, в основном, платежи за демерредж, комиссионные по реализации и оплату электричества.

Выплаты на основе долевых инструментов Членам Правления и Совета Директоров
Выплаты на основе долевых инструментов ключевому руководящему персоналу представляют собой амортизацию выплат на основе долевых инструментов в течение срока предоставления права.

18 Цели и политика управления финансовыми рисками

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

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

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

По состоянию на 31 декабря 2008 года Компания не имела займов с фиксированной процентной ставкой.

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

У Компании также существуют операционные валютные риски. Такие риски связаны с продажами сырой нефти в валютах, отличных от функциональной валюты Компании. Приблизительно 90% продаж

Компании выражены в долларах США, в то время как почти все затраты выражены в тенге. Большая часть выручки от реализации поступает в течение тридцати - шестидесяти дней с момента продажи. Таким образом, подверженность риску изменения курса обмена в любой момент времени ограничена двумя месяцами с момента продаж, и руководство отслеживает данный риск, но исторически не предпринимало никаких действий для его снижения.

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

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

	Увеличение/уменьшение базисных пунктов	Влияние на прибыль до налогообложения
2008		
Доллары США	+ 25%	101 465 921
Доллары США	+ 40%	162 345 473
2007		
Доллары США	+ 5%	12 462 850
Доллары США	- 5%	(12 462 850)

Кредитный риск

Компания совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Компании все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Компании минимален. В отношении операций, которые имеют место вне стран, соответствующих нахождению операционных подразделений Компании, Компания не предлагает условий коммерческого кредита. Хотя Компания имеет существенный риск концентрации бизнеса, значительную часть дебиторской задолженности составляет задолженность аффилированного предприятия Материнской компании. Руководство считает, что не существует необходимости создания резерва на просроченную задолженность в размере 6 130 724 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2008 года (2007: ноль).

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

Компания подвержена кредитному риску в результате осуществления своей операционной деятельности и определенной инвестиционной деятельности. В ходе осуществления инвестиционной деятельности Компания, в основном, размещает вклады в казахстанских банках.

Политика управления денежными средствами Компании ограничивает суммы финансовых активов, которые можно содержать в каком-либо из банков, в зависимости от размера капитала 1 уровня такого банка и его кредитного рейтинга, присвоенного агентством Standard & Poor's (рейтинг BB и не более 40 % от капитала 1 уровня по состоянию на 31 декабря 2008 года). Политика также требует, чтобы Компания не размещала финансовые активы в тех банках, чей рейтинг ниже более чем на два уровня суверенного кредитного рейтинга Казахстана. Однако, в результате задержек в исполнении программы Компании по приобретению нефтегазовых активов и требованию Правительства Республики Казахстан о хранении большей части финансовых активов Компании в Казахстанских банках (Примечание 20) и ограниченного числа банков, соответствующих требованиям кредитного рейтинга, Компания имела ряд расхождений с требованиями политики управления денежными средствами по состоянию на 31 декабря 2008 года. Финансовые активы, размещенные в Казкоммерцбанке и Народном банке, превышают максимальный порог и максимальный процент от капитала 1 уровня по состоянию на 30 сентября 2008 года, согласно последней опубликованной отчетности.

В результате текущего дефицита ликвидности, спровоцированного продолжающимся глобальным кризисом, Компания не в состоянии отзывать значительные суммы денег, не причиняя тяжелый урон банкам.

В следующей таблице показаны сальдо инвестиций и денежных средств в банках на отчетную дату с использование обозначений кредитных рейтингов Standard & Poor's.

		Рейтинг [1]			
Банки	Местонахождение	2008	2007	2008	2007
Казкоммерцбанк	Казахстан	BB (отрицательный)	BB (отрицательный)	242 112 054	146 091 167
Народный банк	Казахстан	BB+ (отрицательный)	BB+ (отрицательный)	184 726 459	187 909 655
АТФ Банк	Казахстан	Рейтинг отозван	BB+ (стабильный)	42 667 028	16 686 036
БТА Банк	Казахстан	BB (отрицательный)	BB (отрицательный)	39 155 075	33 746 786
HSBC	Казахстан	AA-	AA-	21 617 317	7 778 463
RBS Kazakhstan	Казахстан	A+	AA-	8 702 495	–
Credit Suisse	Британские Виргинские острова	A+	AA-	3 439 832	818 040
ING Bank	Нидерланды	AA	AA	341 780	354 524
Прочие	Казахстан			765 142	1 306 476
				543 527 182	394 691 147

Риск ликвидности

Компания контролирует риск ликвидности, используя инструмент планирования текущей ликвидности. С помощью этого инструмента анализируются сроки платежей, связанных с финансовыми инвестициями и финансовыми активами (например, дебиторская задолженность, другие финансовые активы), а также прогнозируемые денежные потоки от операционной деятельности.

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

В следующей таблице представлена информация по срокам погашения финансовых обязательств Компании по состоянию на 31 декабря 2008 года на основании договорных недисконтированных платежей:

	По требованию	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1 год - 5 лет	Более 5 лет	Всего
Год, закончившийся 31 декабря 2008 г.						
Заемные средства	–	4 680 905	10 840 351	4 361 042	4 508 649	24 390 947
Торговая и прочая кредиторская задолженность	32 380 235	–	–	–	–	32 380 235
	32 380 235	4 680 905	10 840 351	4 361 042	4 508 649	56 771 182
Год, закончившийся 31 декабря 2007 г.						
Заемные средства	–	5 021 473	15 196 143	14 054 260	1 425 215	35 697 091
Торговая и прочая кредиторская задолженность	35 184 485	–	–	–	–	35 184 485
	35 184 485	5 021 473	15 196 143	14 054 260	1 425 215	70 881 576

[1] *Источник: Интерфакс – Казахстан, Factivia, официальные сайты банков по состоянию на 31 декабря соответствующего года.*

Риск изменения цен на сырую нефть
Компания подвержена риску изменения цен на сырую нефть, которые котируются в долларах США на международных рынках. Компания готовит ежегодные бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Компания в прошлом не хеджировала риск изменения цен на сырую нефть.

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

Компания управляет структурой капитала и изменяет ее в соответствии с изменениями экономических условий. С целью сохранения и изменения структуры капитала Компания может регулировать размер выплат дивидендов, возвращать капитал акционерам и выпускать новые акции.

19 Финансовые инструменты

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

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	2008	2007	2008	2007
Текущие финансовые активы				
Денежные средства и их эквиваленты	285 131 743	21 658 451	285 131 743	21 658 451
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	10 758 938	–	10 710 003	–
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	–	6 277 414	–	6 277 414
Срочные вклады в долларах США	124 625 296	187 559 204	124 625 296	187 559 204
Срочные вклады в тенге	129 292 592	184 767 036	129 292 592	184 767 036
Прочие финансовые активы	270	270	270	270
Долгосрочные финансовые активы				
Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия	18 862 017	18 478 228	18 862 017	18 478 228
Долгосрочные вклады в долларах США	3 863 736	–	3 863 736	–
Долгосрочные вклады в тенге	613 815	706 456	613 815	706 456
Прочие долгосрочные финансовые активы	630 470	1 247 343	630 470	1 247 343
Финансовые обязательства				
Займы с фиксированной процентной ставкой	20 438 076	32 849 434	20 438 076	32 849 434

Справедливая стоимость заемных средств была рассчитана путем дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по существующим ставкам вознаграждения. Справедливая стоимость прочих финансовых активов была рассчитана с использованием рыночных ставок вознаграждения.

20 Условные и договорные обязательства

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

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

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

Обязательства по поставкам на внутренний рынок
Казахстанское правительство обязывает нефтедобывающие компании поставлять часть добытой сырой нефти на внутренний рынок. Так как цена по таким дополнительным поставкам сырой нефти согласовывается с Материнской компанией, она может быть значительно ниже мировых цен и может даже устанавливаться на уровне себестоимости добычи. В случае если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем поставляемой Компанией в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки чем от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может значительно и негативно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Компании. В течение текущего года, в соответствии со своими обязательствами, Компания поставила 2 071 729 тонн сырой нефти (в 2007 году: 2 230 463 тонн) на внутренний рынок, а совместное предприятие «Казгермунай» поставило 380 000 тонн нефти (2007: 370 000 тонн) на внутренний рынок.

Налогообложение
Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. 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 2008 года. Руководство считает, что на 31 декабря 2008 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Компании по налогам будет подтверждена, кроме случаев, предусмотренных в данной консолидированной финансовой отчетности (Примечание 12).

Экологические обязательства
Законодательство по защите окружающей среды в Казахстане находится в процессе развития и поэтому подвержено постоянным изменениям. Штрафы за нарушение законодательства Республики Казахстан в области охраны окружающей среды могут быть весьма суровы. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть на основе более строгого толкования существующих положений, гражданского законодательства или изменения в законодательстве, не могут быть достоверно оценены. Кроме сумм, раскрытых в Примечании 12, руководство считает, что не существует вероятных либо возможных экологических обязательств, которые могут существенно и негативно повлиять на финансовое положение Компании, отчет о прибылях и убытках или отчет о движении денежных средств.

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

Лицензии на нефтяные месторождения
Компания является объектом периодических проверок со стороны государственных органов касательно выполнения требований лицензий и соответствующих контрактов на недропользование. Руководство сотрудничает с государственными органами по согласованию исправительных мер, необходимых для разрешения вопросов, выявленных в ходе таких проверок. Невыполнение положений, содержащихся в лицензии, может привести к штрафам, пени, ограничению, приостановлению или отзыву лицензии. Руководство Компании считает, что любые вопросы, касающиеся несоблюдения условий контрактов или лицензий, будут разрешены посредством переговоров или исправительных мер и не окажут существенного влияния на финансовое положение Компании, отчёт о прибылях и убытках или отчет о движении денежных средств.

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

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

Месторождение	Контракт	Дата истечения срока действия
Узень (8 месторождений)	No. 40	2021
Эмба (1 месторождение)	No. 37	2021
Эмба (1 месторождение)	No. 61	2017
Эмба (23 месторождения)	No. 211	2018
Эмба (15 месторождений)	No. 413	2020

Договорные обязательства по лицензиям и контрактам на нефтяные месторождения

Год	Капитальные расходы	Оперативные расходы
2009	36 586 977	4 735 461
2010	841 000	3 834 857
2011	841 000	3 834 857
2012	–	3 834 857
2013	–	3 834 857
2013-2021	–	22 564 721
Итого	38 268 977	42 639 610

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 17).

Договорные обязательства «Казгермунай»
Доля Компании в договорных обязательствах «Казгермунай» представлена следующим образом по состоянию на 31 декабря 2008 года:

Год	Капитальные расходы
2009	10 740 257
Итого	10 740 257

Условные обязательства «Казгермунай»
Налоговые органы подали иск на «Казгермунай» в отношении обязательств, связанных со ставками, применяемыми при подсчете штрафов за сжигание газа в объемах, превышающих разрешенный лимит. По данному вопросу в 2008 году «Казгермунай» подал аппеляцию на расчет, сделанный налоговыми органами, в Кызылординский региональный экономический суд. Однако, налоговый комитет опроверг данный вердикт в Наблюдательном Совете суда Кызылординской области и предыдущий вердикт был оспорен в пользу налогового комитета. «Казгермунай» находится в процессе подачи последующей аппеляции в Верховный Суд Республики Казахстан. Руководство «Казгермунай» предполагает, что в конечном итоге дело будет решено в пользу компании. В связи с этим в финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, не было начислено никаких соответствующих сумм. Если «Казгермунай» не выиграет аппеляцию, максимальная сумма обязательства, оцененная руководством «Казгермунай», составит 9 873 360 тысяч тенге, включая штрафы и пени.

21 События после отчетной даты

Связанные стороны
2 февраля 2009 года Правительство в лице АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» согласилось стать основным акционером Альянс банка и БТА Банка с 76 и 78 процентами владения, соответственно, от общего числа акций. С этой даты Компания считает данные банки связанными сторонами для целей раскрытия в финансовой отчетности.

Девальвация тенге
3 февраля 2009 года Национальный Банк Казахстана объявил, что с 4 февраля 2009 года Национальный Банк больше не будет поддерживать курс тенге в пределах существующего коридора, и предполагаемый курс тенге будет держаться на уровне 150 тенге +/- 3% к доллару США. По состоянию на 27 февраля 2009 года официальный обменный курс, установленный Национальным Банком Казахстана, составлял 150,26 Тенге.

Пересмотр кредитных рейтингов банков Казахстана
17 февраля 2009 года «Standard & Poor's» понизил долгосрочные кредитные рейтинги крупных банков Казахстана, включая Казкоммерцбанк, Народный банк и БТА Банк. Учитывая новые рейтинги, Казкоммерцбанк и БТА Банк не соответствуют политике управления денежными средствами Компании, согласно которой кредитный рейтинг должен быть не более чем два уровней ниже суверенного кредитного рейтинга Казахстана (Примечание 18).

Данный отчет подписан следующими лицами от имени Компании, состоящими в должностях, указанных по состоянию на 27 февраля 2009 года:

Генеральный директор Балжанов А.К.

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

Финансовый Контролер Группы Дрэйдер Ш.

Справочная информация

CCEL	CITIC Canada Energy Limited, 100% владелец CCPL, ранее Nations Energy Company Ltd, с его основной инвестицией в разработку месторождения Каражанбас.
Gaffney, Cline & Associates	Независимая международная консалтинговая компания, специализирующаяся на оценке запасов углеводородов.
IPO	Первичное публичное размещение акций компании на фондовом рынке.
KASE	Казахстанская Фондовая Биржа.
Kazakhstan Growth Forum	Ежегодный международный форум (Лондон).
LSE	Лондонская Фондовая Биржа.
Standard & Poor's	Международное рейтинговое агентство, которое занимается присвоением краткосрочных и долгосрочных кредитных рейтингов.
Би Джи Групп плс.	Мировой лидер в производстве природного газа. Работает по следующим основным направлениям – разведка и добыча, производство сжиженного природного газа (СПГ), транспортировка и распределение, а также производство электроэнергии.
Газоконденсат	Смесь жидких углеводородов, выделяющаяся из природных газов при эксплуатации газоконденсатных залежей в результате снижения пластовых давлений (ниже давления начала конденсации) и температуры.
Гидроразрыв пласта (ГРП)	Один из методов интенсификации добычи нефти на месторождении и увеличения нефтеотдачи действующих нефтяных скважин. Технология осуществления ГРП включает в себя закачку в скважину с помощью мощных насосных станций геля, содержащего проппант (искусственный песок), разрывающего нефтеносный пласт. После этого дебит скважины, как правило, резко возрастает.
Группа компаний КМГ	АО «Национальная компания «КазМунайГаз» и ее дочерние компании, включая РД КМГ, АО «КазТрансОйл», АО «КазТрансГаз», АО «Торговый дом «КазМунайГаз» и др.
Дострелы / Перестрелы	Дострел и перестрел пластов осуществляют путем их перфорации, т.е путем нанесения удара перфоратором по стволу скважины открывая путь проникновению нефти и газа в скважину через отверстия, полученные в результате удара. Перфоратор представляет собой цилиндрический инструмент, заряженный взрывчатым веществом, которое выстреливается в продуктивный пласта, простреливая отверстия в стволе скважины.
Инженерный центр	Филиал РД КМГ, который осуществляет мониторинг геологоразведочных работ, анализирует процесс разработки месторождений, предоставляет экспертную оценку проектов разработки и их экономической эффективности.

Казгермунай (КГМ)	Восьмая по объемам добычи Казахстанская нефтяная компания. Доказанные и вероятные запасы КГМ по состоянию на конец сентября 2006 г. составляют приблизительно 40,7 млн. тонн (310 млн. баррелей), добыча в 2007 г. – свыше 3 млн. тонн (64 тыс. баррелей в сутки). Вторым участником КГМ является компания PetroKazakhstan Kumkol Resources.
Каражанбасмунай (КБМ)	АО «Каражанбасмунай» принадлежат 100% прав на разработку нефтегазового месторождения Каражанбас в западной части Казахстана до 2020 г. Запасы компании по категории 2Р (доказанные и вероятные запасы) по окончанию 2006 г. составили 66 миллионов тонн. 50% доли активов этой компании было приобретено компанией РД КМГ.
Категория 1Р	Доказанные запасы.
Категория 2Р	Доказанные и вероятные запасы.
Категория 3Р	Доказанные, вероятные и возможные запасы.
Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК)	Нефтепровод, соединяющий месторождение Тенгиз в Казахстане с российским портом Новороссийск на Черном море, является важным маршрутом транспортировки нефти с берегов Каспийского моря на международный рынок.
Мангистаумунайгаз (ММГ)	Одна из крупнейших частных нефтегазодобывающих компаний в Казахстане. Основные направления деятельности ММГ: разведка, разработка, добыча и переработка нефти.
Национальная Компания КазМунайГаз (НК КМГ)	Государственная нефтегазовая компания Республики Казахстан, в форме акционерного общества, 100 процентов акций которого принадлежат Фонду национального благосостояния «Самрук-Казына».
Нуржанов	Площадь геолого-разведочных работ на западе Казахстана у северо-восточной части Каспийского моря.
Озенмунайгаз (ОМГ)	Основной производственный филиал компании РД КМГ, который действует на 2 основных месторождениях в регионе Мангистау.
Парыз	Ежегодный конкурс по социальной ответственности бизнеса, учрежденный Президентом Казахстана в 2008 году.
ПетроКазахстан Инк.	Одна из крупнейших частных нефтегазодобывающих компаний в Казахстане, разрабатывает 11 месторождений в Южно-Тургайском бассейне.
Сейсморазведка	Комплекс геофизических методов, использующих явления распространения волн в твёрдой и жидких средах для изучения геологического и тектонического строения земной коры.
Узень-Атырау-Самара (УАС)	Нефтепроводной маршрут протяженностью 1 500 километров, проходящий по территории Атырауской и Мангистауской областей в Россию.
Фонд Самрук-Казына	Фонд Национального благосостояния по управлению государственными активами, акциями национальных компаний и финансовых институтов развития Казахстана.
Эмбамунайгаз (ЭМГ)	Один из двух филиалов компании РД КМГ, действующий на 39 месторождениях в регионе местности Атырау на западе Казахстана.

Информация для акционеров

Годовое общее собрание акционеров

Годовое общее собрание акционеров состоится в 10:30, 28 мая 2009 года по адресу:
Республика Казахстан, 010000,
г. Астана, ул. Тауельсыздык, 7
Отель Риксос Президент Астана,
конференц-зал «Dhall», 1 этаж

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»
Республика Казахстан, 050091, Алматы,
ул. Желтоксан, 79 «А»
Телефон: +7 727 250-89-61, 250-89-60
Факс: +7 727 250-16-96

Держатели Глобальных Депозитарных Расписок (ГДР):
The Bank of New York
101 Barclay Street, 22nd Floor, New York
NY 10286, United States of America
Телефон: +1 212 815-44-93
Факс: +1 212 571-30-50
Телекс: 62736 Western Union

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

[1] Включает выкупленные ГДР для реализации опционной программы Компании, хранящиеся в доверительном управлении (на 31.12.2008 г. - 1 528 749 ГДР), а также акции и ГДР, выкупленные в соответствии с программой выкупа собственных акций (на 31.12.2008 г. – 236 156 ГДР и 16 389 акций).
[2] Акции Компании находятся в обращении на Казахстанской Фондовой Бирже, а глобальные депозитарные расписки - на Лондонской Фондовой Бирже. Одна ГДР соответствует 1/6 простой акции.

Контактные данные

Зарегистрированный офис Компании
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»
Республика Казахстан, 010000, Астана,
ул. Тауельсыздык, 2
Телефон: +7 7172 97-74-27
Факс: +7 7172 97-74-26

Связь с общественностью
Телефон: +7 7172 97-76-00
Факс: +7 7172 97-79-24
E-mail: pr@kmgep.kz

Корпоративный секретарь (запросы акционеров)
Телефон: +7 7172 97-54-13
Факс: +7 7172 97-76-33
E-mail: info@kmgep.kz

Служба по связям с инвесторами (запросы институциональных инвесторов)
Телефон: +7 7172 97-54-33
Факс: +7 7172 97-54-45
E-mail: ir@kmgep.kz

Московское представительство
Россия, 119180, Москва,
ул. Большая полянка 53, д. 52, стр. 2
Телефон: +7 495 627-73-18
Факс: +7 495 627-73-19

Аудиторы
ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан»
Республика Казахстан, 050000, Алматы,
пр. Аль-Фараби, 77/7 - здание «Есентай Тауэр»
Телефон: +7 727 258-59-60
Факс: +7 727 258-59-61

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

Банк - депозитарий (для держателей ГДР)
The Bank of New York
101 Barclay Street, 22nd floor, Ney York
NY 10286, United States of America
Телефон: +1 212 815-44-93
Факс: +1 212 571-30-50
Телекс: 62736 Western Union

Финансовый календарь на 2009 год *

12 марта 2009	Финансовые результаты за 2008 год.
Май 2009	Финансовые результаты за 1-й квартал 2009 года.
28 мая 2009	Годовое Общее Собрание.
8 июня 2009	Дата фиксирования реестра для выплаты дивидендов.
Сентябрь 2009	Финансовые результаты за 2-й квартал 2009 года.
Ноябрь 2009	Финансовые результаты за 3-й квартал 2009 года.

** Даты верны на момент печати отчета, и могут изменяться.*