

**Пояснительная записка
к консолидированной финансовой отчетности АО НК «КазМунайГаз»,
подготовленной по формам, утвержденным Приказом
Министерства финансов Республики Казахстан,
за 2010 год**

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее по тексту – «Компания» или «КазМунайГаз») является государственным нефтегазовым предприятием Республики Казахстан, созданным 27 февраля 2002 года как закрытое акционерное общество, на основании Указа Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года № 811 и Постановления Правительства Республики Казахстан (далее по тексту – «Правительство») от 25 февраля 2002 года № 248. Компания была образована в результате слияния Национальной нефтегазовой компании ЗАО «Казахойл» (далее по тексту – ННК «Казахойл») и Национальной компании «Транспорт нефти и газа» (далее по тексту – «ТНГ»). В результате объединения все активы и обязательства ННК «Казахойл» и ТНГ, включая доли участия во всех предприятиях, которыми владели эти компании, были переданы в КазМунайГаз. В марте 2004 года, в соответствии с законодательством Республики Казахстан, Компания была перерегистрирована в акционерное общество.

Начиная с 8 июня 2006 года единственным акционером Компании является АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» (далее по тексту «Самрук»), который в октябре 2008 года объединился с Фондом Устойчивого Развития «Казына», находящимся в собственности Правительства, тем самым образовав Фонд Национального Благополучия «Самрук-Казына» (далее по тексту «Самрук-Казына» или «Материнская Компания»). Правительство является единственным акционером «Самрук-Казына».

Компания имеет доли участия в 35 компаниях (в 2009 году: 33) (далее по тексту «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, город Астана, проспект Кабанбай батыра, 19.

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

- участие в государственной политике в нефтегазовой отрасли;
- представление государственных интересов в контрактах на недропользование, посредством долевого участия в контрактах; и
- корпоративное управление и мониторинг по вопросам разведки, разработки, добычи, переработки, реализации, транспортировки углеводородов, проектированию, строительству, эксплуатации нефтепроводов и газопроводов и нефтегазопромысловой инфраструктуры.

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (Примечание 13).

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена на основе первоначальной стоимости, за исключением операций, раскрытых в учетной политике и Примечаниях к данной консолидированной финансовой отчетности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчетности округлены до тысячи, за исключением специально оговоренных случаев.

Заявление о соответствии

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности («Совет по МСФО»).

Пересчет иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчетности каждого из предприятий Группы, включенные в данную консолидированную финансовую отчетность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность («функциональная

валюта»). Консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, который является валютой представления отчетности Группы.

Операции и сальдо счетов

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчетов по таким операциям, и от пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на отчетную дату, признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Предприятия Группы

Доходы, убытки и финансовая позиция всех дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний Группы (ни одно из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных отчетов о финансовом положении пересчитываются по курсам закрытия на отчетную дату;
- доходы и расходы по каждому из отчетов о совокупном доходе пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в прочем совокупном доходе.

Курсы обмена валют

Средневзвешенные курсы обмена валют, установленные на Казахстанской Фондовой Бирже («КФБ»), используются в качестве официальных курсов обмена валют в Республике Казахстан.

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2010 года составлял 147,40 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2010 года (в 2009 году: 148,36 тенге за 1 доллар США).

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Принятая учётная политика соответствует учётной политике, применявшейся в предыдущем отчетном году, за исключением принятия приведенных ниже новых и пересмотренных Стандартов и Интерпретаций, вступивших в силу с 1 января 2010 года.

- МСФО 2 «*Выплаты, основанные на акциях*» (с изменениями)

Совет по МСФО опубликовал поправку к МСФО 2, разъясняющую сферу применения и метод учета сделок с выплатами, основанными на акциях, расчеты по которым осуществляются денежными средствами, предусматривающих участие нескольких компаний группы. Группа применила данную поправку с 1 января 2010 года. Применение данной поправки не оказало влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

- МСФО 3 «*Объединение бизнеса*» (в новой редакции) и МСБУ 27 «*Консолидированная и отдельная финансовая отчетность*» (с изменениями)

МСФО 3 (в новой редакции) вносит существенные изменения в порядок учета сделок по объединению бизнеса. Изменения влияют на оценку неконтрольной доли участия, учет затрат по сделке, первоначальное признание и последующую оценку условного вознаграждения и учет поэтапного объединения бизнеса. Эти изменения окажут влияние на сумму признаваемого гудвилла, результаты деятельности за период, в котором имело место приобретение, а также на результаты деятельности компании, представляемые в отчетности в последующих периодах.

Согласно требованиям МСБУ 27 (с изменениями) изменение в доле участия в дочерней компании (без потери контроля) следует учитывать как операцию с капиталом. Таким образом, подобные операции больше не будут обуславливать ни возникновение гудвилла, ни признание доходов или расходов. Более того, стандарт в новой редакции изменяет метод учета убытков дочерних компаний, а также метод учета потери контроля над дочерней организацией.

Изменения в требованиях к учетной политике по МСФО, вносимые МСФО 3 (в новой редакции) и МСФО (IAS) 27 (с изменениями) оказывают влияние на приобретения и операции, приводящие к потере контроля над дочерними организациями, а также на операции с неконтрольными долями участия, произошедшими на или после 1 января 2010 года. Данные изменения в учетной политике были применены перспективно и не оказали существенного влияния на Группу.

- Поправка к МСБУ 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка»: «Объекты, разрешенные к хеджированию»*

Поправка разъясняет, что компания может определять в качестве объекта хеджирования часть изменения справедливой стоимости или изменчивость денежных потоков по финансовому инструменту. Кроме того, поправка рассматривает вопрос об определении инфляции в качестве хеджируемого риска или его части в определенных ситуациях. Группа пришла к выводу о том, что данные изменения не окажут влияния на ее финансовое положение или результаты деятельности, поскольку она не осуществляет операции хеджирования такого рода.

- Интерпретация 17 *«Распределение неденежных активов между собственниками»*

Данная Интерпретация предоставляет указания по учету соглашений, согласно которым компания распределяет неденежные активы между акционерами в виде распределения фондов или в виде дивидендов. Данная интерпретация не оказала влияния ни на финансовое положение, ни на результаты деятельности Группы.

Стандарты выпущенные, но ещё не вступившие в силу

Ниже приводятся стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчетности Группы. В список включены выпущенные Стандарты и Интерпретации, которые Группа предполагает применить в будущем. Группа намерена применить эти стандарты, с даты их вступления в силу.

- Поправка к МСБУ 12 *«Налоги на прибыль»*

Поправка к МСБУ 12 вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2012 года или после этой даты. Данная поправка разъясняет вопросы определения отсроченных налогов по инвестиционной недвижимости учитываемой по справедливой стоимости. Данная поправка не окажет существенного влияния на Группу после ее первоначального применения.

- Поправка к МСБУ 24 *«Раскрытие информации о связанных сторонах»*

Стандарт в новой редакции вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2011 года или после этой даты. Он разъясняет определение связанной стороны и упрощает идентификацию отношений связанных сторон, а также устраняет расхождения, возникающие при применении стандарта. Стандарт в новой редакции предусматривает частичное исключение из требований по раскрытию информации для компаний, связанных с государством. Руководство Группы полагает, что стандарт не окажет влияния на ее финансовое положение и финансовые результаты деятельности. Поправкой разрешено досрочное применение как частичного исключения для компаний, связанных с государством, так и новой редакции стандарта в целом. Группа применила стандарт досрочно.

- Поправка к МСБУ 32 *«Финансовые инструменты: представление информации»: «Классификация выпусков прав на акции»*

Поправка к МСФО 32 вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 февраля 2010 года или после этой даты, и изменяет определение финансового обязательства с целью классификации выпусков прав на акции (а также определенных опционов и warrants) в качестве долевых инструментов в случае, если такие права предоставляются на пропорциональной основе всем владельцам одного и того же класса производных долевых инструментов компании, либо с целью приобретения фиксированного количества собственных долевых инструментов компании за фиксированную сумму в любой валюте. Данная поправка не окажет влияния на Группу после ее первоначального применения.

- Поправка к МСФО 1 *«Принятие международных стандартов финансовой отчетности впервые»: «Гиперинфляция и отмена фиксированных дат для первоначального принятия»*

Поправка к МСФО 1 вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2011 года или после этой даты. Данная поправка представляет новое исключение по исходной стоимости для предприятий в странах с гиперинфляционной экономикой. Данная поправка не окажет влияния на Группу после ее первоначального применения.

- МСФО 7 *Финансовые инструменты: Раскрытия* (Поправка)

В течение 2010 года некоторые изменения были сделаны в МСФО 7, которые вступают в силу в 2011 и 2012 годах. В общем, данные изменения нацелены на упрощение раскрытий и уменьшение времени и усилий для подготовки финансовой отчетности. Однако, новые требования для раскрытий финансовых эффектов по залогам, удерживаемых в качестве обеспечения, скорее всего увеличат системную нагрузку и потребуют больше часов работы для Группы.

- МСФО 9 *«Финансовые инструменты: классификация и оценка»*

МСФО 9, выпущенный по результатам первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСБУ 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов, как они определены в МСБУ 39. Стандарт вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты. В ходе последующих этапов Совет по МСФО рассматривает классификацию и оценку финансовых обязательств, учет хеджирования и прекращение признания. Ожидается, что проект закончится в 2011 году. Применение первого этапа МСФО 9 окажет влияние на классификацию и оценку финансовых активов Группы. Для представления завершенной картины Группа оценит влияние этого стандарта на соответствующие суммы в консолидированной финансовой отчетности в увязке с другими этапами проекта после их публикации.

- Поправка к Интерпретации 14 *«Предоплаты в отношении требований о минимальном финансировании»*

Поправка к Интерпретации 14 вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2011 года или после этой даты, и применяется ретроспективно. Поправка разъясняет оценку возмещаемой стоимости чистого пенсионного актива. Согласно поправке предоплата в отношении требования о минимальном финансировании может учитываться компанией в качестве актива. Предполагается, что поправка не окажет влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

- Интерпретация 19 *«Погашение финансовых обязательств посредством предоставления долевых инструментов»*

Интерпретация 19 вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2010 года или после этой даты. Интерпретация разъясняет, что долевые инструменты, предоставленные кредитору для погашения финансового обязательства, удовлетворяют критериям классификации в качестве уплаченного вознаграждения. Выпущенные долевые инструменты оцениваются по справедливой стоимости. Если же их справедливая стоимость не может быть надежно определена, они оцениваются по справедливой стоимости погашенного обязательства. Доходы или расходы незамедлительно признаются в составе прибыли или убытка. Применение данной интерпретации не окажет влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Усовершенствования МСФО (май 2010 года)

Совет по МСФО опубликовал комплект поправок к стандартам «Усовершенствования МСФО». Поправки не были применены, поскольку они вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2010 года или после этой даты, либо 1 января 2011 года или после этой даты.

- МСФО 3 *«Объединение бизнеса»;*
- МСФО 7 *«Финансовые инструменты: раскрытие информации»;*
- МСБУ 1 *«Представление финансовой отчетности»;*
- МСБУ 27 *«Консолидированная и отдельная финансовая отчетность»;*
- Интерпретация 13 *«Программы, направленные на поддержание лояльности клиентов».*

Группа полагает, что применение данных поправок не окажет влияния на ее финансовое положение или результаты ее финансовой деятельности.

Основа консолидации

Основа консолидации с 1 января 2010 года

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчетности Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2010 года. Дочерние организации полностью консолидируются Группой с даты приобретения, представляющей собой дату получения Группой контроля над дочерней организацией, и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля. Финансовая отчетность дочерних организаций подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Все внутригрупповые остатки, операции, нереализованные доходы и расходы, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, и дивиденды полностью исключены.

Убытки дочерней организации относятся на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

Изменение доли участия в дочерней организации без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она:

- Прекращает признание активов и обязательства дочерней организации (в том числе относящегося к ней гудвилла);
- Прекращает признание текущей стоимости неконтрольной доли участия;
- Прекращает признание накопленных курсовых разниц, отраженных в капитале;
- Признает справедливую стоимость полученного вознаграждения;
- Признает справедливую стоимость оставшейся инвестиции;
- Признает образовавшийся в результате операции излишек или дефицит в качестве прибыли или убытка;
- Переклассифицирует долю материнской компании в компонентах, ранее признанных в составе прочего совокупного дохода, в состав прибыли или убытка или нераспределенной прибыли в соответствии с конкретными требованиями.

Основа консолидации до 1 января 2010 года

Некоторые из вышеперечисленных принципов были применены перспективно. В связи с этим, существуют следующие различия в учете, обусловленные применением ранее использовавшейся основы консолидации:

- Учет приобретения неконтрольной доли участия до 1 января 2010 г. выполнялся с использованием метода «продолжения материнской компании», согласно которому разница между уплаченным вознаграждением и текущей стоимостью приобретенной доли чистых активов признавалась в капитале.
- Убытки, понесенные Группой, относились на неконтрольную долю участия, пока ее текущая стоимость не уменьшалась до нуля. Последующие убытки относились на материнскую компанию, за исключением случаев, когда у держателей неконтрольной доли участия было обязательство в отношении покрытия убытков, имеющее обязательную силу. Убытки, понесенные до 1 января 2010 года, не были перераспределены между неконтрольной долей участия и акционерами материнской компании;
- В случае потери контроля Группа учитывала оставшиеся инвестиции по пропорциональной доле в стоимости чистых активов на дату потери контроля. Текущая стоимость таких инвестиций на 1 января 2010 года не пересчитывалась.

Объединение бизнеса и гудвилл

Объединение бизнеса после 1 января 2010 года

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса приобретающая сторона оценивает неконтрольную долю участия в приобретаемой компании либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации

и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов.

В случае поэтапного объединения бизнеса справедливая стоимость на дату приобретения ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой компании переоценивается по справедливой стоимости на дату приобретения через прибыль или убыток.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Последующие изменения справедливой стоимости условного вознаграждения, которое может быть активом или обязательством, должны признаваться согласно МСБУ 39 либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, оно не должно переоцениваться до момента его полного погашения в составе капитала.

Гудвилл изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если данное вознаграждение меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней организации, разница признается в составе прибыли или убытка.

Впоследствии гудвилл оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвилла, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвилл, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекут выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

Если гудвилл составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвилл, относящийся к выбывающей деятельности, включается в текущую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвилл оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

В 2010 году, в Группе не было операций по объединению бизнеса.

Объединение бизнеса до 1 января 2010 года

Требования, применявшиеся ранее, имели следующие отличия по сравнению с вышеперечисленными:

- Объединения бизнеса учитывались с использованием метода покупки. Затраты, непосредственно связанные с приобретением, входили в состав стоимости приобретения. Неконтрольная доля участия (ранее называвшаяся долей меньшинства) оценивалась по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании;
- Поэтапные объединения бизнеса учитывались как отдельные этапы. Дополнительные приобретенные доли участия не влияли на ранее признанный гудвилл;
- Если Группа приобретала бизнес, встроенные производные инструменты, выделенные из основного договора приобретаемой компанией, при приобретении повторно не анализировались, за исключением случаев, когда объединение бизнеса обуславливало изменение условий договора, оказывающее существенное влияние на денежные потоки, которые в противном случае требовались бы согласно договору;
- Условное вознаграждение признавалось тогда и только тогда, когда у Группы имелось текущее обязательство, отток экономических выгод был скорее вероятен, чем нет, и его оценка могла быть надежно определена. Последующие корректировки условного вознаграждения признавались в составе гудвилла.

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерней организации, передаваемой под общим контролем, учитываются в настоящей консолидированной финансовой отчетности по текущей стоимости передающей организации («Предшественник») на дату передачи. Соответствующий гудвилл, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественника, также отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей текущей стоимостью чистых активов, включая гудвилл

Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка капитала.

Данная консолидированная финансовая отчетность, включая сравнительные данные, представляется исходя из допущения о том, что дочерняя организация была приобретена Группой на дату, на которую она была первоначально приобретена Предшественником.

В 2010 году Группа не приобретала дочерних организаций от сторон под общим контролем.

Участие в совместной деятельности

Группа имеет доли участия в совместной деятельности в форме совместно-контролируемых предприятий, в которых участники совместной деятельности вступают в договорные соглашения, устанавливающие совместный контроль над экономической деятельностью предприятия. Соглашение требует от участников совместной деятельности принятие единогласных решений в отношении финансовой и операционной политики.

Группа учитывает свою долю участия в совместно-контролируемых предприятиях, применяя метод долевого участия, который более детально описан ниже в части «Инвестиции в ассоциированную компанию».

В отношении своей доли владения в совместно контролируемых активах Группа признает в своей консолидированной финансовой отчетности:

- Свою долю в совместно контролируемых активах, классифицированных согласно характеру активов;
- Любые возникшие у Группы обязательства;
- Свою долю в любых обязательствах, понесенных совместно с любыми другими участниками, связанных с совместно контролируемыми активами;
- Любой доход от реализации или использования своей доли в продукции совместно контролируемого актива вместе со своей долей расходов, произведенных совместно контролируемым активом; и
- Любые расходы, произведенные Группой в отношении своей доли владения в совместно контролируемом активе.

Инвестиции в ассоциированную компанию

Инвестиции Группы в ее ассоциированную компанию учитываются по методу долевого участия. Ассоциированная компания – это компания, на которую Группа оказывает существенное влияние.

В соответствии с методом долевого участия инвестиции в ассоциированную компанию учитываются в отчете о финансовом положении по первоначальной стоимости плюс изменения, возникшие после приобретения в доле чистых активов ассоциированной компании, принадлежащей Группе. Гудвилл, относящийся к ассоциированной компании, включается в текущую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения. Отчет о совокупном доходе отражает долю финансовых результатов деятельности ассоциированной компании. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в отчете об изменениях в капитале. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям Группы с ассоциированной компанией, исключены в той степени, в которой Группа имеет долю участия в ассоциированной компании.

Доля в прибыли ассоциированных компаний представлена непосредственно в отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль, приходящуюся на акционеров ассоциированной компании, и поэтому определяется как прибыль после налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях ассоциированных компаний.

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

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по инвестициям Группы в ассоциированные компании. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированные компании. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании и ее текущей стоимостью, и признает эту сумму в отчете о совокупном доходе по статье «доля в прибыли ассоциированной компании».

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

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений

Затраты, понесенные до приобретения лицензий

Затраты, понесенные до приобретения лицензий, относятся на расходы в том периоде, в котором они были понесены.

Затраты по приобретению лицензий и имущества

Затраты по приобретению лицензий и имущества капитализируются и классифицируются как нематериальные активы. Каждый объект по разведке рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и он не обесценился. Если будущие работы не запланированы, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов списывается. При обнаружении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов») и при внутреннем утверждении разработки, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов, в разрезе по месторождениям, объединяется с затратами по разведке и переносится в нефтегазовое имущество.

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

Как только получено юридическое право на проведение разведки, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно относящиеся к разведочной скважине, капитализируются как нематериальные или материальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя оплату работникам, использованные материалы и горючее, стоимость буровой вышки и платежи подрядчикам. Если запасы не обнаружены, актив по разведке тестируется на обесценение, если извлекаемые углеводороды обнаружены, и подлежат дальнейшей оценке, которая может включать бурение других скважин, коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то затраты продолжают учитываться как нематериальный актив, пока не будет достигнут обоснованный /непрерывный прогресс в оценке коммерческого извлечения углеводородов. Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, равно как и проверке на обесценение, 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 определены доказанные запасы нефти и принимается решение на продолжение разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав нефтегазового имущества после оценки обесценения и признания возникшего убытка от обесценения.

Затраты на разработку

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин, включая сухие разработочные скважины или оконтуривающие скважины, капитализируются в составе нефтегазового имущества.

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат по процентам по долгосрочным проектам строительства, при соблюдении критерии признания, 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.

Нефтегазовое имущество амортизируется с использованием производственного метода, тогда как материальные активы амортизируются по доказанным разработанным запасам, а нематериальные активы по доказанным запасам. Некоторое нефтегазовое имущество со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 4 до 10 лет.

Основные средства, помимо нефтегазовых активов, в основном включают здания, машины и оборудование, которые амортизируются прямолинейным методом в течение следующих сроков полезной службы:

Активы НПЗ	4-100 лет
Трубопроводы	10-30 лет
Здания и сооружения	8-100 лет
Машины и оборудование	3-30 лет
Транспортные средства	5-10 лет
Прочее	4-20 лет

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

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

Прекращение признания объекта основных средств, включая добывающие скважины, которые прекратили добычу коммерческих объемов углеводородов и предназначены для ликвидации, происходит при выбытии или в случае, если в будущем не ожидается получения экономических выгод от использования данного актива. Доходы или расходы, возникающие в результате прекращения признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и текущей стоимостью актива), включаются в прибыли и убытки за тот период, в котором произошло прекращение признания актива.

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, компьютерных программ и гудвилл. Нематериальные активы, приобретенные отдельно, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого другого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нематериальные активы, за исключением гудвилла, амортизируются прямолинейным методом в течении расчетного оставшегося срока полезной службы. 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.

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

Гудвилл тестируется на обесценение ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его текущая стоимость может быть обесценена.

Обесценение гудвилла определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвилл. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их текущей стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвилла не может быть восстановлен в будущих периодах.

Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если текущая стоимость актива или ПГДП превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу учитываются недавние рыночные сделки, если таковые имели место. В отсутствие подобных сделок применяется соответствующая модель оценки. Эти расчеты подтверждаются оценочными

коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Для активов, за исключением гудвилла, на каждую отчетную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в допущении, которое использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. В случае восстановления, текущая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также текущую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был бы признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в отчете о совокупном доходе.

Обесценение активов по разведке и оценке

Группа проверяет активы по разведке и оценке на предмет обесценения, когда такие активы переводятся в состав материальных и нематериальных активов по разработке, или, когда имеются факты и обстоятельства, указывающие на обесценение активов.

Наличие одного или более из нижеследующих фактов и обстоятельств указывают на то, что Группа обязана проверить свои активы по разведке и оценке на предмет обесценения (перечень не является исчерпывающим):

- Период, в течение которого компания Группы имеет право на проведение разведке определенного участка, истек или истечет в ближайшем будущем, и не ожидается его продление;
- Значительные расходы на дальнейшую разведку и оценку минеральных ресурсов на определенном участке не включены в бюджет и не планируются;
- Разведка и оценка минеральных ресурсов на определенном участке не привела к обнаружению коммерчески выгодных объемов минеральных ресурсов, и Группа решила прекратить такую деятельность на определенном участке;
- Группа располагает достаточными данными о том, что, несмотря на вероятность разработки определенного участка, текущая стоимость актива по разведки и оценки, вероятно, не будет возмещена в полной мере в результате результативной разработки или реализации.

Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность

Активы и группы выбытия, классифицированные как удерживаемые для продажи, оцениваются по меньшему из двух значений – текущей стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Активы и группы выбытия классифицируются как удерживаемые для продажи, если их текущая стоимость подлежит возмещению, в основном, посредством сделки по продаже, а не в результате продолжающегося использования. Данное условие считается соблюденным лишь в том случае, если вероятность продажи высока, а актив или группа выбытия могут быть незамедлительно проданы в своем текущем состоянии. Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой должно ожидать соответствия критериям признания в качестве завершенной сделки продажи в течение одного года с даты классификации.

В консолидированном отчете о совокупном доходе за отчетный период, а также за сравнительный период прошлого года, доходы и расходы от прекращенной деятельности учитываются отдельно от доходов и расходов от продолжающейся деятельности с понижением до уровня прибыли после налогообложения, даже если после продажи Группа сохраняет неконтрольную долю участия в дочерней организации. Результирующая прибыль или убыток (после вычета налогов) представляются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Основные средства и нематериальные активы после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации)

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объеме на дисконтированной основе тогда, когда у Группы имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Признаваемая сумма представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов, определенных в соответствии с местными условиями и требованиями. Также производится признание соответствующего основного средства, сумма которого эквивалента размеру резерва. Впоследствии, данный

актив амортизируется в рамках капитальных затрат по производственным средствам и средствам транспортировки на основе производственного метода.

Изменения в оценке существующего резерва по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчетном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитываются таким образом, что:

(а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;

(б) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его текущую стоимость. Если снижение в резерве превышает текущую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в консолидированном отчете о совокупном доходе; и

(в) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

Финансовые активы

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые активы при их первоначальном признании.

Финансовые активы первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае инвестиций, не переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль либо убыток, на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Финансовые активы Группы включают денежные средства и депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность, займы и прочие суммы к получению, котируемые и некотируемые финансовые инструменты, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка финансовых активов

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании в категорию переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Данная категория включает производные инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования как они определены в МСБУ 39. Производные инструменты, включая отделенные встроенные производные инструменты, также классифицируются как предназначенные для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования. Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются в составе доходов от финансирования или затрат по финансированию в отчете о совокупном доходе.

У Группы отсутствуют финансовые активы, определенные ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Группа проанализировала финансовые активы, предназначенные для торговли, отличные от производных инструментов, на предмет уместности допущения о наличии намерения их продажи в ближайшем будущем. Если Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа в

редких случаях может принять решение о переклассификации таких финансовых активов. Переклассификация таких активов в категории займов и дебиторской задолженности, инструментов, имеющих в наличии для продажи, или финансовых инструментов, удерживаемых до погашения, зависит от характера актива. Проведенный анализ не оказал влияния на финансовые активы, классифицированные как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, в силу использования компанией возможности учета по справедливой стоимости.

Производные инструменты, встроенные в основные договоры, учитываются как отдельные производные инструменты и отражаются по справедливой стоимости, если присущие им экономические характеристики и риски не являются тесно связанными с рисками и характеристиками основных договоров, и эти основные договоры не предназначены для торговли и не классифицируются как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Встроенные производные инструменты такого рода оцениваются по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости признаются в отчете о совокупном доходе. Пересмотр порядка учета происходит лишь в случае изменений в условиях договора, приводящих к существенному изменению денежных потоков, которые потребовались бы в противном случае.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представляют собой производные финансовые активы с установленными или определяемыми выплатами, которые не котируются на активном рынке. После первоначального признания финансовые активы такого рода оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в составе административных расходов.

Инвестиции, удерживаемые до погашения

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения, когда Группа твердо намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначальной оценки инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в прибылях и убытках в составе затрат по финансированию.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

Имеющиеся в наличии для продажи финансовые инвестиции включают в себя долевые и долговые ценные бумаги. Долевые инвестиции, классифицированные в качестве имеющихся в наличии для продажи, - это такие инвестиции, которые не были классифицированы ни как предназначенные для торговли, ни как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Долговые ценные бумаги в данной категории - это такие ценные бумаги, которые компания намеревается удерживать в течение неопределенного периода времени и которые могут быть проданы для целей обеспечения ликвидности или в ответ на изменение рыночных условий.

После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи, вплоть до момента прекращения признания инвестиции, в который накопленные доходы или расходы переклассифицируются из фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи и признаются в качестве затрат по финансированию.

Группа оценила свои финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, на предмет справедливости допущения о возможности и наличии намерения продать их в ближайшем будущем. Если Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа в редких случаях может принять решение о переклассификации таких финансовых активов. Переклассификация в категорию займов и дебиторской задолженности разрешается в том случае, если финансовый актив удовлетворяет определению займов и дебиторской задолженности, и при этом Группа имеет возможность и намеревается удерживать данные активы в обозримом будущем или до погашения. Переклассификация в

состав инструментов, удерживаемых до погашения, разрешается только в том случае, если компания имеет возможность и намеревается удерживать финансовый актив до погашения.

В случае финансовых активов, переклассифицированных из состава категории «имеющиеся в наличии для продажи», связанные с ними доходы или расходы, ранее признанные в составе капитала, амортизируются в составе прибыли или убытка на протяжении оставшегося срока инвестиций с применением эффективной процентной ставки. Разница между новой оценкой амортизированной стоимости и ожидаемыми денежными потоками также амортизируется на протяжении оставшегося срока использования актива с применением эффективной процентной ставки. Если впоследствии устанавливается, что актив обесценился, сумма, отраженная в капитале, переклассифицируется в прибыли и убытки.

Прекращение признания финансовых активов

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться в отчете о финансовом положении, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, и при этом не передала, но и не сохранила за собой, практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе.

В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признается по наименьшей из следующих величин: первоначальной текущей стоимости актива или максимальной суммой, выплата которой может быть потребована от Группы.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Группа оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов. Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа сначала проводит отдельную оценку существования объективных свидетельств обесценения индивидуально значимых финансовых активов, либо совокупно по финансовым активам, не являющимся индивидуально значимыми. Если Группа определяет, что объективные свидетельства обесценения индивидуально оцениваемого финансового актива отсутствуют, вне зависимости от его значимости, она включает данный актив в группу финансовых активов с аналогичными характеристиками кредитного риска, а затем рассматривает данные активы на предмет обесценения на совокупной основе. Активы, отдельно оцениваемые на предмет обесценения, по которым признается либо продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в совокупную оценку на предмет обесценения.

При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между текущей стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учета будущих ожидаемых кредитных убытков, которые еще не были понесены). Приведенная стоимость расчетных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Если процентная ставка по займу является переменной, ставка дисконтирования для оценки убытка от обесценения представляет собой текущую эффективную ставку процента.

Текущая стоимость актива снижается посредством использования счета резерва, а сумма убытка признается как расходы периода. Начисление процентного дохода по сниженной текущей стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в течение следующего года сумма расчетного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается ввиду какого-либо события, произошедшего после признания обесценения, сумма ранее признанного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается посредством корректировки счета резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается в составе затрат на финансирование.

Приведенная стоимость ожидаемых будущих денежных потоков дисконтируется с использованием первоначальной эффективной процентной ставки по финансовому активу. Если ставка по займу переменная, ставкой дисконтирования для определения убытка от обесценения является текущая эффективная процентная ставка.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

В отношении финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, Группа на каждую отчетную дату оценивает существование объективных свидетельств того, что инвестиция или группа инвестиций подверглись обесценению.

В случае инвестиций в долевые инструменты, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, объективные свидетельства будут включать значительное или продолжительное снижение справедливой стоимости инвестиций ниже уровня их первоначальной стоимости. «Значительность» необходимо оценивать в сравнении с первоначальной стоимостью инвестиций, а «продолжительность» - в сравнении с периодом, в течение которого справедливая стоимость была меньше первоначальной стоимости. При наличии свидетельств обесценения, сумма совокупного убытка, оцененная как разница между стоимостью приобретения и текущей справедливой стоимостью, за вычетом ранее признанного в убытка от обесценения по данным инвестициям, исключается из прочего совокупного дохода и признается в текущем периоде через прибыли или убытки. Убытки от обесценения по инвестициям в долевые инструменты не восстанавливаются через доходы текущего периода, увеличение их справедливой стоимости после обесценения признается непосредственно в составе прочего совокупного дохода.

В случае долговых инструментов, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, обесценение оценивается на основе тех же критериев, которые применяются в отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости. Однако сумма отраженного убытка от обесценения представляет собой накопленный убыток, оцененный как разница между амортизированной стоимостью и текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения по данным инвестициям, ранее признанного как расходы периода.

Начисление процентов в отношении уменьшенной текущей стоимости актива продолжается по процентной ставке, использованной для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования. Если в течение следующего года справедливая стоимость долгового инструмента возрастает, и данный рост можно объективно связать с событием, произошедшим после признания убытка от обесценения, убыток от обесценения восстанавливается через доходы текущего периода.

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 запасов на место и приведением их в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти и нефтепродуктов является их себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объема производства. Чистая стоимость реализации нефти и нефтепродуктов основывается на предполагаемой цене реализации, за вычетом расходов, связанных с такой реализацией.

Налог на добавленную стоимость (НДС)

Налоговые органы позволяют производить погашение НДС по продажам и приобретениям на нетто основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по приобретениям на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт имеют нулевую ставку.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в банках и в кассе, а также краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

Конвертируемые долговые инструменты, приобретенные при объединении предприятий

Компонент конвертируемого долгового инструмента, приобретенный при объединении предприятий, который имеет характеристики обязательства, признаётся в отчете о финансовом положении как обязательство, за вычетом затрат по сделке. Справедливая стоимость компонента обязательства определяется по рыночной ставке, применяемой для аналогичных неконвертируемых обязательств; эта сумма классифицируется как финансовое обязательство, оцениваемое по амортизированной стоимости до погашения при конвертации или выкупе.

Опционы пут, возникающие при объединении предприятий

Если при объединении предприятий Группа становится стороной опциона пут по оставшейся доле меньшинства в приобретенном предприятии, Группа оценивает, дает ли участие в таком опционе доступ к выгодам и рискам, связанным с правом собственности на такую долю меньшинства.

Когда установлено, что опцион пут по оставшимся акциям дает доступ к выгодам и рискам долевого владения, объединение предприятий учитывается на основании того, что акции, обусловленные опционом пут, были приобретены. Справедливая стоимость обязательства для миноритарных акционеров по опциону пут признается как часть стоимости объединения предприятий. Любая разница между такой стоимостью и долей в чистых активах, которая в ином случае рассматривалась бы как относящаяся к доле меньшинства, отражается в составе гудвилла. Любые дивиденды, впоследствии объявленные и выплаченные таким миноритарным акционерам, до исполнения опциона, напрямую отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Впоследствии, финансовое обязательство оценивается в соответствии с требованиями МСБУ 39. Изменения в справедливой стоимости финансового обязательства, а также любые финансовые выплаты напрямую учитываются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Финансовые обязательства

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае кредитов и заимствований на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и заимствования, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка финансовых обязательств

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые обязательства, предназначенные для торговли, и финансовые обязательства, определенные при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые обязательства классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Эта категория включает производные финансовые инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования, как они определены в МСФО (IAS) 39. Выделенные встроенные производные

инструменты также классифицируются в качестве предназначенных для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования.

Доходы и расходы по обязательствам, предназначенным для торговли, признаются в прибылях и убытках.

Группа не имеет финансовых обязательств, определенных ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

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

Кредиты и займы

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав затрат по финансированию.

Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Группа не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчетной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются как часть стоимости такого актива. Прочие затраты по займам признаются как расходы в момент возникновения.

Прекращение признания финансовых обязательств

Признание финансового обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек.

Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их текущей стоимости признается в прибылях или убытках.

Взаимозачет финансовых инструментов

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачету, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчете о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет признанных сумм, а также намерение произвести расчет на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках на каждую отчетную дату, определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций), без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и дополнительная информация о методах ее определения приводится в Примечании 12.

Производные финансовые инструменты

Дочерние организации Группы, занимающиеся торговой деятельностью, заключают контракты на приобретение и реализацию сырой нефти и нефтепродуктов с датами поставок в будущем. В основном, вследствие заключения данных контрактов дочерние организации подвергаются товарному риску, относящемуся к изменению справедливой стоимости сырой нефти и связанных нефтепродуктов.

Дочерние организации Группы, занимающиеся торговой деятельностью, применяют финансовые инструменты (в основном фьючерсы, опционы и свопы) для хеджирования своих рисков, связанных с колебаниями справедливой стоимости в отношении определенных безусловных обязательств и прогнозируемых операций. Использование финансовых инструментов регулируется политиками дочерних организаций, одобренными их Советом директоров, который в письменном виде составляет принципы использования финансовых инструментов.

При первоначальной оценке производные финансовые инструменты оцениваются по справедливой стоимости на дату заключения контракта, и переоцениваются по справедливой стоимости на каждую последующую дату составления отчетности. Изменения в справедливой стоимости финансовых инструментов, которые предназначены и являются эффективными инструментами хеджирования будущих денежных потоков признаются непосредственно в капитале, неэффективная часть относится на прибыль или убыток.

Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате прошлого события, есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуется отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть достоверно определена. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в отчете о совокупном доходе за вычетом возмещения. Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как затраты на финансирование.

Выплаты работникам

Пенсионный план

Выплаты по пенсионной программе с заранее определенными пенсионными взносами относятся на расходы по мере выплаты. Выплаты по государственной системе пенсионного обеспечения рассматриваются как пенсионные планы с установленными взносами, когда обязательства Группы по данному плану равны обязательствам, возникающим по пенсионной программе с заранее определенными пенсионными взносами.

Признание выручки

Выручка признается, если существует вероятность того, что Группа получит экономические выгоды, и если выручка может быть надежно оценена. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного вознаграждения, за вычетом скидок и прочих налогов или пошлин с продажи. Для признания выручки в консолидированной финансовой отчетности должны выполняться следующие критерии:

Продажа товаров

Доходы от реализации сырой нефти, нефтепродуктов, газа и прочих товаров признаются тогда, когда произошла поставка товара, и риски и право собственности были переданы покупателю.

Предоставление услуг

Доходы от предоставленных услуг, таких, как услуги по транспортировке, признаются в момент оказания услуг.

Агентское вознаграждение от выплаты роялти в натуральной форме

Группа выступает в качестве агента Правительства Казахстана, которое представлено Министерством Нефти и Газа (в прошлом – Министерство энергетики и минеральных ресурсов), в продаже сырой нефти, полученной Министерством Нефти и Газа от нефтедобывающих компаний в качестве их оплаты роялти в соответствии с их соглашениями о разделе прибыли (СРП) и соглашениями о недропользовании. Агентское вознаграждение Группы определяется как разница между ценой продажи сырой нефти, полученной по

такому соглашению, и стоимостью такой нефти, как она определена в соглашении о недропользовании соответствующего СРП, заключенного Министерством Нефти и Газа и нефтедобывающими компаниями. Агентское вознаграждение признается как доход тогда, когда осуществляется продажа сырой нефти.

Признание расходов

Расходы учитываются в момент возникновения и отражаются в консолидированной финансовой отчетности в периоде, к которому они относятся, на основе метода начисления.

Подоходный налог

Подоходный налог за год включает текущий подоходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.

Активы и обязательства по текущему подоходному налогу за текущий и предыдущие периоды оцениваются по сумме, которая, как полагается, будет возмещена налоговыми органами или уплачена им. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, – это ставки и законы, принятые или фактически принятые на отчетную дату.

Текущий корпоративный подоходный налог («КПН»), относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подоходный налог и образует часть расходов по подоходному налогу. В соответствии с существующим налоговым законодательством, вступившим в силу с 1 января 2009 года, Группа начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогового чистого дохода (налогооблагаемый доход после вычета КПН и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование свыше 25% вычетов, относящихся к каждому контракту.

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.

Отложенный налог определяется по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их текущей стоимостью для целей финансовой отчетности. Отложенные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- Отложенное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвилла или актива или обязательства по операции, не возникшего вследствие объединения бизнеса и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток.

В отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, если время восстановления временных разниц можно контролировать, либо существует значительная вероятность того, что временная разница не уменьшится в обозримом будущем.

Отложенные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- Отложенные налоговые активы, относящиеся к вычитаемым временным разницам, возникают в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением бизнеса и которая на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;

- В отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, отложенные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем и будет существовать налогооблагаемая прибыль, достаточная для того, чтобы против нее могли быть использованы временные разницы.

Текущая стоимость отложенных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и уменьшается, если вероятность получения в будущем достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволила бы использовать все или часть отложенных налоговых активов, мала. Непризнанные отложенные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отложенные налоговые активы.

Отложенные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в отчетном году, когда актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату вступили в силу или фактически вступили в силу.

Отложенный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов против текущих налоговых обязательств и если отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и одному налоговому органу.

Капитал

Неконтрольная доля участия

Неконтрольные доли участия представлены в консолидированном отчете о финансовом положении в составе собственного капитала отдельно от капитала, относящегося к акционерам Компании. Убытки дочерней компании относятся на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

Платежи на основе долевых инструментов

Работники Группы получают вознаграждение в форме выплат, основанных на операциях по долевым инструментам. Работники предоставляют услуги, за которые они получают вознаграждение долевыми инструментами дочерней организации, в которой они работают («сделки, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами»).

Стоимость сделок с работниками, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами, оценивается, исходя из справедливой стоимости таких инструментов на дату их предоставления. Справедливая стоимость определяется при помощи соответствующей модели оценки.

Расходы по операциям по выплатам на основе долевых инструментов признаются одновременно с соответствующим увеличением в резервах по прочему капиталу в течение периода, в котором выполняются условия достижения результатов деятельности и/или условия выслуги определенного срока, и заканчивающегося на дату, когда работники получают полное право на вознаграждение (дата перехода права на получение вознаграждения). Совокупные расходы по данным сделкам признаются на каждую отчетную дату до погашения обязательства пропорционально истекшему периоду на основании оптимальной оценки Группы в отношении количества долевых инструментов, которые будут переданы в качестве вознаграждения. Расход или доход в консолидированном отчете о совокупном доходе за период представляет собой изменение суммарного расхода, признанного на начало и конец периода.

По вознаграждению долевыми инструментами, право на которое окончательно не переходит сотрудникам, расход не признается.

Если условия вознаграждения, выплачиваемого долевыми инструментами, изменены, расход признается, как минимум, в том размере, как если бы условия не были изменены. Кроме того, признается дополнительный расход по изменению, которое увеличивает общую справедливую стоимость вознаграждения долевыми инструментами, либо которое иным образом выгодно для работника, согласно оценке, произведенной на дату такого изменения.

Если вознаграждение, выплачиваемое долевыми инструментами, аннулируется, оно учитывается, как если бы право на него перешло на дату аннулирования. При этом все расходы, еще не признанные, признаются немедленно. Однако если аннулированное вознаграждение замещается новым, и новое вознаграждение рассматривается как замещение аннулированного вознаграждения на дату его предоставления, аннулированное и новое вознаграждение учитываются так, как если бы произошло изменение первоначального вознаграждения, как описано в предыдущем абзаце.

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 утверждения консолидированной финансовой отчетности к выпуску.

События после отчетной даты

События, наступившие по окончании отчетного года, представляющие доказательство условий, которые существовали на дату подготовки отчета о финансовом положении (корректирующие события), отражаются в консолидированной финансовой отчетности. События, наступившие по окончании отчетного года и не являющиеся корректирующими событиями, раскрываются в примечаниях к отчетности, если они являются существенными.

4.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа 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. Группа включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Группы 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 текущей 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.

Резерв на строительство

На 31 декабря 2010 года прочие резервы включают резерв по строительству объекта «Музей истории Казахстана». Группа определила, что имеется конструктивное обязательство, по которому отток денежных средств в будущем может быть достоверно оценен. Сумма оценочных затрат составила 25.560.141 тысячу тенге, из которых 1.880.192 тысячи тенге были оплачены в 2010 году. По окончании строительства данный объект будет передан Правительству на безвозмездной основе и строительство произведено по поручению Правительства, соответственно, полная оценочная стоимость в размере 25.560.141 тысяча тенге была признана в капитале в качестве распределения Акционеру в 2010 году. Изменение в первоначальной оценке

затрат на строительство могут значительно повлиять на сумму резерва. Группа считает, что временной эффект на стоимость является несущественным.

Движения по резерву представлены в Примечании 8.

Резервы по Rompetrol (TRG)

По условиям определенных контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Группа несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из производственных участков. В частности обязательства Группы в основном относятся к обязательствам по выводу из эксплуатации и обязательствам по загрязнению окружающей среды в отношении базы Пор-ла-Нувель во Франции, а также очистки нефтяных амбаров и восстановлению загрязненных участков земли Rompetrol Rafinare S.A. (перерабатывающий завод Vega).

Как часть приобретения TRG, Группой были признаны обязательства по загрязнению окружающей среды. Ущерб окружающей среде, вызванный результатом деятельности TRG может потребовать от Группы понести расходы по восстановлению для соответствия законодательным требованиям различных юрисдикций, в которых TRG осуществляет свою деятельность, а также урегулирование юридических или вытекающих из практики обязательств. TRG, совместно с техническими и юридическими консультантами, производит анализ и оценку с целью определения вероятности, сроков и сумм, вовлеченных в отток ресурсов. Оценочные затраты по восстановлению местности, для которых отток ресурсов был определен как вероятный, были признаны в составе резервов в консолидированной финансовой отчетности Группы.

Ставка дисконтирования, использованная для расчета обязательств по очистке нефтяных амбаров и восстановлению загрязненных участков земли Rompetrol Rafinare S.A. (перерабатывающий завод Vega), составила 11% (2009: 12%).

Как часть приобретения TRG, Группой было признано обязательство по выводу из эксплуатации в отношении базы Пор-ла-Нувель во Франции. Для определения суммы обязательства, были применены суждения и оценки в отношении ставки дисконтирования, ожидаемых затрат по демонтажу и очистке территории от базы, а также предполагаемые сроки затрат.

Изменение в данных оценках может оказать существенное влияние на сумму обязательства.

Обязательства по выбытию активов

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Группа несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Группы относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории, а также выводу из эксплуатации и обязательства по загрязнению окружающей среды и производственном участке. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств на месторождении 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 Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства.

Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике. Группа 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 и выбытие активов использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством.

Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике.

Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие и выбытие активов, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа 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 отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2010 года были в интервале от 2,0% до 5,0% и от 6,3% до 12,0% соответственно (в 2009 году от 2,0% до 5,0% и от 6,3% до 12%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в Примечании 8.

Экологическая реабилитация (РД КМГ)

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

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на не дисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими органами. Резерв Группы на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Группа соблюдала требования существующей казахстанской нормативной базы. В соответствии с Меморандумом о взаимопонимании, подписанным АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», дочерним предприятием КМГ, с Министерством по охране окружающей среды в июле 2005 года, Группа согласилась взять на себя ответственность за некоторое загрязнение воды и почвы, которое явилось результатом добычи нефти, относящейся к началу добычи. На дату выпуска данной финансовой отчетности, объем и сроки плана по рекультивации не были согласованы с Правительством. Соответственно, обязательство не было дисконтировано. Так как первоначальные сроки обязательства еще не установлены и руководство обоснованно ожидает выполнить план по рекультивации в течение периода до десяти лет, Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет 2011 года. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Дополнительные неопределенности, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 14. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 8.

Налогообложение

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2010 года. Группа начисляет и платит КПН по ставке 20% от налогооблагаемого дохода в 2010 году (в 2009 году: 20%).

Отсроченный налог рассчитывается как в отношении КПН, так и НСП. Отсроченные КПН и НСП рассчитываются на временные разницы в активах и обязательствах, привязанных к контрактам на недропользование, по ожидаемым ставкам, предусмотренным новым налоговым кодексом Республики Казахстан, действующим с 1 января 2010 года. Базы отсроченных КПН и НСП рассчитываются по условиям налогового законодательства, принятого в вышеупомянутом новом налоговом кодексе, и раскрыты в Примечании 8.

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Группа не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Группы на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резерв по налоговым рискам, раскрытый в Примечании 8, в основном, относится к применению Группой казахстанского законодательства о трансфертном ценообразовании в отношении экспортной реализации сырой нефти. Остальные неопределенности, относящиеся к налогообложению, раскрыты в Примечании 14.

Активы по отсроченному налогу

Активы по отсроченному налогу признаются по всем резервам и перенесенным налоговым убыткам в той степени, в которой существует вероятность того, что будут обоснованы налогооблагаемые временные разницы и коммерческий характер таких расходов. Существенные суждения руководства требуются для оценки активов по отсроченному налогу, которые могут быть признаны на основе планируемого уровня и времени доходности, а также успешного применения стратегии налогового планирования. Сумма признанных активов по отсроченному налогу на 31 декабря 2010 года составляла 10.605.467 тысяч тенге (в 2009 году: 12.643.897 тысяч тенге). Более подробная информация содержится в Примечании 8.

Обесценение основных средств и гудвилла

Группа пересматривает активы на предмет обесценения на каждую дату составления отчета о финансовом положении. В случае если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Группа осуществляет оценку о возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива – это наибольшая из следующих величин: справедливой стоимости актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, за вычетом расходов на продажу, и ценности использования актива. Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, если только актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если текущая стоимость актива превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. 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.

Определение обесценения основных средств и гудвилла предполагает использование суждений, которые включают, но не ограничиваются, причину, срок и сумму обесценения. Обесценение основывается на большом количестве факторов, таких как текущая конкурентная среда, ожидаемый рост отрасли, изменение в доступности финансирования в будущем, технологическое устаревание, прекращение оказания услуг, текущие затраты на замещение и другие изменения условий, которые указывают на существование обесценения.

Возмещаемая сумма и справедливая стоимость обычно определяются с помощью метода дисконтированного потока денежных средств, который включает обоснованные допущения участника рынка. Установление показателей обесценения, оценка будущих потоков денежных средств и определение справедливой стоимости активов (или группы активов) требуют от руководства существенных суждений, касающихся определения и подтверждения показателей обесценения, ожидаемых потоков денежных средств, применимых ставок дисконта, полезного срока службы и остаточной стоимости.

Определение возмещаемой суммы генерирующей единицы предполагает использование оценок руководства. Методы, использованные для определения стоимости использования, включают методы дисконтированного потока денежных средств. Эти оценки, включая используемые методологии, могут оказать существенное влияние на справедливую стоимость и, в конечном счете, на сумму любого обесценения основных средств и гудвилла.

В 2010 году Группа признала убыток от обесценения основных средств на сумму 9.892.340 тысяч тенге (в 2009 году: 10.364.236 тысяч тенге). В 2009 году Группа признала обесценение гудвилла на сумму 1.306.548 тысячи тенге (в 2010 году: ноль) в консолидированном отчете о совокупном доходе (Примечание 8).

Обесценение активов по разведке и оценке

Активы по разведке и оценке тестируются на предмет наличия обесценения в момент перевода в материальные и нематериальные активы по переработке или при наличии индикаторов обесценения.

В связи с истечением прав на разработку определенных территорий и отсутствием ожидания их продления Группой были обесценены в 2010 году активы по разведке и оценке на сумму 931.317 тысяч тенге (в 2009 году: ноль) (Примечание 8).

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчете о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определенная доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учет таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и

волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в консолидированной финансовой отчетности.

Обязательства по операционной аренде – компания в качестве арендатора

Группа заключила договор аренды на сеть магистральных газопроводов; Группа также арендует офисное помещение и автомобили. Группа определила, что арендодатель сохраняет за собой все существенные риски и выгоды, связанные с правом собственности на магистральную газораспределительную сеть, офисное помещение и автомобили, и поэтому учитывает их как операционную аренду в консолидированной финансовой отчетности.

Срок полезной службы основных средств

Группа оценивает оставшийся срок полезной службы основных средств, по крайней мере, на конец каждого финансового года и, если ожидания отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в расчетных оценках в соответствии с МСБУ 8 «Учетная политика, изменения в расчетных оценках и ошибки».

Группа оперирует сетью магистральных трубопроводов в соответствии с договором концессии. Этот договор является концессионным соглашением, который был выведен из сферы рассмотрения Интерпретации 12 «Соглашения сервисных концессий» (так как цедент не контролирует цену, по которой Группа заключает договора с основными покупателями). Последующие дополнения или усовершенствования по данным активам, находящимся в управлении по данному договору, капитализируются и амортизируются в течение оцененного срока оставшейся службы вне зависимости от периода действия данного договора, так как Правительство обязано приобрести эти активы по остаточной стоимости в случае, если данный договор не продлен.

Справедливая стоимость активов и обязательств, приобретённых при объединении бизнеса

Группа должна отдельно, на дату приобретения, признавать идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства, приобретённые или принятые на себя при объединении бизнеса, по их справедливой стоимости, что предполагает использование оценок. Такие оценки основаны на различных методах оценки, что требует использования значительных суждений при прогнозировании будущих денежных потоков и выработки иных допущений. В 2009 году Группа приобрела доли участия (Примечание 6) в ТОО «Refinery Company RT», АО «Мангистаумунайгаз», «Казахстан Пайплайн Венчурз» и «Каспиан Пайплайн Венчурз». На 31 декабря 2010 года Группа завершила оценку справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств приобретённых компаний, которые были учтены по их предварительной стоимости в консолидированной финансовой отчетности за 2009 год. Влияние завершения оценки справедливой стоимости раскрыто в Примечании 6.

5. ПЕРЕГРУППИРОВКИ

Некоторые перегруппировки были проведены в консолидированной финансовой отчетности за 2009 год с целью соответствия с представлением текущего года.

6. ПРИОБРЕТЕНИЯ

Приобретение ТОО «НБК» («НБК»)

24 сентября 2010 года РД КМГ приобрела 100%-ую долю в НБК. НБК является нефтегазовой компанией, которая имеет лицензию на разведку и добычу нефти на месторождении Западное Новобогатинское, расположенном в Атырауской области Республики Казахстан. В настоящее время, приобретённая компания находится на стадии разведки и имеет право на реализацию углеводородов, полученных при пробной добыче на четырех успешных разведочных скважинах в течение периода разведки. Доля в НБК была приобретена за денежное вознаграждение в размере 35.000 тысяч долларов США (5.162.150 тысяч тенге). РД КМГ уплатила 90% вознаграждения и оставшиеся 10%, подлежат уплате после завершения продавцом своих обязательств по контракту на это приобретение. После приобретения лицензия НБК на разведку была продлена с сентября 2010 года по сентябрь 2012 года.

Справедливая стоимость идентифицируемых чистых активов на 24 сентября 2010 года представлена следующим образом:

	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Денежные средства и их эквиваленты	212
Текущие активы	11.768
Долгосрочные активы	6.161.767
	6.173.747
Текущие обязательства	19.494
Долгосрочные обязательства	992.103
	1.011.597
Чистые активы	5.162.150
Общая стоимость приобретения	5.162.150
Минус: обязательства по отсроченному платежу	(516.215)
Чистый отток денежных средств	4.645.935

Результаты деятельности НБК за период с даты приобретения по конец года, были включены в консолидированную финансовую отчетность Группы и включают убыток в размере 544.919 тысяч тенге.

Если бы приобретение имело место 1 января 2010 года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль Группы за 2010 год.

Приобретение ТОО «Сапа Барлау Сервис» («СБС»)

24 сентября 2010 года РД КМГ приобрела 100% долю в СБС. СБС является нефтегазовой компанией, которая имеет лицензию на разведку углеводородов на месторождении Восточный Жаркармыс I, расположенном в Актюбинской области Республики Казахстан. Доля в СБС была приобретена за денежное вознаграждение в размере 4.410.000 тысяч тенге. РД КМГ уплатила 90% вознаграждения и оставшиеся 10%, подлежат уплате после завершения продавцом своих обязательств по контракту на это приобретение. После приобретения лицензия СБС на разведку была продлена с ноября 2010 года по ноябрь 2012 года.

Справедливая стоимость идентифицируемых чистых активов на 24 сентября 2010 года представлена следующим образом:

	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Денежные средства и их эквиваленты	1.968
Текущие активы	2.502
Долгосрочные активы	5.474.983
	5.479.453
Текущие обязательства	194.401
Долгосрочные обязательства	875.052
	1.069.453
Чистые активы	4.410.000
Общая стоимость приобретения	4.410.000
Минус: обязательства по отсроченному платежу	(441.000)
Чистый отток денежных средств	3.969.000

Результаты деятельности СБС за период с момента приобретения по конец года, были включены в консолидированную финансовую отчетность Группы и включают убыток в размере 480.000 тысяч тенге. Если бы приобретение имело место 1 января 2010 года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль Группы за 2010 год.

Приобретение АО «Казахстан Петрокемикал Индастриз» («КПИ»)

26 февраля 2009 года Группа заключила договор на приобретение 50% акций КПИ за 4.840.000 тысяч тенге. Основной деятельностью КПИ является развитие производства нефтехимических продуктов (в основном, битум), и в настоящее время КПИ не ведет производственную деятельность. До приобретения в 2009 году Группа владела 50% акций в КПИ, которые были приобретены за 3.967.153 тысячи тенге и учитывались по методу долевого участия. Первоначальная стоимость ранее приобретенной доли была полностью обесценена до приобретения в феврале 2009 года. После 26 февраля 2009 года, Группа получила контроль над КПИ, которое стало дочерней организацией Группы. Приобретение КПИ было учтено по методу покупки.

Справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств «КПИ» на дату приобретения представлены в таблице:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Основные средства	10.259.473
Нематериальные активы	9.122
Товарно-материальные запасы	150.327
Торговая дебиторская задолженность	414.152
Прочие текущие активы	63.394
Денежные средства и их эквиваленты	2.576
Итого активы	10.899.044
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	1.830.148
Займы	110.000
Торговая кредиторская задолженность	2.131.970
Прочие налоги к уплате	209.360
Прочие текущие обязательства	182.009
Итого обязательства	4.463.487
Чистые активы	6.435.557
Итого приобретенные чистые активы (50%)	3.217.778
Гудвилл при приобретении (Примечание 8)	1.622.222
Общая стоимость приобретения	4.840.000
Минус: денежные средства, приобретенные с дочерней организацией	(2.728)
Чистый отток денежных средств	4.837.272

Общая цена приобретения включает денежный платеж в размере 4.840.000 тысяч тенге.

Если бы приобретение имело место в начале года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль и выручку Группы за год. С момента приобретения чистый убыток «КПИ» в размере 2.864.517 тысяч тенге, относящийся к Группе, был включен консолидированный отчет о совокупном доходе Группы за 2009 год.

Гудвилл, признанный при приобретении, относится к прибылям, которые будут получены от дальнейшего развития нефтехимической отрасли в Казахстане.

Приобретение «Казахстан Пайплайн Венчурз» («КазПВ») и «Каспиан Пайплайн Венчурз» («КасПВ»)

14 апреля 2009 года Группа заключила договора на приобретение 49,9% долей в «КПВ» и «КасПВ» от «Амоко Казахстан Инк.» (дочерняя организация BP Corporation North America Inc.) и векселя «Амоко Казахстан Инк.» к получению от «КасПВ» на общую сумму 250 миллионов долларов США (эквивалентно 37.707.500 тысяч тенге). КПВ является холдинговой компанией, владеющей 1,75% акций в «Каспийский Трубопроводный Консорциум» («КТК»). До приобретения Группа имела 19% долю в «КТК» (Примечание 8), которая учитывалась как инвестиция в ассоциированную компанию. «КасПВ» является промежуточной компаний, созданной для целей финансирования. Обе компании были созданы с целью финансирования деятельности «КТК» со стороны Группы и «Амоко Казахстан Инк.». Финансирование деятельности «КТК» осуществлялось «Амоко Казахстан Инк.», который произвел платежи в пользу «КасПВ», которые были далее переведены «КПВ», и далее «КТК». До приобретения в 2009 году, Группа владела 50,1% долями в «КПВ» и «КасПВ». Однако, в силу финансовых договоренностей между Группой, «КТК», «КПВ» и «КасПВ», Группа не имела прав на активы и обязательства «КПВ» и «КасПВ», кроме прав на 50% доли из 1,75% доли «КПВ» в «КТК».

Приобретение 49,9% долей в «КПВ» и «КасПВ», и погашение задолженности по векселю «КасПВ» к уплате «Амоко Казахстан Инк.» были учтены как приобретение активов и соответствующих им обязательств.

Общая стоимость приобретения в размере 250 миллионов долларов США подлежит к уплате тремя траншами. Соответственно, общая цена приобретения была приведена к справедливой стоимости в размере 228.679 тысяч долларов США (эквивалентно 34.480.632 тысячи тенге). Вексель к получению от «КТК» выражен в долларах США со ставкой вознаграждения 6% годовых. По состоянию на 31 декабря 2010 года, текущая стоимость векселя к получению от «КТК» составляла 17.987.289 тысяч тенге (в 2009 году: 16.075.399 тысяч тенге).

Общая стоимость приобретения в размере 34.480.632 тысячи тенге была отнесена на приобретенные активы и обязательства в следующем порядке:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Инвестиции в «КТК»	16.670.760
Вексель к получению от ассоциированной компании («КТК»)	16.339.112
Прочие текущие активы	754
Денежные средства и их эквиваленты	6.674.830
Итого активы	39.685.456
Налоги к уплате	860.636
Прочие текущие обязательства	4.344.188
Итого обязательства	5.204.824
Приобретенные чистые активы	34.480.632

Группа также учла поэтапное приобретение доли в ассоциированной компании в рамках приобретения активов и обязательств «КПВ» и «КасПВ», в результате которого доля участия в «КТК» увеличилась до 20,75%.

Отток денежных средств при приобретении:

<i>В тысячах тенге</i>	
Приобретенные чистые денежные средства	6.674.830
Денежные средства к уплате (приведенные к текущей стоимости)	(34.480.632)
Отсроченные платежи за вексель «Амоко Казахстан» (приведенные к текущей стоимости)	11.532.052
Отсроченные платежи за доли в «КПВ» и «КасПВ» (приведенные к текущей стоимости)	7.991.275
Чистый отток денежных средств	(8.282.475)

Текущая стоимость задолженности по отсроченному платежу за доли «КПВ» и «КасПВ» составила 9.136.704 тысячи тенге по состоянию на 31 декабря 2010 года (в 2009 году: 8.405.223 тысячи тенге).

Расчет по обязательству по опциону «пут» и «кол», возникающему при объединении бизнеса

Как часть приобретения компании «Rompetrol Group N.V.» («TRG») в 2007 году, Группа также получила опцион «кол» и опцион «пут» на приобретение оставшихся 25% в TRG. Группа применила учёт для объединения бизнеса на основе того, что соответствующие акции, являющиеся объектом опциона «пут», были уже приобретены. 24 июня 2009 года Группа погасила обязательство по опциону «пут» и «кол» за денежные средства в размере 15.043.000 тысяч тенге. Превышение в размере 147.475 тысяч тенге было учтено в составе финансового дохода.

Завершение предварительного учета приобретения ТОО «Refinery Company RT»

4 августа 2009 года Группа приобрела 100% долю участия в ТОО «Refinery Company RT» («Refinery»). Refinery владеет 58% акционерного капитала АО «Павлодарский нефтехимический завод» («ПНХЗ»). ПНХЗ является нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в Казахстане. По состоянию на 31 декабря 2009 года оставшейся долей в размере 42% акционерного капитала ПНХЗ владел Комитет Государственного Имущества и Приватизации Министерства Финансов Республики Казахстан («Государственный комитет»), который в свою очередь контролируется Правительством Республики Казахстан.

Справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств, а также предварительная стоимость по МСФО на дату приобретения были представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость на дату приобретения	Предварительная стоимость на дату приобретения
Основные средства	104.055.693	16.811.529
Нематериальные активы	22.322	25.398

Активы по отсроченному подоходному налогу	–	82.830
Долгосрочный НДС к возмещению	1.984.110	1.984.110
Прочие долгосрочные активы	2.184.322	2.184.322
Торговая дебиторская задолженность	330.800	330.800
Товарно-материальные запасы	4.149.939	3.795.474
Предоплата по подоходному налогу	124.156	124.156
Прочие текущие активы	270.665	270.665
Денежные средства и их эквиваленты	363.205	363.205
Итого активы	113.485.212	25.972.489
Торговая кредиторская задолженность	249.483	249.483
Авансы полученные	2.767.773	2.767.773
Прочие налоги к уплате	302.765	302.765
Прочие текущие обязательства	547.312	547.312
Обязательство по отсроченному подоходному налогу	13.515.905	–
Резервы	57.812	57.811
Итого обязательства	17.441.050	3.925.144
Чистые активы	96,044,162	
Минус: неконтрольная доля участия в дочерней компании Refinery	(3.637.458)	
Приобретенная доля в чистых активах:	92.406.704	
Справедливая стоимость гудвилла, возникающего при приобретении	88.553.296	
Общая стоимость приобретения	180.960.000	

Общая стоимость приобретения включает денежный платеж в размере 180.960.000 тысяч тенге.

Отток денежных средств при приобретении:

<i>В тысячах тенге</i>	
Чистые денежные средства, приобретенные с дочерней организацией	363.205
Денежные средства уплаченные	(180.960.000)
Чистый отток денежных средств	(180.596.795)

Оценка стоимости активов, обязательств и условных обязательств (как представлено выше), завершенная в июне 2010 года, показала, что на дату приобретения справедливая стоимость чистых активов составила 96.044.163 тысячи тенге, увеличение по сравнению с предварительной оценкой составило 73.996.818 тысяч тенге, что в итоге привело к уменьшению предварительной стоимости гудвилла. В результате чего, произошло увеличение расходов по износу с даты приобретения по 31 декабря 2009 года на 3.463.590 тысяч тенге (экономия по налогам: 692.718 тысяч тенге). Стоимость приобретенной неконтрольной доли участия на дату приобретения, составила 3.637.459 тысяч тенге, которая была определена как пропорциональная доля в приобретенных чистых активах, не относящихся к Группе, увеличение по сравнению с предварительным значением составило 495.795 тысяч тенге.

Сравнительная информация за 2009 года была пересчитана с целью отражения данных корректировок.

Гудвилл в размере 88.553.296 тысяч тенге, признанный при приобретении Refinery, относится к ожидаемой совместной деятельности и прочим выгодам от объединения нефтеперерабатывающих активов и деятельности Refinery с активами и деятельностью Группы.

В марте 2010 года Государственный Комитет передал Самрук-Казына свою долю в размере 42% акционерного капитала ПНХЗ. В свою очередь Самрук-Казына в декабре 2010 года в оплату приобретаемых акций Компании передал свою долю в размере 42% акционерного капитала ПНХЗ. Разница в размере 1.598.126 тысяч тенге между справедливой стоимостью этих акций в размере 3.654.788 тысяч тенге и текущей стоимостью неконтрольной долей участия в размере 5.252.914 тысяч тенге была отнесена на нераспределенную прибыль.

Завершение предварительного учета приобретения АО «Мангистаумунайгаз» («ММГ»)

25 ноября 2009 года «Мангистау Инвестментс Б.В.» («МИБВ»), 50%-ное совместное предприятие Группы, приобрело 100% акций ММГ за 2.606.462 тысячи долларов США (эквивалентно 387.711.223 тысячам тенге). ММГ занимается добычей сырой нефти в Западном Казахстане. Приобретение было полностью профинансировано на основании кредитного договора на 3 миллиарда долларов США (эквивалентно 446.250.000 тысячам тенге на дату приобретения), который был заключён между МИБВ и Экспортно – Импортным банком Китая. 100%-ный пакет акций ММГ является залогом по данному кредитному договору.

50%-ная доля в МИБВ учитывается по методу долевого участия в консолидированной финансовой отчетности Группы. Приобретение ММГ было учтено в консолидированной финансовой отчетности МИБВ по методу покупки.

На 31 декабря 2009 года МИБВ не завершила оценку справедливой стоимости идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств ММГ. Учет приобретения был произведен на основе предварительной стоимости на дату приобретения.

В ноябре 2010 года МИБВ завершило оценку справедливой стоимости в приобретённых идентифицируемых активах, обязательствах и условных обязательствах.

В результате оценки доля Группы в чистой прибыли ММГ за 2009 год увеличилась на 1.246.905 тысяч тенге.

Приобретение неконтрольной доли участия в дочерних организациях TRG в 2010 году

В течение года, закончившегося 31 декабря 2010 года, Группа приобрела дополнительные доли участия в Rompetrol Rafinare S.A., Rompetrol Well Services S.A., Rompetrol Bulgaria и Rompetrol Georgia. Детали значительных приобретений представлены ниже.

27 января 2010 года Группа инициировала обязательное открытое предложение по приобретению у неконтрольной доли акционеров 132,77 миллионов акций компании Rompetrol Well Services S.A., размещенных на фондовой бирже, по цене 0,43 румынских лея за одну акцию. 23 февраля 2010 года Группа приобрела дополнительную долю в 20,74% акционерного капитала Rompetrol Well Services S.A. на общую сумму 24,8 миллионов румынских лея (эквивалентно 1.211.843 тысячам тенге по средневзвешенному курсу за 2010 год). В результате проведения обязательного открытого предложения Группа контролирует 73,01% компании Rompetrol Well Services S.A.

8 февраля 2010 года Группа инициировала обязательное открытое предложение по приобретению у неконтрольной доли акционеров 5.062,17 миллионов акций компании Rompetrol Rafinare S.A., размещенных на фондовой бирже, по цене 0,0751 румынских лея за одну акцию. 26 марта 2010 года, после закрытия периода по обязательному открытому предложению, Группа приобрела дополнительно 22,14% акций Rompetrol Rafinare S.A. на общую сумму 358 миллионов румынских лея (эквивалентно 16.740.023 тысячам тенге по средневзвешенному за 2010 год). В результате проведения обязательного открытого предложения Группа контролировала 98,6% Rompetrol Rafinare S.A. 30 сентября 2010 года доля владения в Rompetrol Rafinare S.A. уменьшилась до 54,62% в результате конвертации конвертируемого долгового инструмента (Примечание 8).

В результате вышеперечисленных приобретений:

- Неконтрольная доля участия уменьшилась на 65.334.906 тысяч тенге; и
- 47.302.003 тысяч тенге, относящиеся к разнице между текущей стоимостью чистых активов на приобретенные доли в этих дочерних организациях и уплаченной суммой за эти увеличения, были отнесены на нераспределенную прибыль.

Изменения доли владения дочерних организаций TRG в 2009 году

В течение 2009 года Группа увеличила свою долю участия в следующих дочерних организациях:

- 1,01% в Rompetrol SA, увеличив долю владения до 100%;
- 1,05% в Rompetrol Rafinare SA, увеличив долю владения до 76,39%;
- 30% в ООО «Rompetrol Ukraine», увеличив долю владения до 100%;
- 2% в ООО «Rompetrol Georgia», увеличив долю владения до 97%.

Общая стоимость уплаченного деньгами вознаграждения составила 2.166.317 тысяч тенге. Текущая стоимость чистых активов на дату приобретения была равна 928.721 тысяча тенге. Разница между уплаченным вознаграждением и текущей стоимостью в размере 1.237.596 тысяч тенге была отнесена на нераспределенную прибыль.

7. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

14 июля 2009 года Группа объявила решение своего Совета Директоров обменять свои 100% акций в «Алатау Жарык Компани» («АЖК») на 102.246 простых акций АО «Самрук-Энерго». Передача АЖК была завершена 24 июля 2009 года. На 31 декабря 2009 года АЖК было классифицировано как прекращённая деятельность.

Финансовые результаты АЖК, за период с 1 января 2009 года по 24 июля 2009 года, представлены следующим образом:

	С 1 января 2009 года по 24 июля 2009 года
Доходы	23.348.668
Расходы	(18.263.803)
Валовая прибыль	5.084.865
Финансовые затраты	(2.082.989)
Прибыль до налогообложения от прекращённой деятельности	3.001.876
Расходы по подоходному налогу	(874.256)
Прибыль за год от прекращённой деятельности	2.127.620

Основные классы активов и обязательств АЖК на 24 июля 2009 года, дату обмена, представлены следующим образом:

Активы	24 июля 2009 год:
Основные средства	41.531.5
Нематериальные активы	94.352
Торговая и прочая дебиторская задолженность	4.865.0
Товарно-материальные запасы	5.301.3
Денежные средства и краткосрочные вклады	1.527.0
Итого активов	53.319.4
Обязательства	
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(28.503.47
Процентные займы и привлечённые средства	(14.858.20
Обязательство по отсроченному подоходному налогу	(3.192.33
Итого обязательств	(46.554.01
Чистые активы, непосредственно связанные с прекращённой деятельностью	6.765.4

Торговая и прочая дебиторская задолженность указаны за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 2.802.475 тысяч тенге.

Выбытие АЖК представляет собой сделку с акционером Группы, и результат этой операции в размере 6.765.437 тысяч тенге был отнесен на капитал как выплата акционеру.

Чистые денежные потоки АЖК за семь месяцев, с 1 января 2009 года по 24 июля 2009 года, представлены следующим образом:

	С 1 января 2009 года по 24 июля 2009 года
Операционная деятельность	1.843.128
Инвестиционная деятельность	(772.805)
Финансовая деятельность	(35.630)
Чистый приток денежных средств	1.034.693

8. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС

Строка 010 «Денежные средства и их эквиваленты»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Текущие счета в банках – доллары США	268.423.928	168.773.694
Срочные вклады в банках – доллары США	197.264.760	181.164.362
Текущие счета в банках – тенге	114.840.078	90.040.843
Срочные вклады в банках – тенге	39.773.809	95.316.321
Текущие счета в банках – другие валюты	9.273.252	20.322.989
Срочные вклады в банках – другие валюты	6.953.201	6.924.413
Кассовая наличность	1.388.355	1.698.563
	637.917.383	564.241.185

Срочные вклады размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах. По состоянию на 31 декабря 2010 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 0,9% в долларах США и 1,6% в тенге (в 2009 году: 3,7% в долларах США и 5,5% в тенге).

На 31 декабря 2010 года денежные средства и их эквиваленты в размере 131.373.846 тысяч тенге были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Народный Банк Казахстана» (Примечание 11) (в 2009 году: 288.163.835 тысяч тенге).

Строка 015 «Прочие краткосрочные финансовые активы»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Краткосрочные банковские вклады	597.714.641	713.079.865
Займы связанным сторонам	34.445.052	7.930.040
Минус: резерв по сомнительным займам связанным сторонам	(5.794.542)	(4.674.905)
	626.365.151	716.335.000
Вексель к получению от участника совместного предприятия (Примечание 10)	1.203.834	1.082.100
	627.568.985	717.437.100

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Краткосрочные финансовые активы в долларах США	459.391.511	563.319.346
Краткосрочные финансовые активы в тенге	166.973.640	125.438.954
Краткосрочные финансовые активы в других валютах	–	27.576.700
	626.365.151	716.335.000

На 31 декабря 2010 года краткосрочные банковские депозиты в размере 172.950.554 тысячи тенге были размещены в АО «Народный Банк Казахстана» (Примечание 11) (в 2009 году: 257.126.894 тысячи тенге) были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Народный Банк Казахстана»).

На 31 декабря 2010 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 6,1% в долларах США и 6,0% в тенге (в 2009 году: 9,1% в долларах США и 7,6% в тенге).

На 31 декабря 2010 года финансовые активы, выраженные в долларах США, включают денежные средства ограниченного использования в размере 27.639.860 тысяч тенге (в 2009 году: 9.840.620 тысяч тенге) на заблокированном счете в качестве обеспечения по выплате вознаграждения и основного долга, привлеченного для приобретения 33% доли в ПКИ (Примечание 8).

Займы связанным сторонам учитываются по амортизированной стоимости.

Изменения в резерве на обесценение займов связанным сторонам представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
На 1 января 2009 года (пересчитано)	7.956.461
Прекращенная деятельность	(3.281.556)
На 31 декабря 2009 года (пересчитано)	4.674.905
Отчисления за год	1.119.637
На 31 декабря 2010 года	5.794.542

Строка 016 «Краткосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009
Торговая дебиторская задолженность	174.699.081	152.006.430
Минус: резерв по сомнительным долгам	(9.965.671)	(9.826.816)
Торговая дебиторская задолженность	164.733.410	142.179.614

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 годов по этим активам проценты не начислялись.

По состоянию на 31 декабря 2010 года торговая дебиторская задолженность в размере 16.770.355 тысяч тенге находилась в качестве залогового обеспечения по обязательствам Группы (в 2009 году: 15.933.804 тысячи тенге).

На 31 декабря анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>		Не просроченная, не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			<30 дней	30 – 60 дней	60 – 90 дней	90 – 120 дней	>120 дней
2010	164.733.410	94.033.785	47.868.264	6.588.943	5.473.459	1.893.855	8.875.104
2009	142.179.614	97.755.581	25.081.053	4.718.176	2.175.573	2.908.519	9.540.712

Строка 018 «Запасы»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Материалы и запасы	67.658.455	50.170.779
Нефтепродукты	51.993.855	58.074.278
Сырая нефть	44.376.971	29.255.899
Продукты переработки газа	26.895.446	30.786.537
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	(5.820.314)	(6.622.275)
	185.104.413	161.665.218

Строка 019 «Прочие краткосрочные активы»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Авансы, выданные и расходы будущих периодов	53.727.061	40.096.091
НДС к возмещению	34.731.601	38.260.134
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	19.456.800	14.687.640
Налоги к возмещению	7.828.094	4.431.015
Прочие текущие активы	106.015.908	27.842.914
Минус: резерв по сомнительным долгам	(5.743.686)	(5.592.256)
Итого прочих текущих активов	216.015.778	119.725.538

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 годов по этим активам проценты не начислялись.

Строка 114 «Прочие долгосрочные финансовые активы»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Депозиты, выраженные в долларах США	261.221	10.748.186
Депозиты, выраженные в тенге	4.259.974	7.716.203
	4.521.195	18.464.389
Займы связанным сторонам (Примечание 11)	115.043.574	8.028.231
Вексель к получению от участника совместного предприятия (Примечание 10)	19.153.089	20.268.928
Вексель к получению от ассоциированной компании (Примечание 6)	17.987.259	16.075.399
	156.705.117	62.836.847

Долгосрочные банковские вклады

На 31 декабря 2010 года долгосрочные банковские депозиты в размере 2,556,622 тысячи тенге были размещены в АО «Народный Банк Казахстана», который рассматривается как связанная сторона Группы, (Примечание 11) (в 2009 году: 17.777.035 тысяч тенге были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Народный Банк Казахстана»).

На 31 декабря 2010 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 4,5% в долларах США и 4,6% в тенге (в 2009 году: 7,7% в долларах США и 7,1% в тенге).

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Срок погашения от 1 до 2 лет	2.440.352	17.613.422
Срок погашения свыше 2 лет	2.080.843	850.967
	4.521.195	18.464.389

На 31 декабря 2010 года долгосрочные банковские депозиты включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 992.041 тысяча тенге (в 2009 году: 75.255 тысяч тенге).

Строка 116 «Инвестиции, учитываемые методом долевого участия»

<i>В тысячах тенге</i>	2010		2009 (пересчитано)	
	Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
Совместные предприятия:				
ТОО «ТенгизшеврОйл»	235.339.724	20,00%	227.760.165	20,00%
АО «КазРосГаз»	130.733.347	50,00%	91.609.714	50,00%
ТОО «КазГерМунай»	79.997.895	50,00%	104.718.029	50,00%
ТОО «Казахойл-Актобе»	45.246.206	50,00%	37.231.244	50,00%
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	31.454.453	50,00%	7.719.555	50,00%
«Валсера Холдингс Б.В.»	16.039.729	50,00%	17.576.499	50,00%
АО «МунайТас»	5.426.453	51,00%	5.262.464	51,00%
ТОО СП «Каспий Битум»	3.621.028	50,00%	—	50,00%
Прочие	14.376.130		12.276.428	
Ассоциированные компании:				
«ПетроКазахстан Инк.»	112.605.531	33,00%	118.988.662	33,00%
«Каспийский Трубопроводный Консорциум»	16.279.500	20,75%	16.285.435	20,75%
Прочие	5.761.036		6.629.900	
	696.881.032		646.058.095	

33%-я доля в ПетроКазахстан Инк. («ПКИ») была заложена в качестве обеспечения по займу, полученному на приобретение данной доли. Однако заложенные акции не могут быть обращены в течение первых 7 лет финансирования с даты приобретения (4 июля 2006 года).

В течение 2010 года Группа признала свою долю в прибыли от совместных предприятий и ассоциированных компаний в сумме 343.175.752 тысячи тенге (в 2009 году: 172.475.310 тысяч тенге), что привело к увеличению текущей стоимости инвестиций. Общая сумма дивидендов, полученных от совместных предприятий и ассоциированных компаний в 2010 году, составила 285.237.383 тысячи тенге (в 2009 году: 139.493.404 тысячи тенге) и привела к соответствующему уменьшению текущей стоимости инвестиций. Оставшаяся часть изменений инвестиций в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях относится к корректировке по пересчету валюты отчетности.

23 ноября 2010 года участники ПКИ одобрили распределение капитала в сумме 400 миллионов долларов США в 2011 году, доля Группы в котором составляет 33%. Группа признала распределение капитала в качестве дивидендов к получению с соответствующим уменьшением инвестиции в сумме 19.456.800 тысяч тенге (132 миллиона долларов США) в декабре 2010 года. 4 декабря 2009 года ПКИ объявило дополнительную выплату дивидендов в сумме 300 миллионов долларов США, которые не были выплачены по состоянию на 31 декабря 2009 года. Доля Группы в сумме дивидендов к получению на 31 декабря 2009 года составила 99 миллионов долларов США (14.687.640 тысяч тенге).

Также Группа владеет 50%-й долей в «CITIC Canada Energy Limited» («CCEL»). Чистые активы CCEL равны нулю, так как CCEL обязан распределять весь доход своим участникам и, соответственно, классифицирует весь распределяемый доход в качестве обязательства в своей финансовой отчетности.

В 2010 году Группа произвела дополнительный вклад в ТОО СП «Каспий Битум», 50%-ное совместное предприятие, в размере 3.750.000 тысяч тенге.

На 31 декабря 2010 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 85.877.870 тысяч тенге (в 2009 году: 95.250.4042 тысяч тенге).

В таблице ниже представлено движение в инвестициях за 2010 год:

<i>В тысячах тенге</i>	2010
Сальдо на 1 января	646.058.095
Дополнительные вклады	3.750.000
Доля в прибыли	343.175.752
Дивиденды полученные	(285.237.383)
Изменение в дивидендах к получению	(4.769.160)
Пересчёт валюты отчетности	(6.096.272)
Сальдо на 31 декабря	696.881.032

В таблицах ниже обобщенно представлена финансовая информация о совместных предприятиях и ассоциированных компаниях (пропорциональная доля Группы):

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Суммарные активы и обязательства в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях на 31 декабря		
Краткосрочные активы	348.221.546	419.557.031
Долгосрочные активы	1.004.365.645	1.120.874.615
Текущие обязательства	(200.143.281)	(200.515.374)
Долгосрочные обязательства	(455.562.878)	(693.858.177)
Чистые активы	696.881.032	646.058.095

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Суммарная выручка и чистая прибыль в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях за год		
Выручка	435.758.350	742.142.448
Чистая прибыль	343.175.752	172.475.310
Курсовые разницы от перевода валюты признанные непосредственно в прочем совокупном доходе	(6.096.272)	57.542.773

Строки 117 «Инвестиционное имущество» и 118 «Основные средства»

	Нефтегазовые активы	Инвестиционное имущество	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
<i>В тысячах тенге</i>										
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года	787.180.700	980.423	205.991.095	291.816.645	199.151.836	178.773.727	29.623.899	28.264.810	75.530.620	1.797.313.755
Пересчёт валюты отчетности	129.150.337		877.168	54.334.125	17.964.621	7.119.450	1.449.808	2.439.861	7.321.684	220.667.054
Поступления	193.302.294		3.513.270	537.324	2.139.931	4.301.194	14.191.324	3.792.481	133.672.089	355.449.907
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 6)	-		-	102.833.064	4.452.882	5.713.302	5.448	29.657	1.280.813	114.315.166
Выбытия	(6.298.172)	(89.662)	(210.825)	(555.891)	(7.456.876)	(4.072.928)	(1.050.294)	(3.976.648)	(3.243.382)	(26.954.678)
Расходы по износу	(26.634.550)	(6.469)	(9.554.951)	(23.931.989)	(11.135.078)	(22.674.891)	(5.543.913)	(6.023.465)	-	(105.505.306)
Накопленный износ по выбытиям (Резерв на обесценение) / сторнирование	2.915.617		9.035	331.776	1.354.001	1.564.216	363.258	886.156	-	7.424.059
резерва на обесценение (Примечание 7)	(456.205)		(265.907)	-	(6.836.630)	(1.561.518)	(320.555)	(1.313.154)	389.733	(10.364.236)
Прекращенная деятельность (Примечание 7)	-		-	-	(12.336.522)	(17.066.745)	(692.745)	(252.721)	(11.182.861)	(41.531.594)
Потеря контроля над дочерней организацией	-		(4.614.980)	-	(173.691)	(233.178)	(154.443)	(173.179)	(1.103.010)	(6.452.481)
Переводы в нематериальные активы	(4.840.881)		-	-	-	-	(4.361)	(82.133)	(79.588)	(5.006.963)
Переводы и реклассификации	33.202.933		7.417.492	28.406.148	15.252.205	26.058.142	8.180.162	8.470.185	(128.793.727)	(1.806.460)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года (пересчитано)	1.107.532.073	884.292	203.161.397	453.771.202	202.376.679	177.920.771	46.047.588	32.061.850	73.792.371	2.297.548.223
Пересчёт валюты отчетности	(8.103.441)	517	(67.234)	(1.975.619)	(1.594.480)	(313.629)	(190.275)	(129.674)	(214.737)	(12.588.572)
Поступления	178.152.846		1.549.058	3.858.260	2.785.987	3.510.447	7.256.652	7.729.050	207.582.340	412.424.640
Выбытия	(7.468.410)	(24.177)	(1.449.843)	(1.789.006)	(2.722.874)	(2.108.248)	(3.544.171)	(1.735.018)	(2.678.956)	(23.520.703)
Расходы по износу	(29.981.339)	(23.674)	(10.832.652)	(34.577.427)	(12.458.425)	(22.825.598)	(7.170.591)	(7.375.702)	-	(125.245.408)
Накопленный износ по выбытиям (Резерв на обесценение) / сторнирование	4.045.800	967	1.380.012	768.264	603.925	854.084	1.954.248	1.401.626	-	11.008.926
резерва на обесценение	(392.869)	28.686	8	19.158	(3.485.266)	(4.054.803)	20.953	(520.210)	(1.507.997)	(9.892.340)
Переводы в нематериальные активы	-		-	-	-	-	-	(299.698)	(670.604)	(970.302)
Переводы и реклассификации	91.568.066	421.222	19.251.490	25.078.486	(354.356)	41.824.041	13.241.849	(1.669.330)	(189.361.468)	-
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	1.336.640.559	1.287.833	212.992.236	445.153.318	185.151.190	194.807.065	57.616.253	29.462.894	86.940.949	2.548.764.464

В тысячах тенге	Инвестицион- ное имущество			Трубо- проводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудо- вание	Транспорт	Прочие	Незавершен- ное строитель- ство	Итого
	Нефтегазо- вые активы	Новое	Имущество								
Первоначальная стоимость	1.512.873.732	1.407.265	259.485.550	585.994.559	258.459.330	291.083.484	81.585.712	62.385.647	90.141.350	3.143.416.629	
Накопленный износ и обесценение	(177.521.006)	(119.432)	(46.493.314)	(140.841.241)	(73.308.140)	(96.276.419)	(23.969.459)	(32.922.753)	(3.200.401)	(594.652.165)	
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	1.335.352.726	1.287.833	212.992.236	445.153.318	185.151.190	194.807.065	57.616.253	29.462.894	86.940.949	2.548.764.464	
Первоначальная стоимость	1.258.363.680	969.584	241.263.805	507.436.378	243.516.042	239.282.902	62.756.012	49.429.506	75.511.669	2.678.529.578	
Накопленный износ и обесценение	(150.831.607)	(85.292)	(38.102.408)	(53.665.176)	(41.139.363)	(61.362.131)	(16.708.424)	(17.367.656)	(1.719.298)	(380.981.355)	
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года (пересчитано)	1.107.532.073	884.292	203.161.397	453.771.202	202.376.679	177.920.771	46.047.588	32.061.850	73.792.371	2.297.548.223	

В 2010 году Группа капитализировала затраты по займам, по средней ставке капитализации в 4,68% на сумму 2.719.046 тысяч тенге, относящиеся к строительству новых активов (в 2009 году: 2,44% на сумму 765.272 тысячи тенге).

На 31 декабря 2010 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 554.427.519 тысячи тенге (в 2009 году: 470.200.294 тысяч тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам и обязательствам Группы.

Обесценение основных средств

В 2010 году Группа признала чистый убыток по обесценению в размере 9.892.340 тысяч тенге, который приходится, в основном, на обесценение основных средств АО «Kazakhstan Petrochemical Industries» на сумму 7.689.868 тысяч тенге и КМГ ПИМ на сумму 2.094.536 тысяч тенге (в 2009 году: 10.364.236 тысяч тенге в основном относящиеся к обесценению основных средств КМГ ПИМ на сумму 9.017.379 тысяч тенге).

На 31 декабря 2010 года АО «Kazakhstan Petrochemical Industries», 100%-ная дочерняя организация Группы, признало убыток от обесценения в размере 7.689.868 тысяч тенге по своим основным средствам. Данное обесценение было признано в связи с остановкой производства и отсутствием рынка для продажи таких активов. Руководство считает, что эти активы не будут возмещены посредством их использования в обычной операционной деятельности или продажи.

На 31 декабря 2009 года КМГ ПИМ осуществил проверку на обесценение основных средств, которые вовлечены в деятельность по розничной торговле в Казахстане, а также рекреационного центра «Акбулак», расположенного в Алматинской области, которая привела к признанию убытка от обесценения в размере 5.176.008 тысяч тенге и 1.753.260 тысяч тенге, соответственно. Возмещаемые суммы были основаны на стоимости от использования и были определены на уровне генерирующих единиц. Генерирующие единицы состоят из активов, занятых в розничной торговле, и рекреационного центра «Акбулак», соответственно. При определении стоимости от использования для генерирующих единиц, денежные потоки были дисконтированы по ставке до налогообложения в 22,4%.

Кроме того, в 2009 году КМГ ПИМ признал обесценение в размере 2.088.111 тысяч тенге, относящиеся к земле в «Duneff» Франция (дочерняя организация, полностью принадлежащая TRG), на основании переоценки текущей стоимости земли, на которой расположен склад, запланированный к выводу из эксплуатации в 2014 году.

Строка 120 «Разведочные и оценочные активы»

<i>В тысячах тенге</i>	Материальные	Нематериальные	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2008 года	74.657.322	6.995.883	81.653.205
Пересчёт валюты отчетности	12.981.701	–	12.981.701
Поступления	18.857.337	3.534.999	22.392.336
Выбытия	–	(2.166.129)	(2.166.129)
Переводы и реклассификации	1.745.392	–	1.745.392
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года (пересчитано)	108.241.752	8.364.753	116.606.505
Пересчёт валюты отчетности	(514.318)	–	(514.318)
Поступления	25.998.484	1.421.159	27.419.643
Приобретение дочерних предприятий (примечание 6)	5.474.983	6.161.767	11.636.750
Резерв на обесценение	(931.317)	–	(931.317)
Перемещение в активы для продажи	(1.261.185)	–	(1.261.185)
Выбытия	(2.156.925)	–	(2.156.925)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	134.851.474	15.947.679	150.799.153

В 2010 году основные поступления в активы по разведке и оценке относятся к бурению разведочной скважины на Н-Блоке на сумму 12.398.727 тысяч тенге и бурению оценочной и разведочной скважин по проекту Жемчужина на сумму 6.350.240 тысяч тенге.

В 2010 году Группа приняла решение о продаже определенных активов по разведке и оценке на сумму 1.261.185 тысяч тенге, которую ожидается закончить в течение одного года с отчетной даты (Примечание 16). Эти активы были переведены к активы для продажи на 31 декабря 2010 года.

Строка 121 «Нематериальные активы»

<i>В тысячах тенге</i>	Гудвилл	Нематериальные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года	29.519.586	22.282.401	8.834.923	14.682.449	75.319.359
Пересчёт валюты отчетности	7.113.221	5.095.286	228.546	3.329.094	15.766.147
Поступления	–	27.455	2.180.190	4.982.929	7.190.574
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 6)	90.175.518	–	24.081	8.888	90.208.487
Выбытия	–	–	(123.847)	(254.793)	(378.640)
Расходы по амортизации	–	(196.870)	(2.931.793)	(2.737.335)	(5.865.998)
Накопленная амортизация по выбытиям	–	–	82.629	22.618	105.247
Прекращенная деятельность (Примечание 7)	–	–	(76.898)	(17.454)	(94.352)
Резерв по обесценению	(1.306.548)	–	–	–	(1.306.548)
Переводы из незавершенного строительства	–	–	260.430	4.746.533	5.006.963
Переводы и корректировки	–	–	1.735.102	(1.735.102)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года (пересчитано)	125.501.777	27.208.272	10.213.363	23.027.827	185.951.239
Пересчёт валюты отчетности	(267.082)	(184.066)	(120.709)	(236.048)	(807.905)
Поступления	–	–	3.278.586	1.808.749	5.087.335
Выбытия	–	–	(222.545)	(117.622)	(340.167)
Расходы по амортизации	–	(192.127)	(3.243.468)	(2.840.995)	(6.276.590)
Накопленная амортизация по выбытиям	–	–	136.996	82	137.078
Переводы из незавершенного строительства	–	–	766.206	204.096	970.302
Переводы и корректировки	–	–	233.820	(233.820)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	125.234.695	26.832.079	11.042.249	21.612.269	184.721.292
Первоначальная стоимость	153.167.908	27.703.099	23.707.164	30.452.747	235.030.918
Накопленная амортизация и обесценение	(27.933.213)	(871.020)	(12.664.915)	(8.840.478)	(50.309.626)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	125.234.695	26.832.079	11.042.249	21.612.269	184.721.292
Первоначальная стоимость	153.434.990	27.562.884	18.218.168	29.729.098	228.945.140
Накопленная амортизация и обесценение	(27.933.213)	(354.612)	(8.004.805)	(6.701.271)	(42.993.901)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года (пересчитано)	125.501.777	27.208.272	10.213.363	23.027.827	185.951.239

Текущая стоимость гудвилла по состоянию на 31 декабря, отнесенного на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2010	2009 (пересчитано)
Нефтепереработка	16.528.698	16.798.358
Downstream Romania	6.189.179	6.229.551
Dyneff	3.882.369	3.907.646
Прочее	4.980.793	4.897.226
Итого TRG	31.581.039	31.832.781
Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми	2.355.452	2.370.792
Казахстан Петрокемикал Индастрис	1.622.222	1.622.222
Группа единиц, генерирующих денежные потоки, приобретенная в Refinery	88.553.296	88.553.296
Прочие	1.122.686	1.122.686
Итого гудвилл	125.234.695	125.501.777

Расходы по обесценению гудвилла, признанные в консолидированном отчете о совокупном доходе за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, составили 1.306.548 тысяч тенге (в 2010 году: ноль).

Нефтепереработка и Downstream Romania

Возмещаемая стоимость подразделений «Нефтепереработка» и «Downstream Romania» была определена на основании ценности в использовании с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применимая к прогнозу денежных потоков в 2010 году, равна 10,5% (в 2009 году: 11,5%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста (в 2009 году: 1,5%), что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 9% (в 2009 году: 10%).

Dyneff

Возмещаемая стоимость подразделения Dyneff была определена на основании ценности в использовании с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применимая к прогнозу движения денежных потоков в 2010 году, равна 7,9% (в 2009 году: 8,8%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста (в 2009 году: 1,5%), что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 6,4% (в 2009 году: 7,3%).

Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию Нефтепереработка, Downstream Romania и Dyneff

Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом расходов на реализацию, представлены следующим образом:

- Валовая прибыль;
- Ставки дисконтирования;
- Темпы роста, использованные для экстраполяции денежных потоков за пределами планового периода.

Валовая прибыль – валовая прибыль, которая основывается на средних значениях, полученных в течение двух лет, предшествующих началу бюджетного периода. Эти значения увеличиваются в течение бюджетного периода на ожидаемое повышение эффективности.

Ставки дисконтирования – ставки дисконтирования, которые отражают текущие рыночные оценки рисков, характерных для каждой единицы, генерирующей денежные потоки. Ставка дисконтирования была вычислена на основании расчета средневзвешенной стоимости капитала в отрасли. В дальнейшем, данная ставка была откорректирована для отражения оценки рынка на какой-либо конкретный риск, относящийся к единице, генерирующей денежные потоки, для которой будущие прогнозы не были откорректированы.

Оценка темпа роста – нормы, которые основаны на опубликованных исследованиях по данной отрасли.

Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми

В результате анализа, в 2010 году руководство признало отсутствие признаков, указывающих на наличие обесценения гудвилла по нефтеналивному терминалу Батуми и морскому порту Батуми (в 2009 году: убыток от обесценения гудвилла составил 1.306.548 тысяч тенге). Возмещаемая стоимость Нефтеналивного терминала Батуми и Морского порта Батуми была определена на основе расчёта стоимости от использования с использованием прогнозов денежных потоков, одобренных руководством и охватывающих десятилетний период. Ставка дисконта до налогообложения, использованная для прогнозов денежных потоков составляет 19,98% (в 2009: 19,11%).

Чувствительность к изменениям в допущениях Нефтепереработка, Downstream Romania, Dyneff и Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми

По мнению руководства, в отношении оценки справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию для единиц, генерирующих денежные потоки, никакое приемлемое изменение в любом из указанных выше основных допущений не вызовет значительного превышения текущей стоимости единицы над ее возмещаемой стоимостью, кроме случаев раскрытых в следующем абзаце.

На 31 декабря 2010 и 2009 годов расчетная возмещаемая стоимость единиц Нефтепереработка, Downstream Romania, Dyneff и Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми приближалась к их текущей стоимости, а значит, любые нежелательные изменения в основных допущениях могут вызвать убытки от обесценения, признанные по данным единицам.

Гудвилл при приобретении Refinery (Примечание б)

Гудвилл, приобретенный при объединении бизнеса Refinery в 2009 году был учтен как одна единица, генерирующая денежные потоки.

Возмещаемая стоимость Refinery была определена на основании справедливой стоимости за вычетом расходов на реализацию с применением дисконтированных денежных потоков, основанных на финансовых планах, утвержденных руководством на пятилетний срок. Ставка дисконтирования, применяемая к прогнозируемым денежным потокам, составила 12,8% (в 2009 году: 14,6%), а денежные потоки за пределами пятилетнего срока были экстраполированы с учетом темпа роста, равного 3,3% (в 2009 году: 3,8%). Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 9,5% (в 2009 году: 10,8%).

На основании проведенного тестирования не было признано обесценение в 2010 и 2009 годах.

Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию

- Валовая прибыль;
- Ставки дисконтирования;
- Капитальные затраты в 2010-2015 годах.

Валовая прибыль – валовая прибыль, которая основывается на уровне прогнозируемой доходности каждого вида нефтепродукта, заложенной на 2011 год.

Ставки дисконтирования – ставки дисконтирования, которые отражают текущие рыночные оценки рисков, характерных для каждой единицы, генерирующей денежные средства. Ставка дисконтирования была вычислена на основании расчета средневзвешенной стоимости капитала в отрасли. В дальнейшем, данная ставка была откорректирована для отражения оценки рынка на какой-либо конкретный риск, относящийся к единице, генерирующей денежные потоки, для которой будущие оценочные денежные потоки не были откорректированы.

Капитальные затраты – капитальные затраты представляют собой затраты, необходимые для поддержания текущего состояния актива, модернизация или реструктуризация активов была не запланирована.

Чувствительность к изменениям в допущениях

На 31 декабря 2010 года расчетная возмещаемая стоимость единицы Refinery превышала текущую стоимость единицы, однако возможные приемлемые изменения в валовой прибыли могут потенциально привести к признанию убытков от обесценения по единице Refinery.

Строка 123 «Прочие долгосрочные активы»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009
Авансы за долгосрочные активы	68.442.089	16.647.080
НДС к возмещению	34.806.222	7.049.861
Прочие долгосрочные активы	10.071.096	10.300.115
	113.319.407	35.997.056

Строки 210 и 310 «Займы»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	1.214.539.225	1.223.976.364
Средневзвешенные ставки вознаграждения	8,32%	9,69%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	743.028.112	613.697.786
Средневзвешенные ставки вознаграждения	6,36%	3,27%
	1.957.567.337	1.837.674.150

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Займы, выраженные в долларах США	1.712.489.397	1.401.536.319
Займы, выраженные в тенге	216.308.956	386.449.500
Займы, выраженные в евро	28.612.420	26.632.828
Займы, выраженные в других валютах	156.564	23.055.503
	1.957.567.337	1.837.674.150

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Текущая часть	479.138.938	452.741.110
Долгосрочная часть	1.478.428.399	1.384.933.040
	1.957.567.337	1.837.674.150

По состоянию на 31 декабря 2009 года Облигации к получению от Самрук-Казына заложены в «Национальный Банк Республики Казахстан» («НБРК») по соглашению РЕПО, в результате которого Группа получила 180,5 миллиардов тенге от НБРК на период один месяц (и продлены на ежемесячной основе до декабря 2010 года) под 7% в год. Проценты по облигациям к погашению Самрук-Казына начислялись раз в полгода. Проценты по облигациям к погашению НБРК начислялись ежемесячно, начиная с 2009 года. В декабре 2010 года Компания полностью погасила сделку РЕПО.

По состоянию на 31 декабря 2010 года, займы Группы были обеспечены заложенными основными средствами на сумму 24.327.003 тысяча тенге (в 2009 году: 22.818.489 тысяч тенге), долгосрочными банковскими депозитами на сумму 992.041 тысяч тенге (в 2009 году: 75.255 тысяч тенге), инвестицией в ПКИ в размере 112.605.531 тысяча тенге (в 2009 году: 118.988.662 тысячи тенге), торговой дебиторской задолженностью на сумму 16.770.355 тысяч тенге (в 2009 году: 15.933.804 тысячи тенге) и краткосрочными банковскими депозитами на сумму 28.093.075 тысяч тенге (в 2009 году: 9.840.620 тысяч тенге).

Конвертируемый долговой инструмент и связанные с ним судебные разбирательства

На 31 декабря 2009 года у Группы имелось непогашенное сальдо в 3.353.168 тысяч тенге конвертируемого долгового инструмента, выпущенного крупной дочерней организацией TRG – Rompetrol Rafinare S.A. в пользу Румынии. Номинальная стоимость обязательств составляет 570,3 миллионов евро. Срок обращения инструмента составлял 7 лет и истек 30 сентября 2010 года. Справедливая стоимость компонента обязательства на момент первоначального признания была определена как дисконтированные будущие денежные договорные платежи по инструменту. В соответствии с долей владения акциями на 31 декабря 2009 года, Группа потеряла бы контроль над Rompetrol Rafinare S.A., если бы весь долговой инструмент 30 сентября 2010 года был оплачен выпуском новых акций в пользу Румынии, без последующих действий со

стороны TRG и/или Rompetrol Rafinare S.A.

В течение первого полугодия 2010 года, в целях увеличения своей доли в Rompetrol Rafinare S.A. Группа осуществила открытое предложение по приобретению долей у всех акционеров. В августе 2010 года Rompetrol Rafinare S.A. увеличила свой уставный капитал путем выпуска новых акций на сумму 329.492.067 румынских леев (эквивалентно 78 миллионов евро на дату подписки на акции). TRG подписалось на выпуск новых акций и полностью оплатила данный выпуск, таким образом увеличив свою долю в Rompetrol Rafinare S.A. В течение августа 2010 года, Rompetrol Rafinare S.A., используя средства, полученные от выпуска акций, погасило 54 миллиона евро (эквивалентно 10.463.778 тысяч тенге) от общей суммы задолженности в 570,3 миллионов евро по конвертируемому долговому инструменту в пользу Румынии. В сентябре 2010 года Rompetrol Rafinare S.A. выплатило последний купон в размере 17 миллионов евро (эквивалентно 3.314.915 тысячам тенге), что привело к нулевому салдо задолженности долгового компонента по конвертируемому долговому инструменту.

30 сентября 2010 года внеочередное общее собрание акционеров Rompetrol Rafinare S.A. утвердило решение о конвертации непоплаченной части конвертируемого долгового инструмента в акции, а также соответствующие увеличение уставного капитала и точное количество акций причитающихся Румынии по конвертируемому долгу, рассчитанных на основании, обменного курса, действующего на дату конвертации, а также эмиссионный доход, рассчитанный как разница между обменными курсами действительными на 30 сентября 2010 года и на дату выпуска конвертируемого долгового инструмента - 30 сентября 2003 года. В результате, неконтрольная доля участия Румынии составила 44,6959%.

В результате данных операций нераспределенная прибыль уменьшилась на 113,467,108 тысяч тенге, а неконтрольная доля участия увеличилась на 103,003,330 тысяч тенге.

В августе 2010 года Румынское Правительство, в лице Министерства финансов Румынии инициировала судебный иск против решения Rompetrol Rafinare S.A. об увеличении уставного капитала и решения о погашении конвертируемого долгового инструмента частично деньгами, частично выпуском акций. Министерство финансов Румынии проиграла первый иск против Rompetrol Rafinare S.A. в суде города Константа. Следующие судебные слушания назначены на 2011 год. В случае признания судом правомерности претензий со стороны Румынского Правительства, а также в случае отмены решения об увеличении количества акций, Группа потеряет контроль над Rompetrol Rafinare S.A.

Более того, 17 ноября 2010 года Министерство финансов Румынии издало указ на сумму 2.205.592.436 румынских леев (для целей презентации 516,3 миллионов евро, в тенге по курсу на 31 декабря 2010 года - 100.797.249 тысяч тенге), как результат несогласия Румынских властей с решением Группы о частичном погашении инструмента выпуском акций. Rompetrol Rafinare S.A. подало жалобу с прошением об отмене данного указа. 14 января 2011 года суд города Константа приостановил вступление в действие указа. Следующие слушания об аннулировании данного указа назначены на апрель 2011 года.

Также, 10 сентября 2010 года Румынские власти, в лице Министерства финансов Румынии и Национального Агентства по Налоговому Администрированию («ANAF») издали указ о предупредительном наложении ареста на все доли участия Rompetrol Rafinare S.A. в зависимых организациях, а также о наложении ареста на движимое и недвижимое имущество Rompetrol Rafinare S.A., за исключением товарно-материальных запасов. Данный указ находится в действии, и Группа пытается оспорить правомерность данного указа. На дату финансовой отчетности арест имущества Rompetrol Rafinare S.A. не был осуществлен, так как Румыния не инициировала принудительных процедур по взысканию. Руководство считает, что исполнение указа о наложении ареста Румынскими властями не является осуществимым.

Руководство считает, что судебные иски против Группы не имеют юридических оснований, и Группа их выигрывает.

Строка 213 «Краткосрочная торговая и прочая кредиторская задолженность»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009
Торговая кредиторская задолженность	255.592.177	156.470.367
	255.592.177	156.470.367

На 31 декабря 2010 и 2009 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

Строки 214 «Краткосрочные резервы» и 314 «Долгосрочные резервы»

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Обязатель- ство за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
Резерв на 31 декабря 2008 года	23.297.578	31.157.227	26.227.166	14.101.750	94.783.721
Пересчет валюты отчетности	1.358.581	2.167.407	91.991	354.754	3.972.733
Изменение в оценке	(3.886.013)	940.891	(669.508)	(3.622.352)	(7.236.982)
Увеличение на сумму дисконта	1.864.736	8.457	–	122.000	1.995.193
Резерв за год	5.320.355	9.231	17.018.727	6.212.347	28.560.660
Сторнирование неиспользованных сумм	(1.706.484)	–	(10.713.351)	(408.943)	(12.828.778)
Поступления при объединении предприятий (Примечание 6)	–	57.811	–	–	57.811
Использование резерва	(1.084.326)	(3.506.648)	(1.248.600)	(5.773.306)	(11.612.880)
Резерв на 31 декабря 2009 года (пересчитано)	25.164.427	30.834.376	30.706.425	10.986.250	97.691.478
Пересчет валюты отчетности	–	(43.306)	(52.897)	(12.550)	(108.753)
Изменение в оценке	(273.489)	21.246	(1.339.612)	183.300	(1.408.555)
Увеличение на сумму дисконта	2.052.767	13.545	859	–	2.067.171
Резерв за год	2.478.335	1.005.816	8.414.131	31.761.238	43.659.520
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(942.085)	(4.835.885)	–	(5.777.970)
Использование резерва	(1.414.188)	(2.212.171)	(7.959.623)	(1.625.284)	(13.211.266)
Резерв на 31 декабря 2010 года	28.007.852	28.677.421	24.933.398	41.292.954	122.911.625

Суммы по увеличению резерва по обязательствам по выбытию активов капитализируются в состав основных средств как приобретения соответствующих годов.

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Обязатель- ства за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
На 31 декабря 2010 года					
Текущая часть	695.423	3.170.068	23.886.409	28.838.162	56.590.062
Долгосрочная часть	27.312.429	25.507.353	1.046.989	12.454.792	66.321.563
Резерв на 31 декабря 2010 года	28.007.852	28.677.421	24.933.398	41.292.954	122.911.625
На 31 декабря 2009 года (пересчитано)					
Текущая часть	999.735	6.678.269	28.016.552	5.187.384	40.881.940
Долгосрочная часть	24.164.692	24.156.107	2.689.873	5.798.866	56.809.538
Резерв на 31 декабря 2009 года (пересчитано)	25.164.427	30.834.376	30.706.425	10.986.250	97.691.478

Описание данных резервов, включая существенные оценки и допущения, включено в Примечании 4.

Строка 217 «Прочие краткосрочные обязательства»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Авансы полученные	57.150.896	58.021.587
Задолженность перед сотрудниками	14.963.897	11.989.441
Прочие	39.682.712	29.627.499
	111.797.505	99.638.527
<i>Прочие налоги к уплате</i>		
Рентный налог на экспорт сырой нефти	27.568.432	20.941.235
Налог на добычу полезных ископаемых	18.487.106	15.277.760

Акцизный налог	12.914.353	16.366.721
НДС	10.792.140	8.924.377
Специальный фонд на нефтепродукты	9.537.111	11.525.958
Прочие	8.343.854	8.160.747
	87.642.996	81.196.798
	199.440.501	180.835.325

Строка 312 «Прочие долгосрочные финансовые обязательства»

31 октября 2008 года все участники проекта СКП подписали соглашение, согласно которому все участники проекта, за исключением «КМГ Кашаган Б.В.» (100% дочерняя компания Группы), согласились частично передать часть своих долей в проекте, на пропорциональной основе, таким образом, чтобы увеличить долю «КМГ Кашаган Б.В.» в СКП с 8,33% до 16,81% ретроспективно с 1 января 2008 года. Цена приобретения включает сумму в размере 1,78 миллиардов долларов США и годовое вознаграждение в размере LIBOR плюс 3%. Данная задолженность обеспечена дополнительной приобретенной долей в размере 8,48%. По состоянию на 31 декабря 2010 года амортизированная стоимость этой задолженности составляла 314.566.180 тысяч тенге (2009: 312.052.116 тысяч тенге). По состоянию на 31 декабря 2010 года текущая стоимость заложенных активов (основные средства и активы по разведке и оценке) составляла 530.100.516 тысяч тенге (в 2009 году: 447.381.805 тысяч тенге).

Строка 316 «Прочие долгосрочные обязательства»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
К уплате за приобретение дочерней организации	9.136.704	8.405.223
Прочие долгосрочные обязательства	13.756.075	16.966.349
	22.892.779	25.371.572

КАПИТАЛ

Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных включает:

	На 31 декабря 2008 года	Выпущено в 2009 году	На 31 декабря 2009 года	Выпущено в 2010 году	На 31 декабря 2010 года
Количество объявленных акций	316.098.884	4.042.365	320.141.249	68.832.770	388.974.019
Номинальной стоимостью 500 тенге	316.098.884	4.042.365	320.141.249	39.132.770	359.274.019
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	–	–	–	29.700.000	29.700.000
Количество оплаченных акций	316.098.884	3.196.092	319.294.976	66.276.745	385.571.721
Номинальной стоимостью 500 тенге	316.098.884	3.196.092	319.294.976	36.576.745	355.871.721
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	–	–	–	29.700.000	29.700.000
Уставный капитал (тысяч тенге)	158.049.442	1.598.046	159.647.488	166.788.373	326.435.861
Номинальной стоимостью 500 тенге	158.049.442	1.598.046	159.647.488	18.288.373	177.935.861
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	–	–	–	148.500.000	148.500.000

В 2009 году Компания объявила и выпустила 4.042.365 простых акций, номинальной стоимостью 500 тенге за одну акцию на общую сумму 2.021.183 тысячи тенге. Неоплаченный капитал на 31 декабря 2009 года составлял 423.137 тысяч тенге.

В 2009 году оплата за 3.196.089 акций была осуществлена в форме инвестиций в АО «Институт химических наук им. А.Б. Бектурова» и АО «Институт органического катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского», по справедливой стоимости в 1.312.412 тысяч тенге и 262.352 тысячи тенге, соответственно. Оставшиеся

846.273 акций, выпущенных в 2009 году, были оплачены в 2010 году в форме газопроводов и инфраструктуры в западном Казахстане со справедливой стоимостью 423.137 тысяч тенге.

В 2010 году Компания объявила и выпустила 68.832.770 простых акций на общую сумму 168.066.385 тысяч тенге. 39.132.770 простых акций были размещены по цене размещения 500 тенге за одну акцию на общую сумму 19.566.385 тысяч тенге и 29.700.000 простых акций были размещены по цене размещения 5.000 тенге за одну акцию на общую сумму 148.500.000 тысяч тенге.

В 2010 году Материнская Компания оплатила 66.276.745 акций следующим образом: 160.500.000 тысяч тенге денежными средствами; пакет проектной документации «Строительство газопровода Бейнеу-Шымкент» с справедливой стоимостью 2.162.705 тысяч тенге; 42%-ного пакета акций АО «Павлодарского нефтехимического завода» с справедливой стоимостью 3.654.788 тысяч тенге и 1,4241%-ного пакета акций АО «Казахстанско-Британского Технического Университета» с справедливой стоимостью 47.743 тысячи тенге.

На 31 декабря 2010 года 3.402.298 акций не были оплачены.

Резерв от пересчета валюты отчетности

Резерв от пересчета валюты отчетности используется для учета курсовых разниц, возникающих от пересчета финансовых отчетностей дочерних организаций, функциональной валютой которых не является тенге, и финансовые отчетности которых включаются в данную консолидированную финансовую отчетность в соответствии с учетной политикой, описанной в Примечании 3.

Выплаты акционеру

Операция с Материнской Компанией

В июле 2009 года Компания выпустила облигации на КФБ, которые были приобретены «Самрук-Казына» за общую сумму в 190 миллиардов тенге. Процентная ставка по облигациям составляет 5%, и они подлежат погашению через 35 лет. В этот же день «Самрук-Казына» выпустил облигации на КФБ, которые были приобретены Компанией за 190 миллиардов тенге. Процентная ставка по облигациям составляет 4% в год, и они подлежат погашению через 35 лет. Облигации к получению и облигации к погашению были учтены по справедливой стоимости с использованием дисконтированных денежных потоков и были дисконтированы по ставке в 12,5%, которая приблизительно равна рыночной процентной ставке, применимой для Компании и Акционеру. Полученный дисконт по облигациям к погашению в размере 112.593.515 тысяч тенге был зачтен против дисконта по облигациям к получению в сумме 127.585.515 тысяч тенге. Чистый дисконт в размере 14.992.000 тысяч тенге был учтен как выплата Акционеру. 21 сентября 2010 года Компания полностью погасила облигации, которые были приобретены «Самрук-Казына». 22 сентября 2010 года «Самрук-Казына» осуществляет частичный выкуп своих облигаций у Компании на сумму 79 миллиардов тенге. Списание несамортизированного дисконта по данным облигациям в размере 59.681.261 тысяча тенге было учтено как выплата Акционеру.

Как отражено в Примечании 4, в 2010 году Компания признала выплату Акционеру в сумме 25.560.141 тысяча тенге в связи с созданием резерва на строительство объекта «Музей Истории Казахстана».

Прочие изменения в нераспределенной прибыли, в связи с приобретениями неконтрольных долей и погашения конвертируемого долгового инструмента, описаны в Примечании 6.

Дивиденды

В 2010 году Компания начислила и выплатила дивиденды своему Акционеру в размере 52,91 тенге за акцию на общую сумму 16.940.104 тысяч тенге (в 2009 году: 92.59 тенге за акцию на общую сумму 29.268.027 тысяч тенге).

В 2010 году Группа выплатила дивиденды держателям неконтрольной доли участия в РД КМГ в размере 20.589.632 тысячи тенге (в 2009 году: 19.949.064 тысячи тенге)

Неконтрольная доля участия

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	458.076.359	399.867.006
Дочерние организации АО «Переработка и Маркетинг «КазМунайГаз»	100.699.873	76.354.893
Прочие	588.745	580.321

В 2010 году АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» увеличило количество изъятых акций из обращения в результате выкупа собственных акций (1.346.213 привилегированных акций) на сумму 24.531.975 тысяч тенге (в 2009 году: 1.499.180 простых акций на сумму 21.381.199 тысяч тенге). Текущая стоимость выкупленной неконтрольной доли составила 20.534.818 тысяч тенге на 31 декабря 2010 года (в 2009 году: 19.787.768 тысяч тенге). Разница между уплаченной суммой и текущей стоимостью выкупленной неконтрольной доли в размере 3.997.157 тысяч тенге была признана в нераспределенной прибыли (в 2009 году: 1.593.431 тысяча тенге).

9. ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ

Строка 010 «Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Реализация нефтепродуктов	1.407.133.589	1.045.224.923
Реализация сырой нефти	461.781.607	429.098.384
Оплата за транспортировку	261.864.669	250.000.000
Реализация газа и продуктов переработки газа	158.092.066	63.999.189
Прочий доход	73.643.980	74.436.443
Минус: налоги с продаж и коммерческие скидки	(263.573.287)	(273.210.318)
	2.098.942.624	1.589.548.621

Доход поступает от основной деятельности Группы, который преимущественно представляет собой добычу и транспортировку нефти и газа на территории Казахстана, и реализацию нефтегазовой продукции.

Строка 011 «Себестоимость реализованных товаров и услуг»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Материалы и запасы	980.972.687	697.928.202
Расходы по заработной плате	121.834.529	97.004.419
Износ, истощение и амортизация	102.516.496	84.838.128
Налог на добычу полезных ископаемых	70.932.591	55.072.185
Ремонт и обслуживание	42.518.640	34.126.334
Электроэнергия	32.118.873	15.357.015
Прочие налоги	10.140.332	5.575.387
Прочее	47.967.271	60.561.321
	1.409.001.419	1.050.462.991

Увеличение расходов по налогу на добычу полезных ископаемых главным образом было обусловлено увеличением рыночных цен на сырую нефть в 2010 году по сравнению с ценами в 2009 году.

Строка 013 «Расходы по реализации»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Рентный налог на экспорт сырой нефти	98.005.875	58.673.500
Транспортировка	84.941.657	66.453.906
Расходы по заработной плате	16.508.944	13.813.555
Износ и амортизация	13.156.118	10.593.055
Таможенная пошлина	7.541.788	–
Прочее	18.583.958	19.450.902
	238.738.340	168.984.918

Увеличение рентного налога на экспорт сырой нефти было обусловлено главным образом увеличением рыночных цен на сырую нефть в 2010 году по сравнению с ценами в 2009 году.

В июле 2010 года Правительство Республики Казахстан приняло ряд поправок к таможенному законодательству, в результате которого нефтедобывающие дочерние компании Группы платили таможенные экспортные пошлины в размере 20 долларов США за тонну сырой нефти.

Строка 014 «Административные расходы»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Расходы по заработной плате	50.835.864	43.445.926
Износ и амортизация	15.470.080	13.470.063
Резервы по обесценению финансовых активов	13.135.998	2.462.345
Благотворительность	12.046.069	6.569.361
Обесценение основных средств и активов по оценке и разведке	10.823.657	10.364.236
Консультационные услуги	10.769.617	19.514.503
Прочие налоги	8.023.003	11.041.693
Прочее	28.866.092	23.610.364
	149.970.380	131.785.039

Строка 021 «Доходы по финансированию»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Процентный доход по вкладам в банках и облигациям	57.237.396	81.599.140
Прочие	1.433.978	3.268.037
	58.671.374	84.867.177

Строка 022 «Расходы по финансированию»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	141.387.969	121.964.543
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов	2.389.165	1.995.193
Прочее	8.800.346	16.865.997
	152.577.480	140.825.733

Строка 023 «Доля организации в прибыли (убытке) ассоциированных организаций и совместной деятельности, учитываемых по методу долевого участия»

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
ТОО «ТенгизшеврОйл»	192.854.657	111.024.753
«ПетроКазахстан Инк.»	47.732.221	9.221.421
ТОО «КазРосГаз»	46.372.371	44.475.814
МИБВ	23.734.898	4.568.379
ТОО «КазГерМунай»	23.523.104	1.553.769
ТОО «Казахойл-Актобе»	8.014.962	2.454.323
Доли в прибыли / (убытках) прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	943.539	(823.149)
	343.175.752	172.475.310

Увеличение доли в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний объясняется главным образом повышением рыночных цен на сырую нефть в 2010 году по сравнению с ценами в 2009 году, который в свою очередь привел к росту прибыли нефтедобывающих компаний Группы.

Строка 101 «Расходы по подоходному налогу»

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2010 года в сумме 21.498.642 тысячи тенге (в 2009 году: 11.979.760 тысяч тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог.

На 31 декабря подоходный налог к уплате представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Налог на сверхприбыль	—	19.245.506
Корпоративный подоходный налог	2.402.176	13.191.917
Подоходный налог к уплате	2.402.176	32.437.423

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Текущий подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	70.670.923	88.283.388
Налог на сверхприбыль	12.119.201	30.914.304
Налог у источника выплаты по полученным дивидендам	40.699.142	27.444.776
Отсроченный подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	8.000.155	436.224
Налог на сверхприбыль	48.904	(106.070)
Налог у источника выплаты доходам по вознаграждению	1.136.934	31.630.374
Расходы по подоходному налогу	132.675.259	178.602.996

В соответствии с изменениями 2006 года в налоговом законодательстве, вступившими в силу 1 января 2007 года, дивиденды, полученные от Казахстанских налогоплательщиков, не подлежат налогообложению налогом у источника выплаты. Следуя этим изменениям в налоговом законодательстве, в 2006 году Группа сторнировала обязательства по отсроченному налогу на нераспределенную прибыль от дочерних организаций, зарегистрированных в Республике Казахстан, которые были признаны в прошлые годы. Однако, в течении 2007-2010 годов Группа получала дивиденды от ТОО «Тенгизшевройл» (20% совместное предприятие Группы, Казахстанский налогоплательщик) за минусом налога у источника выплаты, так как существует неопределенность того, распространяется ли отмена налога у источника выплаты на стабильный налоговый режим ТОО «Тенгизшевройл».

Группа пыталась оспорить удержание налога у источника, но по состоянию на 31 декабря 2009 года не смогла убедить ТОО «Тенгизшевройл» и налоговые органы в том, что налог не должен удерживаться. Соответственно, в 2009 и 2010 годах, руководство Группы решило признать отсроченное обязательство по налогу у источника выплаты на нераспределенную прибыль ТОО «Тенгизшевройл», так как это является наилучшей оценкой того, что Группа в последующем будет получать дивиденды за вычетом налога у источника выплаты.

В декабре 2008 года Правительство Республики Казахстан утвердило поправки в налоговый кодекс, вступившие в силу с 1 января 2009 года, в соответствии с которыми ставка подоходного налога была определена как 20% на 2009 год, 17,5% на 2010 год и 15% на 2011 год и далее.

В ноябре 2009 года Правительство Республики Казахстан утвердило дальнейшие поправки в налоговый кодекс, которые вступили в силу 1 января 2009 года, в соответствии с которыми ставка подоходного налога была определена как 20% на 2009-2012 года, 17,5% в 2013 году и 15% в 2014 году и далее. Механизм расчета НСП также изменяется с 2009 года. В ноябре 2010 года Правительство Республики Казахстан приняло закон, который вступил в действие с 1 января 2011 года, отменяющий принятое первоначально постепенное снижение ставок и устанавливающий ставку КПП в размере 20% на обозримое будущее. Группа произвела расчеты текущих и отсроченных налогов с учетом данных изменений по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 года.

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2010 и 2009 годах) к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Прибыль до налогообложения от продолжающейся деятельности	529.710.114	365.060.956
Прибыль до налогообложения от прекращенной деятельности	-	3.001.876
Ставка подоходного налога	20%	20%
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	105.942.023	73.612.567
Подоходный налог, учитываемый по другим ставкам	(41.088.784)	(34.347.622)
Прочие постоянные разницы	24.515.663	42.362.844
Прочие эффекты		
Налог на сверхприбыль	12.119.201	30.808.234
Налог у источника выплаты по дивидендам и доходам по вознаграждению	13.152.776	59.075.150
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	(3.480.208)	(3.723.562)
Эффект изменения ставок подоходного налога	7.419.682	(521.177)
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	14.094.906	12.210.818
Расходы по корпоративному подоходному налогу, представленные в консолидированном отчете о совокупном доходе	132.675.259	179.477.252
Расходы по подоходному налогу по прекращенной деятельности	-	(874.256)
Расходы по подоходному налогу от продолжающейся деятельности	132.675.259	178.602.996

Сальдо отсроченного налога, рассчитанного посредством применения установленных законом ставок налога, действующих на даты составления соответствующих отчетов о финансовом положении, к временным различиям между основой для расчета активов и обязательствам и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчетности, на 31 декабря включают следующее:

В тысячах тенге	2010 год		2010 год		2010 год		2009 год		2009 год		2009 год	
	Корпоративный подоходный налог	налог сверхприбыль	Налог на источник	Налог у источника	Итого	Корпоративный подоходный налог (пересчитано)	Налог на сверхприбыль (пересчитано)	Налог у источника (пересчитано)	Итого (пересчитано)	Итого (пересчитано)	Итого (пересчитано)	Итого (пересчитано)
Активы по отсроченному налогу												
Основные средства	1.527.850	-	-	-	1.527.850	4.206.237	-	-	-	-	-	4.206.237
Перенесенные налоговые убытки	30.405.109	-	-	-	30.405.109	11.508.406	-	-	-	-	-	11.508.406
Начисленные обязательства в отношении работников	3.390.962	547.627	-	-	3.938.589	2.150.854	228.693	-	-	-	-	2.379.547
Обесценение финансовых активов	-	-	-	-	-	418.160	-	-	-	-	-	418.160
Обязательство за загрязнение окружающей среды	34.949	3.149	-	-	38.098	2.307.409	-	-	-	-	-	2.307.409
Прочие	16.813.363	2.873.543	-	-	19.686.906	13.405.861	2.672.608	-	-	-	-	16.078.469
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(29.051.605)	-	-	-	(29.051.605)	(14.956.699)	-	-	-	-	-	(14.956.699)
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(14.167.193)	(1.772.287)	-	-	(15.939.480)	(8.226.041)	(1.071.591)	-	-	-	-	(9.297.632)
Активы по отсроченному налогу	8.953.435	1.652.032	-	-	10.605.467	10.814.187	1.829.710	-	-	-	-	12.643.897
Обязательства по отсроченному налогу												
Основные средства	119.109.079	3.367.153	-	-	122.476.232	104.935.304	2.787.348	-	-	-	-	107.722.652
Нераспределенная прибыль совместного предприятия	-	-	35.079.339	-	35.079.339	2.389.786	-	-	-	34.164.025	-	36.553.811
Прочее	3.293.565	-	-	-	3.293.565	2.775.379	7.883	-	-	-	-	2.783.262
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(14.167.193)	(1.772.287)	-	-	(15.939.480)	(8.226.041)	(1.071.591)	-	-	-	-	(9.297.632)
Обязательства по отсроченному налогу	108.235.451	1.594.866	35.079.339	35.079.339	144.909.656	101.874.428	1.723.640	34.164.025	34.164.025	34.164.025	34.164.025	137.762.093
Чистые обязательства / (активы) по отсроченному налогу	99.282.016	(57.166)	35.079.339	134.304.189	134.304.189	91.060.241	(106.070)	34.164.025	34.164.025	34.164.025	34.164.025	125.118.196

Отсроченные налоги по основным средствам представляют собой разницу между налоговой и бухгалтерской базой учёта основных средств, вследствие разных ставок амортизации в налоговом и бухгалтерском учёте, корректировок справедливой стоимости по приобретениям, обесценения и капитализации обязательств по выбытию активов.

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объем контрактов на недропользование. Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы. На 31 декабря 2010 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 29.051.605 тысяч тенге (в 2009 году: 10.684.951 тысяча тенге).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2010 года истекают в течении десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения. Следовательно, основная часть перенесенных налоговых убытков Группы по состоянию на 31 декабря 2010 года истекает в 2020 году для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах / (активах) по отсроченному налогу представлены следующим образом:

	2010 год		2010 год		2010 год		2009 год		2009 год		2009 год	
	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на сверхприбыль	Налог у источника	Итого	Корпоративный подоходный налог (пересчитано)	Налог на сверхприбыль (пересчитано)	Налог у источника (пересчитано)	Итого (пересчитано)	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог у источника
Сальдо на 1 января	91.060.241	(106.070)	34.164.025		125.118.196	64.571.269	-	2.106.116	66.677.385			
Пересчет валюты отчетности	(1.594.977)	-	(221.620)		(1.816.597)	10.947.074	-	427.535	11.374.609			
Прекрашенная деятельность	-	-	-		-	(2.933.936)	-	-	(2.933.936)			
Потеря контроля над дочерней организацией	-	-	-		-	(658.013)	-	-	(658.013)			
Приобретение дочерних организаций (Примечание б)	1.816.597	-	-		1.816.597	18.004.905	-	-	18.004.905			
Отражено в консолидированном отчете о совокупном доходе	8.000.155	48.904	1.136.934		9.185.993	1.128.942	(106.070)	31.630.374	32.653.246			
Сальдо на 31 декабря	99.282.016	(57.166)	35.079.339		134.304.189	91.060.241	(106.070)	34.164.025	125.118.196			

10. ВЕКСЕЛЬ К ПОЛУЧЕНИЮ ОТ УЧАСТНИКА СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

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

CCEL обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время Группа приняла на себя обязательство выплачивать CITIC любые дивиденды полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 753,2 миллиона долларов США (111.019.849 тысяч тенге) на 31 декабря 2010 года (в 2009 году: 790,5 миллионов долларов США или 117.288.512 тысяч тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли Группы в первоначальной цене приобретения, профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. Группа не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от CCEL. Соответственно, Группа признает в своем отчёте о финансовом положении только право на получение дивидендов от CCEL в размере гарантированной выплаты на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Текущая стоимость этой дебиторской задолженности составила 138,1 миллионов долларов США (20.356.923 тысяч тенге) на 31 декабря 2010 года (в 2009 году: 143,9 миллионов долларов США или 21.351.028 тысяч тенге).

Кроме того, Группа имеет право, в определенных случаях, указанных в договоре о покупке, реализовать свой опцион на продажу и вернуть CITIC инвестиции и получить обратно 150 миллионов долларов США плюс вознаграждение по годовой ставке 8%, за минусом совокупной суммы полученных гарантированных платежей.

17 ноября 2008 года гарантированный платеж был увеличен с 26,2 миллионов долларов США до 26,9 миллионов долларов США, уплачиваемого двумя равными платежами не позднее 12 июня и 12 декабря. После заключения данного соглашения эффективная ставка вознаграждения по дебиторской задолженности составляет 15% в год.

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

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009
Текущие активы	25.459.836	27.436.006
Долгосрочные активы	119.535.632	112.162.558
	144.995.468	139.598.564
Текущие обязательства	23.498.775	11.680.985
Долгосрочные обязательства	121.496.693	127.917.579
	144.995.468	139.598.564
Чистые активы	-	-

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

11. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами в 2010 и 2009 годах и соответствующие сальдо по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 годов:

<i>В тысячах тенге</i>		Задолжен- ность связанным сторонам	Задолжен- ность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон	Задолжен- ность по займам связанным сторонам
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	2010	184.019.673	1.846.073	386.574.904	216.283.638
	2009	3.783.328	652.724	563.067.764	128.017.415
Прочие предприятия, контролируемые государством	2010	–	–	–	–
	2009	785.946	423.056	–	–
Ассоциированные компании	2010	–	–	–	–
	2009	–	1.205.228	–	–
Прочие связанные стороны	2010	4.803.643	677.688	3	–
	2009	8.028.231	–	–	–
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2010	3.568.691	47.635.850	–	–
	2009	29.233.823	40.749.677	–	–

<i>В тысячах тенге</i>		Продажи связанным сторонам	Приобрете- ния у связанных сторон	Вознагражден ие от связанных сторон	Вознагражден ие связанным сторонам
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	2010	15.811.660	21.783.010	28.421.437	29.053.167
	2009	8.597.668	19.141.376	27.626.412	3.173.832
Прочие предприятия, контролируемые государством	2010	–	–	–	–
	2009	1.106.860	12.651.588	–	–
Ассоциированные компании	2010	–	–	–	–
	2009	9.158.154	291.208	–	–
Прочие связанные стороны	2010	7.984.940	19.734	–	–
	2009	–	4.315.000	–	–
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2010	62.722.340	35.824.086	376.871	–
	2009	23.719.479	78.717.544	–	–

Операции с компаниями (приобретения от предприятий), входящими в «Самрук-Казына», с прочими предприятиями, контролируемые государством, и с совместными предприятиями представлены в основном операциями Группы с АО «НК Казахстан Темир Жолы» (железнодорожные перевозки), АО «НК Казакхтелеком» (услуги связи), АО «НК Казатомпром» (энергия), АО «КЕГОК» (электричество), АО «Казпочта» (почтовые услуги) и АО «Самрук-Энерго». В добавление, Группа продает продукты нефти и газа, а также оказывает услуги транспортировки нефти и газа компаниям, входящим в «Самрук-Казына», ассоциированным компаниям и совместным предприятиям.

Задолженность связанных сторон

По состоянию на 31 декабря 2010 года Группа имела дебиторскую задолженность по беспроцентным займам, выданным связанным сторонам, в размере 180.091.948 тысяч тенге (долгосрочная и краткосрочная части, за минусом резерва по сомнительным счетам в размере 5.794.542 тысячи тенге) (в 2009 году: 11.283.366 тысяч тенге за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 4.674.905 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2010 года Группа имела долгосрочный займ выданный КТГ-Тбилиси по амортизированной стоимости 8.802.782 тысяч тенге (в 2009 году: 8.028.231 тысяч тенге), который был полностью обесценен Группой в 2010 году.

Как это раскрыто в Примечании 8, Группа имела облигации к получению от Самрук-Казына по амортизированной стоимости 38.593.198 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2010 года (в 2009 году: 66.278.764 тысяч тенге).

Задолженность связанным сторонам и задолженность по займам связанным сторонам

По состоянию на 31 декабря 2010 года, задолженность по займам связанным сторонам включала задолженность перед АО «Банк Развития Казахстана» (принадлежащего «Самрук-Казына») по амортизированной стоимости 182.313.520 тысяч тенге (в 2009 году: 118.184.954 тысячи тенге).

По состоянию на 31 декабря 2010 года, задолженность по займам связанным сторонам включала задолженность перед АО «Народный Банк Казахстана» по амортизированной стоимости 27.374.851 тысяч тенге (в 2009 году: ноль).

Как это раскрыто в Примечании 8, Группа имела облигации к уплате Самрук-Казына по амортизированной стоимости 29.053.167 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года (в 2010 году: ноль).

Деньги и депозиты на счетах связанных сторон

АО «Народный Банк Казахстана» рассматривается как связанная сторона, так как оно контролируется членом ключевого управленческого персонала Группы и «Самрук-Казына». 2 февраля 2009 года Правительство, в лице АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына», стало контролирующим акционером АО «Альянс Банк» и АО «БТА Банк» с 76 и 78 процентами владения, соответственно, от общего числа акций. С этой даты Группа считает данные банки связанными сторонами для целей раскрытия в консолидированной финансовой отчетности. Средства Группы, размещенные в этих банках включают денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные и долгосрочные депозиты, как это раскрыто в Примечании 8.

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

Общая сумма вознаграждения, выплаченная ключевому управленческому персоналу, включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 2.204.019 тысяч тенге и 2.155.192 тысячи тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 годов, соответственно. Вознаграждение, выплаченное ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премиями, основанными на операционных результатах.

12.

12. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Группы включают займы, денежные средства и краткосрочные вклады, а также дебиторскую и кредиторскую задолженность. Основными рисками, возникающими по финансовым инструментам Группы, являются риск изменения процентной ставки, валютный риск и кредитный риск. Группа также отслеживает рыночный риск и риск ликвидности, возникающие по всем ее финансовым инструментам.

Рыночный риск

Группа подвержена влиянию рисков конъюнктуры рынка, возникающих в связи с открытыми позициями по процентным ставкам, валютам и ценным бумагам, которые, в свою очередь, подвержены общим и специфическим колебаниям рынка. Группа управляет рисками конъюнктуры рынка посредством периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть в результате неблагоприятных изменений конъюнктуры, а также путем установления соответствующих требований к рентабельности и залоговому обеспечению.

Анализ чувствительности в следующих разделах приведен по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 годов.

Валютный риск

В результате значительных сумм займов и кредиторской задолженности, выраженных в долларах США, на консолидированный отчет о финансовом положении Группы могут оказать значительное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США. 72% дохода Группы выражено в долларах США, в то время как 47% себестоимости продаж выражено в тенге.

В следующей таблице представлена чувствительность прибыли Группы до налогообложения и капитала (вследствие изменения в справедливой стоимости денежных активов и обязательств), к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при том условии, что все остальные параметры приняты величинами постоянными. Колебания курсов других валют не рассматриваются ввиду их незначительности для консолидированных результатов деятельности Группы.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налого- обложения
2010	+11,56%	(71.046.265)
	-11,56%	71.046.265
2009	+10%	(143.261.535)
	-15%	214.892.306

Риск изменения процентных ставок

Риск, связанный с изменением процентных ставок, представляет собой риск колебания стоимости финансового инструмента в результате изменения процентных ставок на рынке. Подверженность Группы риску изменений в рыночных процентных ставках в основном относится к долгосрочным займам Группы с плавающей процентной ставкой.

Политика Группы предусматривает управление риском изменения процентной ставки посредством использования комбинации фиксированных и переменных процентных ставок по займам.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие наличия займов с плавающей процентной ставкой) и капитала к возможным изменениям в процентной ставке, при этом все другие параметры приняты величинами постоянными. Существенное влияние на капитал Группы отсутствует.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого- обложения
2010 год		
ЛИБОР	+100	(7.848.267)
	-25	1.962.067
2009 год		
ЛИБОР	+10	178.062
	-25	(421.919)

Кредитный риск

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы 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 Группы минимален. Максимальный размер риска является текущей стоимостью, как это раскрыто в Примечании 8. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, займы и векселя к получению и прочие финансовые активы, риск Группы связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен текущей стоимости данных инструментов.

В следующей таблице показаны сальдо денежных средств, краткосрочных и долгосрочных депозитов (Примечание 8) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's» и «Fitch».

Банки	Местонахождение	Рейтинг ¹		2010	2009 (пересчитано)
		2010	2009		
Народный Банк	Казахстан	В+/В (стабильный)	В+ (отрицательный)	382.311.786	383.564.814
Казкоммерцбанк	Казахстан	В (стабильный)	В (отрицательный)	280.338.830	378.598.110
Ситибанк Казахстан	Великобритания	А (отрицательный)	А (стабильный)	115.967.611	45.143.615
Ситибанк Казахстан	Казахстан	А (отрицательный)	А (стабильный)	78.319.567	63.568.354
БТА Банк	Казахстан	В- (стабильный)	В (отрицательный)	330.692	177.169.186
АТФ Банк ²	Казахстан	В (отрицательный)	ВВВ (стабильный)	101.720.536	52.593.773
HSBC	Казахстан	АА (стабильный)	АА (отрицательный)	80.285.604	31.405.238
РBS Казахстан	Казахстан	В (стабильный)	А	37.176.922	48.323.216
Дойче Банк	Германия	А+ (стабильный)	А+ (стабильный)	37.117.350	4.590.631
Сбербанк России	Россия	В (стабильный)	ВВВ- (стабильный)	12.728.947	15.573.342
Банк Центр Кредит	Казахстан	В (отрицательный)	В (стабильный)	8.038.170	10.420.406
КазИнвестБанк	Казахстан	В- (отрицательный)	В- (отрицательный)	3.080.408	3.902.924
Credit Suisse	Британские Виргинские острова	А+ (стабильный)	А+ (стабильный)	4.971.970	3.089.894
ING Bank	Нидерланды	А+ (стабильный)	А+ (стабильный)	937.215	1.501.120
Каспи Банк	Казахстан	В1 (отрицательный)	В (отрицательный)	339.853	471.168
Прочие банки				96.329.253	74.171.085
Наличные денежные средства				158.505	1.698.563
				1.240.153.219	1.295.785.439

В результате текущего дефицита ликвидности, спровоцированного глобальным кризисом, Группа может быть не в состоянии отзываться значительные суммы денег, не причиняя тяжелый урон банкам.

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, приближающейся к его справедливой стоимости.

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

² АТФ Банк является членом ЮниКредит Групп

Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство следит за наличием средств в объеме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

<i>В тысячах тенге</i>	До востребо- вания	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
На 31 декабря 2010 года						
Займы	41.571.373	213.811.529	330.448.706	884.179.427	1.059.931.542	2.529.942.577
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и к уплате за приобретение дочерней организации	–	–	–	352.623.262	–	352.623.262
Торговая кредиторская задолженность	80.550.008	80.093.917	94.948.252	–	–	255.592.177
Прочие обязательства	7.617.879	4.818.952	31.807.637	2.662.391	3.105.611	50.012.470
	129.739.260	298.724.398	457.204.595	1.239.465.080	1.063.037.153	3.188.170.486
На 31 декабря 2009 года (пересчитано)						
Займы	24.624.387	41.750.001	321.603.601	1.507.722.094	928.038.458	2.823.738.541
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и к уплате за приобретение дочерней организации	–	–	–	373.916.276	–	373.916.276
Торговая кредиторская задолженность	105.107.730	46.138.605	3.729.684	1.494.348	–	156.470.367
Прочие обязательства	30.918.550	25.548.390	20.495.534	1.015.716	1.456.276	79.434.466
	160.650.667	113.436.996	345.828.819	1.884.148.434	929.494.734	3.433.559.650

Управление капиталом

Группа управляет своим капиталом, для того чтобы продолжать придерживаться принципа непрерывной деятельности наряду с максимизацией доходов для заинтересованных сторон посредством оптимизации баланса задолженности и капитала. Общая стратегия Группы осталась неизменной с 2007 года.

Структура капитала Группы состоит из задолженности, которая включает займы, раскрытые в Примечании 8 и капитала, включающего выпущенный капитал, дополнительный оплаченный капитал, прочие резервы и нераспределенную прибыль, как это раскрыто в Примечании 8.

Руководство Группы каждые полгода осуществляет анализ структуры капитала. Как часть этого анализа руководство рассматривает стоимость капитала и риски, связанные с каждым классом капитала. У Группы имеется целевое соотношение между чистой задолженностью и чистой капитализацией, не превышающее 50%.

Коэффициент на конец года представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2010	2009 (пересчитано)
Займы	1.957.567.337	1.837.674.150
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и к уплате за приобретение дочерней организации	323.702.884	320.457.339
Прочие обязательства, составляющие чистую задолженность	4.455.285	6.590.029
Задолженность	2.285.725.506	2.164.721.518
Минус: денежные средства и их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты	1.235.632.024	1.277.321.050
Чистая задолженность	1.050.093.482	887.400.468
Чистая капитализация	3.222.081.113	2.767.812.758

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Далее представлено сравнение по категориям текущей стоимости и справедливой стоимости всех финансовых инструментов Группы:

В тысячах тенге	Текущая стоимость		Справедливая стоимость	
	2010	2009 (пересчитано)	2010	2009 (пересчитано)
Финансовые активы				
Денежные средства и их эквиваленты	637.917.383	564.241.185	637.917.383	564.241.185
Краткосрочные финансовые активы	626.365.151	716.335.000	626.365.151	716.335.000
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	19.456.800	14.687.640	19.456.800	14.687.640
Торговая дебиторская задолженность	164.733.410	142.179.614	164.733.410	142.179.614
Вексель к получению от участника совместного предприятия (краткосрочная и долгосрочная части)	20.356.923	21.351.028	20.356.923	21.351.028
Вексель к получению от ассоциированной компании	17.987.259	16.075.399	17.987.259	16.075.399
Облигации к получению	36.397.864	62.520.986	36.397.864	62.520.986
Долгосрочный заем связанной стороне	115.043.574	8.028.231	115.043.574	8.028.231
Долгосрочные банковские вклады	4.521.195	18.464.389	4.521.195	18.464.389
Финансовые обязательства				
Займы	1.957.567.337	1.837.674.150	1.819.946.740	1.816.080.184
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	314.566.180	312.052.116	314.566.180	312.052.116
К уплате за приобретение дочернего предприятия	9.136.704	8.405.223	9.136.704	8.405.223
Торговая кредиторская задолженность	255.592.177	156.470.367	255.592.177	156.470.367
Прочие обязательства	50.012.470	79.434.466	50.012.470	79.434.466

Справедливая стоимость заёмных средств была рассчитана посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по существующим процентным ставкам. Займы Группы основаны на рыночных ставках вознаграждения, специфичных для таких инструментов и, соответственно, они отражены по справедливой стоимости. Справедливая стоимость прочих финансовых активов была рассчитана с использованием рыночных процентных ставок.

13.

14. КОНСОЛИДАЦИЯ

Следующие существенные дочерние организации были включены в данную консолидированную финансовую отчетность:

Существенные организации	2010	2009 (пересчитано)
Дочерние организации		
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») и дочерние организации	60,50%	57,95%
АО «КазТрансГаз» («КТГ») и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «КазТрансОйл» («КТО») и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «Переработка Маркетинг «КазМунайГаз» («ПМ КМГ») и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «КазМунайТениз» («КМТ») и дочерние организации	100,00%	100,00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	100,00%	100,00%
«КМГ Кашаган Б.В.»	100,00%	100,00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	100,00%	100,00%
ТОО «Н Оперейтинг Компани»	100,00%	100,00%
ТОО «КМГ Транскаспий»	100,00%	100,00%
«Казахстан Пайплайн Венчурс» и ассоциированная компания	100,00%	100,00%
АО «КазМорТрансФлот»	100,00%	100,00%

15. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

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 в результате более строгой интерпретации существующих положений, гражданских исков или изменений в законодательстве не могут быть достоверно оценены. Помимо тех сумм, по которым были сформированы резервы (Примечание 8), руководство считает, что не существует вероятных либо возможных экологических обязательств, которые могут оказать существенное отрицательное влияние на финансовое положение Группы, консолидированный отчет о совокупном доходе и консолидированный отчет о движении денежных средств.

ММГ

В соответствии с контрактом на недропользование, ММГ согласилось принять обязательство по рекультивации замасуленного грунта и отходов нефти, относящихся ко временному отрезку с начала производственного периода. Резервы ММГ по экологической реабилитации представляют собой наилучшую оценку руководства в отношении ожидаемых затрат в целях соответствия требованиям контракта на недропользование.

ММГ также может понести непредвиденные убытки, связанные с исками региональных органов в связи с вопросами охраны окружающей среды, которые могут возникнуть в результате прошлых операций на месторождениях, на которых работает ММГ. Казахское законодательство и нормативно-правовые акты, касающиеся оценки воздействия на окружающую среду и восстановление участков, постоянно изменяются, и ММГ может понести дополнительные затраты, сумма которых не поддается определению в данный момент времени, в результате таких факторов, как окончательное определение сторон, ответственных за такие затраты, и оценка государством способности соответствующих сторон оплатить такие затраты, связанные с восстановлением окружающей среды. Однако в зависимости от любых неблагоприятных исков или штрафов, начисленных казахскими регулирующими органами, существует возможность, что существенное влияние будет оказано на будущие результаты деятельности ММГ или движение денежных средств в определенном периоде.

В июне 2010 года природоохранные органы Мангистауской области направили ММГ уведомление касательно устранения нарушения природоохранного законодательства, относящегося к выбросу нефтяных отходов в размере 461.796 тонн. При признании решения природоохранных органов, затраты по устранению загрязнений составят порядка 5 миллиардов тенге. В случае применения властями штрафных санкций и пени, потенциальные обязательства могут возрасти до десятикратного размера предварительных затрат по устранению загрязнений. Кроме того, при решении органов по защите окружающей среды не в пользу ММГ, дополнительные налоги могут возникнуть в результате нарушения налогового законодательства Республики Казахстан. Руководство считает, что данные загрязнения являются результатом деятельности предшествующей подписанию контракта на недропользование, за который ММГ ответственности не несет, и вероятность того, что природоохранные органы достигнут цели является вероятной, но не возможной. Соответственно, никаких резервов в отношении данного вопроса не было сформировано в данной консолидированной финансовой отчетности.

Вопросы страхования

Страховая отрасль в Республике Казахстан находится на стадии развития, и многие формы страховой защиты, распространенные в других регионах мира, еще не являются доступными в целом. Группа не имеет покрытия по своим промышленным объектам; страхования на случай остановки транспортировки или страхования ответственности перед третьими лицами в отношении ущерба имуществу или окружающей среде, возникшего в результате аварий на объектах Группы или относящихся к ее деятельности. До тех пор, пока Группа не будет иметь достаточного страхового покрытия, существует риск того, что убыток или разрушение определенных активов могут оказать существенное отрицательное влияние на деятельность Группы и её финансовое состояние.

Налогообложение

Казахское 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 пени, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах налоговые проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2010 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2010 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты другим образом в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Контроль по трансфертному ценообразованию

Контроль по трансфертному ценообразованию в Казахстане имеет очень широкий спектр и применяется ко многим операциям, которые напрямую или косвенно связаны с международными сделками, независимо от того, являются ли стороны сделок связанными или нет. Закон о трансфертном ценообразовании требует, чтобы все налоги, применимые к операциям были рассчитаны на основании рыночных цен, определенных по принципу вытянутой руки.

Новый закон о трансфертном ценообразовании в Казахстане вступил в силу с 1 января 2009 года. Новый закон не является четко выраженным и некоторые из его положений имеют малый опыт применения. Более того, закон не предоставляет детальных инструкций, которые находятся на стадии разработки. В результате, применение закона о трансфертном ценообразовании к различным видам операций не является четко выраженным из-за неопределенностей, связанных с Казахстанским законом о трансфертном ценообразовании, существует риск того, что позиция налоговых органов может отличаться от позиции Группы, что может привести к дополнительным суммам налогов, штрафов и пени по состоянию на 31 декабря 2010 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2010 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

Налоговые обязательства предприятий в Грузии (КТО)

В соответствии с налоговым кодексом Грузии («НКГ»), налоговые органы имеют право принять решение об использовании рыночных цен для целей налогообложения в случае, если сделка осуществляется между связанными сторонами. Хотя НКГ содержит определенное руководство по определению рыночных цен товаров и услуг, сам механизм определения недостаточно разработан и в Грузии отсутствует отдельное законодательство по трансфертному ценообразованию. Наличие подобной неясности создаёт неопределенности в части позиции, которую могут занять налоговые органы при рассмотрении налогообложения сделок между связанными сторонами.

Грузинские дочерние организации Группы имеют существенный объём сделок с иностранными дочерними организациями Группы, а также между собой. Эти сделки попадают под определение сделок между связанными сторонами и могут быть оспорены налоговыми органами Грузии. Руководство считает, что у него имеются существенные аргументы для обоснования того, что ценообразования в сделках между организациями Группы осуществляется на рыночных условиях, однако, вследствие отсутствия законодательной базы по определению рыночных цен, налоговые органы могут занять в этом вопросе позицию, которая отличается от позиции, занятой Группой.

Уведомление по таможенной пошлине (РД КМГ)

18 августа 2009 года таможенный комитет Республики Казахстан представил РД КМГ уведомление на сумму 17.574.728 тысяч тенге за недоплаченную экспортную таможенную пошлину (включая основной долг на сумму 15.260.014 тысяч тенге и проценты за несвоевременную оплату на сумму 2.314.714 тысяч тенге). Данное уведомление относится к отгрузкам нефти на экспорт за январь 2009 года, по которым рентный налог был полностью оплачен в соответствии с законодательством Республики Казахстан, объемы по которым прошли таможенную отчиску в декабре 2008 года.

23 сентября 2009 года РД КМГ подала апелляцию в суд первой инстанции. 1 декабря 2009 года суд первой инстанции вынес решение в пользу РД КМГ. Тем не менее, 20 января 2010 года суд второй инстанции удовлетворил апелляцию таможенного комитета. 8 февраля 2010 года РД КМГ подала апелляцию в суд третьей инстанции. 9 марта 2010 года суд третьей инстанции также вынес решение в пользу таможенных органов. РД КМГ планирует обжаловать данный вопрос в Верховном Суде Казахстана.

Руководство Группы полагает, что в итоге оно окажется правым в данном вопросе и в связи с этим суммы не были начислены в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2010 года.

Таможенная проверка (Кашаган)

По результатам таможенной проверки операций предыдущего оператора, Департаментом таможенного контроля по Атырауской области 25 января 2010 года, было дано уведомление по оценке предполагаемых неоплаченных НДС на импорт и таможенных пошлин на общую сумму приблизительно от 74 до 78 миллионов долларов США. Эта сумма включает в себя НДС на импорт, таможенные пошлины и пеню за просроченный платеж, но не включает в себя возможные штрафы, которые могут быть дополнительно наложены. Предыдущий оператор подал на апелляцию в Таможенный Комитет Республики Казахстан. Таможенный Комитет Республики Казахстан отменил предыдущее решение и выпустил приказ № 18 от 23 апреля 2010 на выплату таможенных пошлин на сумму 3.300 тысяч долларов США и 403 тысячи долларов США штрафов и пени. Предыдущий оператор подал на апелляцию и на это решение в Экономический и Административный суды. Решением специального экономического суда от 12 ноября 2010 года приказ на оплату штрафов и пени на сумму 403 тысячи долларов США был отменен. Согласно новому приказу суда, предыдущий оператор обязан выплатить таможенные пошлины и штраф в размере 18 тысяч долларов США за НДС на импорт.

Налоговая проверка (КМГ ПМ)

В 2008 году Налоговый комитет Министерства финансов Республики Казахстан завершил аудит по корпоративному подоходному налогу КГМ ПМ за период с 2003 по 2005 годы и начислил дополнительный КПН в размере 42.146.466 тысяч тенге и пеню за несвоевременную уплату налоговых обязательств в размере 42.426.906 тысяч тенге. В дополнение к этому, возможно дополнительное начисление административного штрафа в размере 21.073.233 тысячи тенге. Дополнительное начисление КПН был рассчитано, основываясь на статье 130 налогового кодекса Республики Казахстан от 12 июня 2001 года путем добавления общей выручки, заработанной дочерними организациями, зарегистрированными в оффшорной зоне, к налогооблагаемому доходу КГМ ПМ без учета расходов, понесенными этими дочерними организациями.

В 2009 году КГМ ПМ обжаловала результаты налогового аудита в вышестоящих налоговых органах, которые постановили провести дополнительную налоговую проверку. 9 декабря 2010 года Налоговый комитет Министерства финансов Республики Казахстан выпустил акт по результатам дополнительной налоговой проверки, который подтвердил выводы первоначальной налоговой проверки о начислении дополнительного КПН в размере 42.146.466 тысяч тенге и пеню за несвоевременную уплату налоговых обязательств в размере 42.426.906 тысяч тенге. В декабре 2010 года Группа получила официальный ответ от Генеральной прокуратуры, который поддерживает точку зрения Группы в отношении интерпретации статьи 130 налогового Кодекса, действовавшего в 2003 году. В январе 2011 года КГМ ПМ подала иск в специализированный суд города Астана против налогового комитета. Специализированный суд города Астана, 14 марта 2011 года, вынес решение в пользу налогового комитета. КГМ ПМ намерена обжаловать решение Специализированного суда в вышестоящих судебных органах, при необходимости и в Верховном суде. Руководство считает, что налоговое обязательство и пеня за несвоевременную уплату были наложены в результате неправильного толкования законов, действовавших на тот период, и нет вероятного риска того, что потребуется отток ресурсов для урегулирования обязательства. Таким образом, в данной консолидированной финансовой отчетности не был сформирован резерв по налоговому обязательству.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Правительство требует от компаний, занимающихся производством сырой нефти и продажей нефтепродуктов, на ежегодной основе поставлять часть продукции для удовлетворения энергетической потребностью внутреннего рынка, в основном для поддержания баланса поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке и для поддержки производителей сельскохозяйственной продукции в ходе весенней и осенней посевных кампаний. Цены на нефть на местном рынке значительно ниже экспортных цен и даже ниже обычных цен на внутреннем рынке, установленных в сделках между независимыми сторонами. В случае если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем, поставляемый Группой в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может существенно и отрицательно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

РД КМГ

В 2010 году РД КМГ и СП Казгермунай осуществили поставки сырой нефти на внутренний рынок в объемах 1.811.481 и 784.000 тонн (в 2009 году: 2.017.488 тонн и 615.000 тонн).

ММГ

В 2010 году ММГ осуществила поставку 563.669 тонн сырой нефти на внутренний рынок. В соответствии с бюджетом, общий объем поставок на внутренний рынок на 2011 год составляет около 900.000 тонн сырой нефти.

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

Группа 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 Группы 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 Группы, отчет о совокупном доходе или отчет о движении денежных средств.

Условия некоторых контрактов Группы на недропользование требуют минимального уровня расходов за период до конца срока действия лицензии. По каждому из контрактов на недропользование от Группы также требуется согласование планов по ежегодным расходам по капитальным и инфраструктурным проектам с местными органами власти.

КМТ

В соответствии с условиями соглашений о разделе продукции и контрактам на недропользование, заключенных с Правительством, КМТ обязана выполнять программу минимального объема работ по разведке. На 31 декабря 2010 года КМТ имело контрактные обязательства, в соответствии с утвержденным бюджетом на 2011 год, в размере 102.968 долларов США или 15.177.483 тысячи тенге (в 2009 году: 79.720 тысяч долларов США или 11.827.259 тысяч тенге).

РД КМГ

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

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

Месторождение	Дата истечения срока действия	
	Контракт	
Узень (8 месторождений)	No. 40	2021
Эмба (1 месторождение)	No. 37	2021
Эмба (1 месторождение)	No. 61	2016
Эмба (23 месторождения)	No. 211	2018
Эмба (15 месторождений)	No. 413	2020

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2011	98.326.086	5.539.151
2012	7.260.231	4.240.970
2013	–	4.006.987
2014	–	4.006.987
2014-2021	–	18.823.598
Итого	105.586.317	36.617.693

ММГ

Месторождения нефти и газа ММГ расположены на земле, принадлежащей Мангистауской областной администрации. Основные лицензии ММГ и даты истечения срока их действия представлены в следующей таблице:

Месторождение	Лицензия	Дата истечения срока действия
Каламкас	No. 935-D	2028
Жетыбай	No. 929-D	2028
Прочие (10 месторождений)	No. 926, 30,32-34, 36-39,46-D	2028
Прочие (3 месторождения)	No. 927-8,31-D	2022

В соответствии с контрактами на недропользование ММГ обязано выполнять ежегодную минимальную рабочую программу. Эта минимальная рабочая программа должна быть одобрена Государственным агентством «ЗАПКАЗНЕДРА». Согласно данной минимальной рабочей программе за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, Группа несет обязательства по капиталовложениям и эксплуатационным затратам в размере 1.724 миллиона долларов США, включая обязательство пробурить 62 скважины и добыть 5.500 тысяч тонн сырой нефти и 516 миллионов кубометров природного газа. На 31 декабря 2010 года Группа истратила 2.203 миллиона долларов США по капиталовложениям и эксплуатационным затратам, пробурила 41 скважину и добыла 5.720 тысяч тонн сырой нефти и 453 миллиона кубометров природного газа. Руководство считает, что на 31 декабря 2010 года Группа в полной мере выполнила требования минимальной рабочей программы, и отклонения, если таковые будут иметь место, будут урегулированы посредством переговоров с агентством без каких-либо существенных воздействий на консолидированную финансовую отчетность Группы.

СП Казгермунай

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

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2011	4.575.950	2.545.941

КазМунайГаз

Согласно условиям контрактов на проведение разведки углеводородного сырья, заключенных КазМунайГаз с Правительством, Компания имеет обязательства по исполнению минимальных рабочих программ по соответствующим нефтегазовым проектам. На 31 декабря 2010 года, Компания не имела обязательств по рабочим программам (в 2009 году: 1.878.658 тысяч тенге).

КТГ

КТГ обязано осуществлять определенные выплаты либо ежегодно, либо по мере достижения определенных этапов в течение периодов разведки, разработки и добычи. Такие выплаты включают в себя бонус коммерческого обнаружения, роялти и определенные налоги, установленные в Контракте на разведку и добычу углеводородов. Размер бонуса коммерческого обнаружения составляет 0,05% от коммерчески рентабельных запасов обнаруженных углеводородов.

В соответствии с минимальной рабочей программой по контракту на разведку и добычу углеводородов в течение 2000-2005 годов от Группы требовалось инвестировать 94,3 миллиона долларов США в разведку углеводородов. В соответствии с письмом от МЭМР от 13 декабря 2006 года, период разведки был продлен до 12 декабря 2010 года, а минимальная рабочая программа была увеличена на 35,9 миллиона долларов США на этот дополнительный период.

КТГ взял на себя долгосрочное обязательство выплатить Правительству в соответствии с условиями контракта на разведку и добычу углеводородов сумму 4.146.784 тысячи тенге, связанную со стоимостью приобретения геологических и геофизических данных и затратами на буровые работы, понесенными Правительством. Платеж в размере 2.327.587 тысяч тенге должен осуществляться ежеквартально в течение 10 лет от даты начала добычи, при условии, что запасы доказаны и коммерческая добыча началась. График погашения оставшейся части исторических затрат в сумме 1.819.196 тысяч тенге будет дополнительно обсужден с Правительством после подтверждения коммерческого обнаружения газа на указанных месторождениях. Добыча газа началась на месторождении Амангельды и, соответственно, КТГ признало обязательства в отношении оплаты исторических затрат по газовому месторождению Амангельды.

Прочие контрактные обязательства

Группа имеет следующие существенные контрактные обязательства капитального характера.

КТО

По состоянию на 31 декабря 2010 года у КТО имелись договорные обязательства по приобретению основных средств и услуг строительства в сумме 16.646.055 тысяч тенге (2009: 10.355.911 тысяч тенге). В дополнение, по состоянию на 31 декабря 2010 года КТО обязалась приобрести товарно-материальные запасы (материалы и запасные части) и прочие услуги на сумму 5.225.741 тысяча тенге (2009: 4.491.628 тысяч тенге).

КМГ ПМ

По состоянию на 31 декабря 2010 года обязательства по капитальным вложениям КМГ ПМ составляли 146.102.173 тысячи тенге (в 2009 году: 188.642.102 тысячи тенге). Обязательства по капитальным вложениям в основном включают:

На 31 декабря 2010 года у АНПЗ имелись договорные обязательства капитального характера на сумму 116.489.513 тысяч тенге по контрактам на приобретение основных средств (в 2009 году: 165.038.026 тысяч тенге). В основном данные контракты относятся к строительству комплекса по производству ароматических углеводородов.

На 31 декабря 2010 года у Rompetrol Rafinare S.A. имелись договорные обязательства капитального характера на сумму 28.905.140 тысяч тенге (в 2009 году: 22.788.096 тысяч тенге) в отношении проектов по увеличению производственных мощностей и приведению нефтеперерабатывающего завода Petromidia для соответствия Евростандартам.

Кашаган

На 31 декабря 2010 года Компания имела обязательства по капитальным затратам на приобретение, строительство или разработку неделимой доли владения в активах по разведке и оценке и в нефтегазовых активах на стадии разработки на общую сумму 1.295.711 тысячи долларов США или 190.987.801 тысяча тенге (2009: 1.756.302 тысячи долларов США или 260.564.965 тысяч тенге). Обязательства по капитальным затратам Компании на годы с 2011 по 2015 равны 2.601.049 тысяч долларов США или 383.394.623 тысячи тенге.

КМТФ

На 31 декабря 2010 года у КМТФ имелись контрактные обязательства в сумме 68.078 тысяч тенге перед Волго-Каспийской Судоремонтной верфью на ремонт буксирных судов, принадлежащих КМТФ. На 31 декабря 2009 года у в сумме 68.078 тысяч тенге имелись договорные обязательства по приобретению двух нефтеналивных танкеров у АО «Завод «Красное Сормово» на общую сумму 5,093,570 тысяч тенге.

КТГ

По условиям договора концессии КТГ имеет обязательство ежегодно инвестировать 30 миллионов долларов США или 4.422.000 тысяч тенге на улучшение и ремонт переданных газотранспортных активов и на инвестиции в новые газотранспортные активы. В соответствии с условиями договора концессии текущая стоимость вышеуказанных инвестиций будет возмещена КТГ после окончания срока договора концессии. По состоянию на 31 декабря 2010 года КТГ имело контрактные обязательства, относящиеся к данному инвестиционному обязательству, на сумму приблизительно 47.371.003 тысячи тенге (в 2009 году: 5.282.244 тысячи тенге).

Данное инвестиционное обязательство зависит от выполнения определенных условий. Одно из них заключается в том, что физический объем транспортируемого газа остается стабильным или увеличивается по сравнению с уровнем 1996 года; следующее заключается в том, что условия контрактов по транспортировке газа с иностранными клиентами останутся такими же благоприятными, какими они были до заключения договора концессии. Если тарифы на транспортировку газа и неуплаты со стороны клиентов делают неосуществимым проведение улучшений и инвестиций, КТГ имеет право обратиться в Правительство для рассмотрения корректировки внутреннего тарифа или корректировки уровня её обязательств. На 31 декабря 2010 года, КТГ выполнило эти условия.

Судебные разбирательства, связанные с погашением конвертируемого долгового инструмента Rompetrol Rafinare S.A.

В 2010 году Румынским Правительством, в лице Министерства финансов Румынии и ANAF, были инициированы судебные разбирательства в связи погашением Rompetrol Rafinare S.A. в 2010 году конвертируемого долгового инструмента. Как раскрыто в Примечании 8, руководство считает, что судебные иски против Группы не имеют юридических оснований, и Группа их выигрывает.

Роялти (КТГ)

С 17 июля 1997 года КТГ должно выплачивать роялти Республике Казахстан в размере, примерно, 2% от объема газа, транспортированного по Западной системе. Однако в соответствии с договором концессии этот платеж подлежит оплате по Западной системе только после издания постановления Правительством или приказа Министерством финансов, уведомляющего клиентов Западной системы об их обязательстве оплатить роялти КТГ. На 31 декабря 2010 года такое постановление не было опубликовано. Вследствие неопределенности, связанной с реализацией условий выплаты роялти, КТГ до настоящего времени не начисляла роялти своим клиентам.

Кыргызский обвод (КТГ)

КТГ обязано, при соблюдении определенных условий, которые включают возмещение тарифа, разработать и построить кыргызский обвод по стоимости, которая была определена в договоре концессии в размере, примерно, 90–100 миллионов долларов США. Данный актив будет передан в собственность Республики Казахстан либо по окончании срока договора концессии, либо через 20 лет после завершения, в зависимости от того, что наступит позднее, за один доллар США. Строительство этого обвода еще не началось.

Руководство считает, что оно предприняло все необходимые шаги для выполнения обязательств КТГ в этом вопросе, в том числе рассматривает вопрос о принятии в управление участка газопровода, принадлежащего Республике Кыргызстан. Однако новые внутренние тарифы, которые по условиям договора концессии являются непременным условием начала строительства кыргызского обвода, еще не опубликованы по состоянию на 31 декабря 2010 года.

Правительство осуществляет проверку выполнения КТГ своих обязательств по договору концессии, включая выполнение инвестиционных обязательств. Проверка выполнения обязательств по договору концессии за 2010 год будет проведена в 2011 году. Руководство считает, что КТГ выполняет требования по инвестиционным обязательствам по состоянию на 31 декабря 2010 года.

До декабря 2005 года КТГ платил Правительству 10% от чистой прибыли в соответствии с договором концессии. 31 марта 2006 года Республика Казахстан, представленная Министерством финансов, и КТГ подписали дополнения к договору концессии. В соответствии с этими дополнениями в течение периода с 1 января 2008 года по 31 декабря 2012 года и дополнительный пятилетний период, годовой платеж будет согласован в начале каждого периода, в случае если данного согласования не произойдет, КТГ будет платить 2.082.287 тысяч тенге в год.

Ковенанты по займам

Ковенанты КМГ ПМ

КМГ ПМ имеет задолженность по банковским займам, которая состоит из: кредитного договора с синдикатом, состоящим из восьми банков, на сумму в 2,5 миллиарда долларов США или 368,5 миллиарда тенге, краткосрочный банковский заем от Deutsche Bank и кредитной линии от БРК. Условия данных займов требуют от КМГ ПМ исполнения определенных ковенантов. По состоянию на 31 декабря 2010 года КМГ ПМ полностью исполнила ковенанты по договорам займов.

Гарантии КТО

На 31 декабря 2010 года КТО выступал в качестве гаранта перед ЕБРР в отношении обязательств МунайТас, совместное предприятие Группы, в рамках кредитного договора с ЕБРР. Согласно гарантийному договору, заключенному между КТО и ЕБРР, КТО должен соблюдать следующие положения договора:

- Коэффициент ликвидности не менее 1:1;
- Соотношение прибыли до вычета процентов и подоходного налога к процентам не менее 2:1; и
- Соотношение долга к капиталу не выше 2:1.

На 31 декабря 2010 и 2009 годов КТО соблюдал данные положения договора.

В дополнение к этому КТО не должна создавать никаких ограничений, помимо разрешенных ЕБРР. КТО не будет вступать ни в какие сделки, которые осуществляются на основе, отличной от сделок между независимыми сторонами, действующими на добровольной основе, пока не будет одобрено регулирующим органом. КТО не будет продавать, сдавать в аренду или реализовывать свои активы в размере свыше 30 процентов от общей величины активов или проводить слияние или реорганизацию.

Обязательства по неотменяемой операционной аренде

КМГ ПМ заключил ряд соглашений о коммерческой аренде морских судов и железнодорожных вагонов. Кроме того, КМГ ПМ заключила соглашение о коммерческой аренде IT-оборудования. Сроки аренды по данным соглашениям варьируются от одного года до трех лет.

Будущие минимальные арендные платежи по договорам аренды без права расторжения по состоянию на 31 декабря представлены следующим образом:

	2010	2009
В течение одного года	382.042	2.113.314
Свыше одного года, но не более пяти лет	359.229	3.729.948
Более пяти лет	□	47.475
Итого	741.271	5.890.737

Уголовное расследование Генеральной прокуратуры Республики Казахстан (Кашаган)

9 ноября 2007 года Генеральная прокуратура Республики Казахстан (далее «ГП») уведомила предыдущего оператора о текущем уголовном расследовании в отношении предоставления контрактов по основному наземному строительству: контракт № 2004-0504 Норт Каспиан Констракшн Н.В. (далее «НКК») и контракт № 2004-0584 Оверсиз Интернэшнл Констракшн ГмбХ (далее «ОИК»). Уголовное расследование было возбуждено ГР в целях проверки обоснованности завышения персоналом предыдущего оператора стоимости работ по строительству и целях проверки обоснованности завышения персоналом Аджип ККО стоимости работ по строительству и установке нефтегазовой перерабатывающей установки на сумму 336 миллионов долларов США или 49.526 миллионов тенге, и превышения полномочий для заключения фиктивного контракта с ОИК, присвоив в результате мошенничества активы Подрядчика. В частности, ГП решила возбудить уголовное дело против сотрудников предыдущего оператора по Статье 177 Уголовного Кодекса Республики Казахстан.

В течение 2008 года ГП выпустило протокол о назначении экспертного юридического обзора в связи с большим объемом контрактов. В ноябре 2008 года предыдущий оператор подал жалобу на отмену данного протокола. Ответ был получен в начале января 2009 года о том, что идет оценка объема работ и ресурсов, необходимые для этого юридического обзора. 13 июля 2009 года экспертный юридический обзор был завершен и не смог предоставить Финансовой Полиции какой-либо информации достаточной для принятия решения для разрешения ситуации. Финансовая Полиция потребовала повтора экспертизы. В настоящий момент предыдущий оператор предоставил все запрошенные документы и продолжает сотрудничать с властями.

Руководство Группы считает утверждения ГП необоснованными. В маловероятном случае подтверждения уголовного дела, по оценкам руководства, связанный с текущим расследованием потенциальный риск касается возмещения расходов, произведенных в отношении контракта с ОИК, составляющих примерно 112 миллионов долларов США или 16.509 миллионов тенге (доля Кашагана примерно равна 18.8 миллионов долларов США или 2.771 миллиона тенге) и вычетов таких расходов в целях КПН.

14. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Руководство Группы анализирует сегментную информацию на основе МСФО показателей. Прибыль сегментов рассматривается на основании показателей по валовой прибыли и чистой прибыли.

Операционные сегменты Группы имеют отдельную структуру и управление, соответствующие видам производимой продукции и предоставляемых услуг, причем все сегменты представляют собой стратегические направления бизнеса, предлагающие разные виды продукции и обслуживающие разные рынки.

Деятельность Группы охватывает три основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти и газа, переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как прочие ввиду их незначительности.

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2010 год:

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти и газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	2.778.672	396.411.297	1.688.731.721	11.020.934	–	2.098.942.624
Доход от реализации другим сегментам	614.310.013	25.476.706	2.761.522	18.763.422	(661.311.663)	–
Итого доходов	617.088.685	421.888.003	1.691.493.243	29.784.356	(661.311.663)	2.098.942.624
Валовая прибыль	397.177.250	182.798.679	135.474.915	11.489.438	(36.999.077)	689.941.205
Финансовый доход	38.595.427	11.336.536	2.058.631	193.436.856	(186.756.076)	58.671.374
Финансовые затраты	(20.267.513)	(13.684.091)	(40.887.427)	(190.738.600)	113.000.151	(152.577.480)
Износ, истощение и амортизация	(34.858.539)	(36.155.559)	(57.085.619)	(3.042.977)	–	(131.142.694)
Обесценение основных средств и активов по разведке и оценке	(7.689.868)	(447.632)	(2.092.568)	(593.589)	–	(10.823.657)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	319.246.007	568.015	(1.455.170)	24.816.900	–	343.175.752
Расходы по подоходному налогу	(57.369.002)	(34.530.672)	(4.332.050)	(36.443.535)	–	(132.675.259)
Чистая прибыль за год	259.256.388	108.650.162	(72.925.686)	176.582.251	(74.528.260)	397.034.855
Прочая сегментная информация						
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	504.643.809	21.705.953	146.773.076	23.758.194	–	696.881.032
Капитальные расходы	268.895.044	88.927.656	57.500.239	26.279.089	(1.757.745)	439.844.283
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(3.178.211)	(3.477.530)	(14.574.692)	(6.093.780)	–	(27.324.213)
Активы сегмента	2.264.010.681	757.424.223	645.451.721	2.458.961.264	(373.448.796)	5.752.399.093
Обязательства сегмента	765.617.003	319.059.008	727.358.235	1.580.611.697	(371.599.458)	3.021.046.485

Элиминации представляют собой исключения внутригрупповых оборотов.

Сделки между сегментами осуществлялись на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2009 год:

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти и газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	99.765.920	320.359.633	1.158.609.419	10.813.649	–	1.589.548.621
Доход от реализации другим сегментам	390.374.948	22.491.345	2.348.365	15.097.224	(430.311.882)	–
Итого дохода	490.140.868	342.850.978	1.160.957.784	25.910.873	(430.311.882)	1.589.548.621
Валовая прибыль	314.627.667	148.536.519	101.998.077	9.385.057	(35.461.690)	539.085.630
Финансовый доход	46.938.809	9.929.575	5.019.016	278.135.955	(255.156.178)	84.867.177
Финансовые затраты	(17.922.569)	(14.893.162)	(48.349.855)	(133.786.314)	74.126.167	(140.825.733)
Износ, истощение и амортизация	(30.603.196)	(32.513.951)	(42.069.201)	(3.714.898)	–	(108.901.246)
Обесценение основных средств и активов по разведке и оценке	590.583	(1.736.610)	(9.017.379)	(200.830)	–	(10.364.236)
Обесценение гудвилла	–	(1.306.548)	–	–	–	(1.306.548)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	123.133.634	(2.939.489)	44.558.404	7.722.761	–	172.475.310
Расходы по подоходному налогу	(76.083.203)	(24.522.058)	(2.297.802)	(75.699.933)	–	(178.602.996)
Чистая прибыль за год	192.573.964	63.515.330	(92.880.802)	80.235.265	(54.858.177)	188.585.580
Прочая сегментная информация						
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	508.516.887	21.547.899	115.015.247	978.062	–	646.058.095
Капитальные расходы	250.275.693	65.890.879	150.096.838	25.893.999	–	492.157.409
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(2.034.019)	(3.463.484)	(16.278.132)	(4.940.617)	–	(26.716.252)
Активы сегмента	2.540.690.388	735.134.512	1.282.450.616	2.650.966.957	(2.071.492.732)	5.137.749.741
Обязательства сегмента	683.766.079	308.645.676	1.073.681.974	1.917.759.080	(1.203.317.578)	2.780.535.231

14. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

В 2010 году, Правительство повысило с 1 января 2011 года таможенную пошлину на экспорт сырой нефти с 20 долларов США до 40 долларов США за тонну.

В рамках программы обратного выкупа собственных акций, 3 февраля 2011 года РД КМГ приобрело 236.430 привилегированных акций с итоговой ценой приобретения 4.552.046 тысяч тенге посредством специализированной торговли своими привилегированными акциями на КФБ. С начала программы обратного выкупа РД КМГ приобрел 1.582.643 привилегированных акций общей стоимостью 28.909.971 тысяч тенге по состоянию на 3 февраля 2011 года. По оценке руководства Группы данная сделка приведет к уменьшению капитала, относящегося к акционеру КазМунайГаз, на 313.066 тысяч тенге (превышение цены приобретения над текущей стоимостью).

В январе 2011 года Правительство одобрило экспортные цены на газ с Gasprom Germany в размере 185 долларов США на 1.000 кубических метров на 2011 год (в 2010 году: 170 долларов США на 1.000 кубических метров) и Группа подписала следующие договора с Газпромом:

- Пятилетний контракт от 26 января 2011 года на транспортировку газа из Туркменистана до экспортной точки на казахстано-русской границе. Данный контракт предусматривает транспортировку газа до 28 миллиардов кубических метров в год
- Пятилетний контракт от 26 января 2011 года на транспортировку российского природного газа по газопроводу Оренбург-Новопсков на северо-западе Казахстана. Данный контракт предусматривает транспортировку до 50 миллиардов кубических метров природного газа в 2011 году.
- Контракт на год от 26 января 2011 года на транспортировку российского природного газа по газопроводу Оренбург-Новопсков на северо-западе Казахстана. Данный контракт предусматривает транспортировку до 12,5 миллиардов кубических метров природного газа в 2011 году.

13 января 2011 года Компания учредила дочернюю организацию ТОО «Сатпаев Оперэйтинг» с уставным капиталом в размере 150 тысяч тенге.

3 февраля 2011 года Правление Компании утвердил решение о реорганизации группы компаний КМГ ПМ путем присоединения КМГ ПМ и АО «КазМунайГаз Өнімдері» (100% дочерняя организация КМГ ПМ) и передачи нефтеперерабатывающих заводов, а также TRG Компании. План реорганизации подлежит утверждению соответствующими уровнями руководства Компании и Самрук-Казына.

Начиная с 20 января 2011 года, в соответствии с уведомлением, полученным RRC от Министерства экономики, торговли и предпринимательской деятельности Румынии, с Группы снимается обязательство по выставлению счетов и сбору, от имени Румынского Правительства, специального налога - Специальный фонд по нефтепродуктам.

2 марта 2011 года Группа получила заем от VTB Capital PLC на сумму 300.000 тысяч долларов США сроком на один год с годовой процентной ставкой 4,55% + LIBOR, а также 4 марта 2011 года Группа погасила краткосрочный банковский заем от Deutsche Bank.

20 января 2011 года Компания получила от Самрук-Казына имущество казахстанского участка нефтепровода Туймазы-Омск-Новосибирск-2 («ТОН-2») по стоимости 1.701.149 тысяч тенге в качестве оплаты за акции Компании. Компания планирует передать ТОН-2 в качестве вклада в КТО.

1 марта 2011 года Совет директоров Компании принял решение о продаже прав недропользования по контрактам на разведку углеводородного сырья на участках Темир и Терескен за 33.060 тысяч долларов США, и прав недропользования по контрактам на разведку углеводородного сырья блока Каратон-Саркамыс в Атырауской области и на территории, прилегающей к месторождениям Узень и Карамандыбас в Мангистауской области за 6.940 тысяч долларов США. Компания планирует заключить договора купли-продажи в апреле 2011 года.

28 января 2011 года Компания получила заём от Самрук-Казына в размере 23.337.295 тысяч тенге для строительства газопровода «Бейнеу-Бозой». Данный заём предоставлен по ставке в размере 2% годовых и подлежит уплате до 25 января 2024 года. Руководство Компании оценивает, что в результате данной сделки дополнительный оплаченный капитал увеличится на 15.274.626 тысяч тенге (эффект оценки справедливой стоимости на дату приобретения займа).

11 марта 2011 года РД КМГ объявило о соглашении на покупку 50% акций в «Ural Group Limited» (далее - «UGL») у Exploration Venture Limited (далее - «EVL»). UGL является собственником 100% доли участия в ТОО «Урал Ойл энд Газ» (далее - «УОГ»), обладающего правом недропользования на проведение разведки углеводородов на Федоровском блоке, расположенном в Западно-Казахстанской области. Цена приобретения 50% акций в UGL составляет 149,1 миллионов долларов США, что включает в себя 61,3

миллионов долларов США за акции и 87,8 миллионов долларов США за права требования по акционерным займам (по состоянию на 1 января 2010 года). По условиям сделки, акционерные займы будут выплачены в пользу РД КМГ после начала коммерческой добычи. Окончательная цена вознаграждения за акционерные займы подлежит корректировке в связи с финансированием EVL рабочей программы до даты закрытия сделки. Сделка будет профинансирована за счет собственных средств РД КМГ. Руководство одобрило решение о покупке, однако окончательное утверждение зависит от выполнения некоторых условий, в том числе получения согласия от регулирующего органа.

Финансовый директор

А. Сыргабекова

Главный бухгалтер

Н. Валентинова

