АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»

Консолидированная финансовая отчетность

За год, закончившийся 31 декабря 2006 года
с отчетом независимых аудиторов

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Отчет независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный бухгалтерский баланс ---- 1
Консолидированный отчет о доходах и расходах ---- 2
Консолидированный отчет о движении денег ---- 3-4
Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале ---- 5
Примечания к консолидированной финансовой отчетности ---- 6-46

ERNST & YOUNG

■ Ernst & Young Kazakhstan LLP
Furmanov Street, 240 G
Almaty 050059, Kazakhstan
Tel.: 7 (3272) 58-5960
Fax: 7 (3272) 58-5961
www.ey.com/kazakhstan

■ ТОО "Эрнст энд Янг Казахстан"
Казахстан, 050059 Алматы
ул. Фурманова, 240 Г
Тел.: 7 (3272) 58-5960
Факс: 7 (3272) 58-5961

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Акционеру и руководству АО «НК «КазМунайГаз»:

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»» и ее дочерних организаций (далее по тексту – «Группа»), которая включает консолидированный бухгалтерский баланс по состоянию на 31 декабря 2006 года, консолидированный отчет о доходах и расходах, консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале и консолидированный отчет о движении денег за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учетной политики и другие примечания к консолидированной финансовой отчетности.

Ответственность руководства в отношении финансовой отчетности

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

Ответственность аудиторов

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

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

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

Заключение

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

Джэймс Дакер
Партнер по аудиту

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельностью на территории Республики Казахстан серии МФЮ-2 № 0000007, выданная Министерством финансов Республики Казахстан 21 октября 1999 г.

Айслу Нарбаева,
Генеральный Директор, Партнер по аудиту
ТОО «Эрнст энд Янг Казахстан»

Квалификационное свидетельство аудитора № 0000137 от 21 октября 1999 г.

3 мая 2007 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС

В тысячах тенге	Прим.	На 31 декабря 2006	2005
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	6	**1.383.095.367**	1.076.100.468
Долгосрочные финансовые инвестиции и банковские вклады	7	**26.018.743**	64.525.409
Инвестиции в ассоциированные компании	8	**163.796.106**	1.338.071
Активы по отсроченному подоходному налогу	26	**2.437.596**	3.585.823
Предоплата по роялти и НДС к возмещению	9	**17.060.098**	26.322.862
Авансы за долгосрочные активы	10	**34.641.556**	5.003.659
Прочие долгосрочные активы	11	**21.429.844**	10.201.830
		1.648.479.310	1.187.078.122
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	12	**52.586.675**	55.415.154
НДС к возмещению		**41.147.444**	39.723.154
Предоплата по подоходному налогу	26	**18.794.422**	10.107.363
Торговая дебиторская задолженность	13	**90.443.475**	63.701.874
Прочие краткосрочные финансовые активы	13	**297.469.071**	96.421.382
Деньги и их эквиваленты	14	**229.984.330**	113.550.963
		730.425.417	378.919.890
Активы, предназначенные для продажи		**5.430.130**	9.404.040
		735.855.547	388.323.930
ИТОГО АКТИВОВ		**2.384.334.857**	1.575.402.052
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Собственный капитал			
Уставный капитал	15	**158.049.442**	158.049.442
Дополнительно оплаченный капитал	15	**9.572.244**	8.604.299
Прочий капитал	15	**92.249**	–
Резерв от пересчета валюты отчетности	15	**(17.773.807)**	(24.715.145)
Нераспределенный доход		**843.643.514**	651.756.284
Капитал акционера		**993.583.642**	793.694.880
Доля меньшинства		**312.800.828**	19.639.159
Итого капитал		**1.306.384.470**	813.334.039
Долгосрочные обязательства			
Займы и кредиты	16	**542.094.600**	310.773.547
Резервы	17	**67.835.382**	55.810.681
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	26	**94.344.964**	64.786.821
Прочие обязательства		**7.162.737**	3.977.364
		711.437.683	435.348.413
Текущие обязательства			
Займы и кредиты	16	**169.845.454**	102.860.594
Резервы	17	**25.867.709**	28.197.864
Производные финансовые инструменты		**–**	4.880.156
Подоходный налог к уплате	26	**30.958.500**	48.643.052
Торговая кредиторская задолженность	18	**78.351.604**	83.199.066
Прочие налоги к уплате		**13.811.029**	23.036.855
Прочие краткосрочные финансовые обязательства	18	**47.678.408**	35.902.013
		366.512.704	326.719.600
ИТОГО СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		**2.384.334.857**	1.575.402.052

Учетная политика и примечания на страницах 6 – 46 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Управляющий директор по экономике и финансам *Сыргабекова А.Н.*

Главный бухгалтер *Валентинова Н.С.*

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДОХОДАХ И РАСХОДАХ

В тысячах тенге		За годы, закончившиеся 31 декабря	
	Прим.	2006	2005
Доход от реализации продукции	19	**1.145.943.451**	906.918.306
Себестоимость реализованной продукции	20	**(526.328.916)**	(417.009.783)
Валовый доход		**619.614.535**	489.908.523
Общие и административные расходы	21	**(81.312.300)**	(80.922.000)
Расходы по транспортировке и реализации	22	**(79.793.632)**	(77.346.240)
Курсовая разница, нетто		**(4.369.506)**	413.033
Финансовый доход	23	**19.409.146**	14.376.941
Финансовые затраты	24	**(48.449.174)**	(27.249.050)
Убыток по неэффективной части инструментов хеджирования		**(4.503.620)**	(4.322.900)
Доля в финансовых результатах ассоциированных компаний	25	**15.638.943**	(299.598)
Обесценение гудвилла	5	**(2.163.033)**	–
Списание разведочно-эксплуатационных сухих скважин		**(4.740.577)**	(1.304.754)
Прочий (убыток) / доход, нетто		**(4.698.203)**	980.627
Доход до учета подоходного налога		**424.632.579**	314.234.582
Расходы по подоходному налогу	26	**(178.946.929)**	(155.499.386)
Чистый доход за год		**245.685.650**	158.735.196
Относящийся к:			
Акционеру Компании		**219.151.476**	153.900.008
Доле меньшинства		**26.534.174**	4.835.188
		245.685.650	158.735.196

Учетная политика и примечания на страницах 6 – 46 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Управляющий директор по экономике и финансам — *Сыранбекова А.Н.*

Главный бухгалтер — *Валентинова Н.С.*

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕГ

В тысячах тенге	За годы, закончившиеся 31 декабря	
	2006	2005
Движение денег от операционной деятельности:		
Доход до учета подоходного налога	**424.632.579**	314.234.582
Корректировки на:		
Износ, истощение и амортизацию	**66.841.161**	44.968.148
Долю (доходов) / убытков в ассоциированных компаниях	**(15.638.943)**	299.598
Расходы, связанные с выплатой вознаграждения	**48.449.174**	27.249.050
Доходы, связанные с получением вознаграждения	**(19.409.146)**	(14.376.941)
Обесценение основных средств	**(38.859)**	2.288.970
Обесценение гудвилла	**2.163.033**	–
Списание разведочно-эксплуатационных сухих скважин	**4.740.577**	1.304.754
Резервы	**9.194.940**	13.813.355
Производные финансовые инструменты	**(7.316.971)**	(117.144)
Убыток / (доход) от выбытия основных средств	**2.030.500**	(599.985)
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	**3.526.875**	3.791.387
Отрицательную / (положительную) курсовую разницу	**4.369.506**	(413.033)
Доход от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале	**523.544.426**	392.442.741
(Увеличение) / уменьшение в прочих долгосрочных активах	**(31.582.363)**	2.011.381
Уменьшение / (увеличение) в товарно-материальных запасах	**3.448.523**	(976.168)
Уменьшение / (увеличение) в предоплате по роялти и НДС к возмещению	**7.838.474**	(17.722.936)
(Увеличение) в торговой дебиторской задолженности	**(36.479.796)**	(45.058.344)
(Увеличение) в краткосрочных финансовых активах	**(1.088.848)**	(7.715.650)
(Уменьшение) / увеличение в прочих налогах к уплате	**(10.870.687)**	953.665
(Уменьшение) / увеличение в торговой кредиторской задолженности	**(6.446.475)**	15.185.037
Увеличение в прочих финансовых обязательствах	**10.931.898**	11.618.950
Поступление денег от операционной деятельности	**459.295.152**	350.738.676
Уплаченный подоходный налог	**(207.493.390)**	(139.353.532)
Полученное вознаграждение	**17.046.028**	14.376.941
Уплаченное вознаграждение	**(26.381.798)**	(22.123.628)
Чистое поступление денег от операционной деятельности	**242.465.992**	203.638.457
Движение денег от инвестиционной деятельности:		
Размещение вкладов в банках	**(158.359.267)**	(59.282.683)
Покупка инвестиций в ассоциированные компании	**(169.350.745)**	–
Приобретение дочерних организаций, за вычетом полученных денег	**(113.379.622)**	–
Приобретение основных средств и нематериальных активов	**(302.646.392)**	(410.178.742)
Дивиденды, полученные от ассоциированных компаний	**22.531.653**	–
Поступления денежных средств от продажи основных средств	**53.436.234**	55.810.391
Чистое движение денег, использованных в инвестиционной деятельности	**(667.768.139)**	(413.651.034)

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕГ (продолжение)

В тысячах тенге		За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2006	2005
Движение денег от финансовой деятельности:			
Поступления по займам		**568.653.588**	167.761.162
Погашение займов		**(170.535.011)**	(78.007.481)
Поступления по выпущенным акциям		**151.706.432**	–
Взнос в уставный капитал		**967.945**	5.500.000
Дивиденды выплаченные		**(6.500.000)**	(4.052.760)
Чистое движение денег от финансовой деятельности		**544.292.954**	91.200.921
Влияние изменения обменных курсов на деньги и их эквиваленты		**(2.557.440)**	1.461.027
Чистое увеличение денег и их эквивалентов		**116.433.367**	(117.350.629)
Деньги и их эквиваленты на начало года	14	**113.550.963**	230.901.592
Деньги и их эквиваленты на конец года	14	**229.984.330**	113.550.963

Учетная политика и примечания на страницах 6 – 46 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Управляющий директор по экономике и финансам *Сырбабекова А.Н.*

Главный бухгалтер *Валентинова Н.С.*

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В СОБСТВЕННОМ КАПИТАЛЕ

	Относящийся к доле акционера Компании							
В тысячах тенге	Уставный капитал	Доп-но оплачен-ный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчета валюты отчетности	Нераспре-деленный доход	Итого	Доля меньшин-ства	Итого
Примечание	15	15	15	15	15			
На 31 декабря 2004 года	**152.468.732**	**8.604.299**	**–**	**(29.606.607)**	**501.764.809**	**633.231.233**	**19.694.063**	**652.925.296**
Пересчет иностранных валют	–	–	–	4.891.462	–	4.891.462	–	4.891.462
Убыток по эффективной части инструментов хеджирования	–	–	–	–	(1.144.230)	(1.144.230)	–	(1.144.230)
Итого доходы и расходы за год, отраженные непосредственно в составе капитала	–	–	–	4.891.462	(1.144.230)	3.747.232	–	3.747.232
Чистый доход за период	–	–	–	–	153.900.008	153.900.008	4.835.188	158.735.196
Итого доходы и расходы за год	–	–	–	4.891.462	152.755.778	157.647.240	4.835.188	162.482.428
Взносы в уставный капитал	5.580.710	–	–	–	–	5.580.710	–	5.580.710
Дивиденды	–	–	–	–	(4.052.760)	(4.052.760)	–	(4.052.760)
Прочие распределения	–	–	–	–	(3.601.635)	(3.601.635)	–	(3.601.635)
Изменения в доле владения дочерних компаний	–	–	–	–	4.890.092	4.890.092	(4.890.092)	–
На 31 декабря 2005 года	**158.049.442**	**8.604.299**	**–**	**(24.715.145)**	**651.756.284**	**793.694.880**	**19.639.159**	**813.334.039**
Пересчет иностранных валют	–	–	–	6.941.338	–	6.941.338	–	6.941.338
Убыток по эффективной части инструментов хеджирования	–	–	–	–	(2.436.815)	(2.436.815)	–	(2.436.815)
Итого доходы и расходы за год, отраженные непосредственно в составе капитала	–	–	–	6.941.338	(2.436.815)	4.504.523	–	4.504.523
Чистый доход за период	–	–	–	–	219.151.476	219.151.476	26.534.174	245.685.650
Итого доходы и расходы за год	–	–	–	6.941.338	216.714.661	223.655.999	26.534.174	250.190.173
Дивиденды	–	–	–	–	(6.500.000)	(6.500.000)	–	(6.500.000)
Взносы в уставный капитал	–	967.945	–	–	–	967.945	–	967.945
Опционный план	–	–	92.249	–	–	92.249	–	92.249
Прочие распределения	–	–	–	–	(250.462)	(250.462)	–	(250.462)
Изменения в доле владения дочерних компаний	–	–	–	–	(18.076.969)	(18.076.969)	266.627.495	248.550.526
На 31 декабря 2006	**158.049.442**	**9.572.244**	**92.249**	**(17.773.807)**	**843.643.514**	**993.583.642**	**312.800.828**	**1.306.384.470**

Учетная политика и примечания на страницах 6 – 46 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Управляющий директор по экономике и финансам _____ *Сыргабекова А.Н.*

Главный бухгалтер _____ *Валентинова Н.С.*

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2006 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее по тексту – «Компания», «КазМунайГаз» или «КМГ») является государственным нефтегазовым предприятием Республики Казахстан (далее по тексту – «Правительство»), созданным 27 февраля 2002 года на основании Указа Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года № 811 и Постановления Правительства Республики Казахстан 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.

Компания имеет доли участия в 30 компаниях (2005: 27 компаний), (вместе именуемые «Группа»).

Компания зарегистрирована в г. Астана, Республика Казахстан, по адресу: проспект Кабанбай Батыра, 22.

Основные направления деятельности Группы включают, но не ограничиваются, следующее:

- участие в государственной политики 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.

Правительство Республики Казахстан (далее по тексту – «Правительство»), являющееся 100% акционером КМГ (с 8 июня 2006 года – АО «Казахстанский Холдинг по Управлению Государственными Активами «Самрук»), может в дальнейшем включать новые организации в Группу. Такие приобретения учитываются на основе метода объединения долей (см. Примечание 3). Правительство, в отдельных случаях, может передавать право собственности или контроль всей или части доли Компании другим государственным организациям.

Следующие существенные приобретения, относящиеся к основной деятельности Группы, были осуществлены в течение 2006 года:

4 июля 2006 года Группа приобрела 33% доли в «ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»). Доля была приобретена за 1,4 миллиард долларов США, уплаченных деньгами. В бухгалтерском учете данное приобретение отражено по справедливой стоимости приобретения. Доля в ПКИ отражена в консолидированной финансовой отчетности Группы как инвестиции в ассоциированные компании (см. Примечание 3).

18 июля 2006 года Группа приобрела 50% партнерской доли в совместном предприятии ТОО «СП Казгермунай» («КГМ» или «Казгермунай»). Доля в КГМ была приобретена за 1 миллиард долларов США, уплаченных деньгами. В силу характера операционной деятельности, доля в КГМ в консолидированной финансовой отчетности Группы отражена как инвестиции в совместные контролируемые предприятия (См. Примечание 3).

9 августа 2006 года Группа закрыла сделку по приобретении 100% акций АО «Алматыгаз» («Алматыгаз») за 52 миллиона долларов США, уплаченных деньгами. Алматыгаз занимается покупкой и продажей природного газа конечным потребителям, техническим обслуживанием и развитием сетей распределения природного газа и предоставлением прочих услуг, связанных с распределением газа, в городе Алматы.

8 февраля 2006 года Группа образовала 100% дочернюю организацию, АО «КазТрансГаз Тбилиси» (Грузия), в соответствии с законодательством Республики Грузия. Основной деятельностью АО «КазТрансГаз Тбилиси» является покупка и распределение природного газа в Тбилиси и его окрестностях. 18 мая 2006 года, в соответствии с Договором купли-продажи, АО «КазТрансГаз Тбилиси» приобрело имущество АО «ТбилГаз» (бывшей газораспределительной компании Тбилиси), которое включает инфраструктуру для распределения газа и товарно-материальные запасы. Цена приобретения, составившая 12,5 миллионов долларов США, была уплачена деньгами.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ (продолжение)

31 июля 2006 года и 14 августа 2006 года Группа приобрела 100% доли участия в АО «ПК «Эталон» и ТОО «Карамай Плюс» стоимостью 15,5 миллиардов тенге и 1 миллиард тенге, соответственно, уплаченные деньгами. АО «ПК «Эталон» и ТОО «Карамай Плюс» владеют сетью автозаправочных станций и нефтебазами в Казахстане.

Правительство, принимая решение о перечне нефтегазовых блоков, выставляемом на конкурс инвестиционных программ, закрепляет в соответствии со стратегическими интересами государства и представленными расчетами Компании обязательную долю КМГ в контрактах, которая не может быть менее 50%, если иное не предусмотрено международным договором или решением Правительства.

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была одобрена Управляющим Директором по Экономике и Финансам и Главным бухгалтером Компании 3 мая 2007 года.

Политические и экономические условия

Хотя и наблюдаются улучшения экономической ситуации в Казахстане, такие как увеличение валового внутреннего продукта и снижение темпа инфляции, Республика Казахстан продолжает осуществлять экономические реформы и разработку юридической, налоговой и нормативной базы в соответствии с требованиями рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики в большой степени зависит от этих реформ и разработок, а также от эффективности экономических, финансовых и кредитно-денежных мер, предпринимаемых Правительством.

Установление тарифов

Тарифы на транспортировку нефти

АО «КазТрансОйл», (полностью контролируемое дочернее предприятие КМГ), считается естественным монополистом и, соответственно, является объектом регулирования Агентством по Регулированию Естественных Монополий и Защите Конкуренции Республики Казахстан (далее по тексту - «Антимонопольный Комитет»). Антимонопольный Комитет несет ответственность за утверждение методологии расчета тарифа, а также тарифных ставок, на основании которых Группа получает большую часть доходов от основной деятельности.

Тарифы на транспортировку газа

Тарифы по международному транзиту устанавливаются в долларах США на основе контрактов, подписанных с клиентами. Методология и процесс утверждения тарифов по внутренней транспортировке газа устанавливаются на основе решений Антимонопольного Комитета.

Тарифы, в основном, базируются на стоимости капитала по используемым активам. По сравнению с другими развитыми мировыми рынками решения по установлению тарифов в Казахстане очень сильно зависят от социальных и политических вопросов.

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

Настоящая консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»).

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Операции в иностранной валюте

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчетности каждого из предприятий Группы оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой организация осуществляет свою деятельность («функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, который также является функциональной валютой 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 конец года, признаются в отчете о доходах и расходах.

Дочерние и совместные предприятия

Доходы, убытки и финансовая позиция всех дочерних предприятий Группы (ни одна из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления данной консолидированной финансовой отчетности, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных бухгалтерских балансов пересчитываются по курсам закрытия на даты таких бухгалтерских балансов;
- доходы и расходы по каждому из отчетов о доходах и расходах пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в капитале.

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 2006 года составлял 127 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2006 года (в 2005 году: 133,77 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 3 мая 2007 года составлял 120,24 тенге за 1 доллар США.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Основные аспекты учетной политики, примененные при подготовке настоящей консолидированной финансовой отчетности, приведены ниже. Данная учетная политика последовательно применялась для всех представленных периодов, если не указано иное.

Новые стандарты МСФО

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты МСФО (продолжение)

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

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

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

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

КИМСФО 5 *«Права на доли, возникающие в результате вывода активов из эксплуатации, фонды на рекультивацию и восстановление окружающей среды»* вступает в силу для годовых периодов, начавшихся 1 января 2006 года или после этой даты. Принятие КИМСФО 5 не оказало существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

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

МСФО и Интерпретации КИМСФО, не вступившие в силу

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

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

Группа предполагает, что принятие стандартов и интерпретаций, перечисленных выше, не окажет значительного влияния на доходы, убытки и финансовое положение Группы в период первоначального принятия.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Консолидация

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Компании и контролируемых ею дочерних организаций и совместно контролируемых совместных предприятий.

Дочерние организации

Дочерние организации, это все предприятия, в отношении которых у Группы есть полномочия на управление финансовой и операционной политикой, как правило, это подразумевает владение более чем половиной акций, имеющих право голоса. Наличие и влияние потенциального права голоса, которое может использоваться в настоящее время или может конвертироваться, принимается во внимание при оценке контроля Группы над другим предприятием. Дочерние организации консолидируются, с даты перехода к Группе контроля над ними. Консолидация прекращается с даты потери контроля над такими предприятиями.

Внутригрупповые операции, сальдо и нереализованные доходы или убытки по операциям между компаниями исключаются. Нереализованные убытки также исключаются, но рассматриваются как признак обесценения передаваемого актива. При необходимости в учетную политику дочерних организаций вносятся изменения для приведения ее в соответствие с учетной политикой Группы.

Доля в совместных предприятиях

Доля Группы в совместно контролируемых предприятиях учитывается по методу пропорциональной консолидации, что включает построчное признание пропорциональной доли в активах, обязательствах, доходах и расходах совместного предприятия с аналогичными статьями в консолидированной финансовой отчетности. Совместное предприятие консолидируется пропорционально до наступления даты, когда Группа теряет право совместного контроля над данным совместным предприятием.

Инвестиции в ассоциированные компании

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

Доля Группы в доходах и убытках своих ассоциированных компаний, возникших после приобретения, отражается в отчете о доходах и расходах, а доля в изменениях резерва, произошедших после приобретения, отражено на счете по учету резервов. Накопленные изменения в капитале, произошедшие после приобретения корректируют балансовую стоимость инвестиции. Когда доля Группы в убытках ассоциированной компании сравнивается или превышает ее долю участия в ассоциированной компании, включая всю прочую необеспеченную дебиторскую задолженность, Группа прекращает признание дальнейших убытков, кроме тех случаев, когда она начисляла обязательства или проводила платежи от имени ассоциированной компании.

Нереализованные доходы по операциям между Группой и ее ассоциированными компаниями исключаются в части, соответствующей доле Группы в ее ассоциированных компаниях. Нереализованные убытки также исключаются, кроме тех случаев, когда соответствующая операция свидетельствует об обесценении переданного актива. При необходимости в учетную политику ассоциированных компаний вносятся изменения для приведения ее в соответствие с учетной политикой принятой Группой.

Разводнение доходов и расходов в ассоциированных компаниях признается в отчете о доходах и расходах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Консолидация (продолжение)

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем (обычно – Правительство), учитываются с использованием метода объединения интересов.

Активы и обязательства дочерней организации, передаваемой под общий контроль, учитываются в настоящей консолидированной финансовой отчетности по балансовой 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 балансовой стоимостью чистых активов, включая гудвилл Предшественника, а также уплаченное вознаграждение, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка собственного капитала.

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

Расходы по разведке и разработке нефти и природного газа

Затраты по приобретению лицензий и имущества

Затраты по приобретению лицензий и имущества капитализируются в составе нематериальных активов и амортизируются по прямолинейному методу в течение предполагаемого срока разведки. Каждый объект рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и он не обесценился. В случае, если по объекту не запланированы работы в будущем, оставшиеся капитализированные затраты по приобретению лицензий и имущества списываются на расходы. При обнаружении промышленных запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов»), амортизация прекращается, и оставшиеся затраты объединяются с затратами по разведке и учитываются в разрезе по месторождениям до подтверждения запасов. В момент внутреннего одобрения дальнейшей разработки месторождения, соответствующие затраты перемещаются в состав основных средств.

Затраты на разведку

Геологические и геофизические затраты признаются расходами периода в момент, когда такие затраты были понесены. Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам, капитализируются в составе основных средств (незавершенное строительство) до тех пор пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя заработную плату, материалы и горючее, амортизацию бурового оборудования и платежи подрядчикам. Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение разрабатывать или каким-либо другим способом извлекать возмещение понесенных затрат из обнаружения запасов. В противном случае затраты списываются.

Соответствующие затраты переводятся в состав нефтегазовых активов, как часть основных средств, в тот момент, когда доказанные запасы нефти и природного газа установлены и принимается решение на разработку месторождения.

Затраты на разработку

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основные средства

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

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

Нефтегазовые активы амортизируются с использованием производственного метода. Некоторые нефтегазовые активы со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 4 до 10 лет. Стоимость добывающих скважин амортизируется из расчета доказанных разработанных запасов. Расходы по приобретению лицензий и имущества, ликвидации и разработке месторождений амортизируются из расчета общих доказанных запасов.

Основные средства помимо нефтегазовых активов, в основном включают здания, трубопроводы, активы НПЗ по переработке, машины и оборудование и транспортные средства, которые амортизируются прямолинейным методом в течение следующих сроков полезной службы:

Активы НПЗ	4-12 лет
Трубопроводы	10-25 лет
Здания и сооружения	8-100 лет
Машины и оборудование	5-20 лет
Транспортные средства	5-10 лет
Прочее	4-20 лет

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

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

Обесценение активов

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение активов (продолжение)

Оценка производится на каждую отчетную дату, относительно того имеются ли какие-либо показатели того, что резервы по обесценению признанные ранее, более не существуют или уменьшились. Если такие показатели существуют, тогда оценивается возмещаемая стоимость. Ранее признанный резерв по обесценению сторнируется только, если произошло изменение в оценках, использовавшихся для определения возмещаемой стоимости актива с момента признания последнего резерва по обесценению. В таком случае, остаточная стоимость актива увеличивается до возмещаемой стоимости. Увеличенная стоимость актива не может превышать балансовую стоимость, которая была бы определена, за вычетом износа или амортизации, если бы в предыдущие периоды не был признан резерв по обесценению. Такое сторнирование признается в отчете о доходах и расходах.

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

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 создается соответствующее основное средство, 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, учитывается таким образом, что:

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

(b) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если снижение в резерве превышает балансовую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в отчетах о доходах и расходах; и

(c) если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая балансовая 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 в рамках МСБУ 39 классифицируются либо в качестве финансовых активов по справедливой стоимости, скорректированной через отчет о доходах и расходах, займов и дебиторской задолженности, инвестиций, удерживаемых до погашения, либо как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, исходя из их назначения. При первоначальном признании финансовых активов, они оцениваются по справедливой стоимости. В случае, если инвестиции не классифицируются как финансовые активы по справедливой стоимости, скорректированной через отчет о доходах и расходах, то при отражении в отчетности к их справедливой стоимости прибавляются непосредственно связанные с ними затраты по сделке. Группа определяет классификацию своих финансовых активов при первоначальном признании. Все стандартные приобретения и продажи финансовых активов признаются на дату исполнения сделки, т.е. дату, когда Группа приняла на себя обязательство приобрести или продать актив. Стандартные приобретения или продажи, это приобретения или продажи финансовых активов, которые требуют поставки активов в течение периода, обычно устанавливаемого нормативными актами или правилами, принятыми на рынке.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Непроизводные финансовые активы с фиксированным или поддающимся определению размером платежей и фиксированным сроком погашения классифицируются в качестве удерживаемых до погашения в случае, если Группа намерена и способна удерживать их до срока погашения. Группа классифицирует свои вклады и облигации как инвестиции, удерживаемые до погашения, потому, что руководство Группы имеет намерение и возможность удерживать эти инструменты до наступления срока погашения.

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

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 приведение 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. Материалы и запасы учитываются по стоимости, не превышающей ожидаемой суммы, возмещаемой в ходе обычной деятельности.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

Торговая дебиторская задолженность, которая обычно является краткосрочной, признается по первоначальной стоимости, за вычетом резерва на любые суммы, не подлежащие возврату. Резерв признается при наличии объективных свидетельств того, что Группа не сможет получить причитающуюся ей сумму.

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.

Деньги и их эквиваленты

Деньги и их эквиваленты включают наличность в кассе, срочные вклады, краткосрочные и высоколиквидные инвестиции со сроком размещения не более трех месяцев.

Займы и привлеченные средства

Займы первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом расходов по сделке. В последующих периодах займы отражаются по амортизированной стоимости; разница между справедливой стоимостью полученных средств (за вычетом расходов по сделке) и суммой к погашению отражается в отчете о доходах и расходах в течение срока, на который выдан заем с использованием метода эффективной ставки вознаграждения. 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 признаются как расходы в момент возникновения.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Резервы

Резервы отражаются в консолидированной финансовой отчетности тогда, когда Группа имеет текущее (правовое или вытекающее из практики) обязательство в результате событий, произошедших в прошлом, а также существует вероятность того, что произойдет отток средств, связанных с экономическими выгодами, для погашения обязательства, и может быть произведена соответствующая достоверная оценка этого обязательства. Если Группа ожидает, что резерв будет возмещен, возмещение отражается как отдельный актив, но только тогда, когда возмещение является вероятным.

Если влияние временной стоимости денежных средств является существенным, резервы рассчитываются посредством дисконтирования ожидаемого будущего движения денежных средств по ставке до уплаты налогов, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денежных средств и, там где это уместно, риски, присущие обязательству. При использовании дисконтирования, увеличение резерва вследствие истечения времени признается как финансовые затраты.

Выплаты работникам

Пенсионный план с установленными взносами

Группа удерживает до 10% от заработной платы своих сотрудников в качестве отчислений в их пенсионные фонды.

Пенсионный план с установленным размером выплат

Группа предоставляет определенные льготы своим работникам при их выходе на пенсию («Пенсионный план с установленным размером выплат»).

Группа признает актуарные доходы и убытки, возникающие от переоценки обязательств по выплате вознаграждения работникам в том периоде, когда они выявлены, и признает расходы по вознаграждению и обязательства согласно оценке, определенной в соответствии с МСБУ 19 «Вознаграждения работникам».

Обязательства и расходы по вознаграждению согласно Пенсионному плану с установленным размером выплат определяются с помощью метода прогнозируемой условной единицы. Этот метод рассматривает каждый проработанный год как повышающий на дополнительную единицу права на получение вознаграждения, и измеряет каждую единицу отдельно для отражения итогового обязательства. Расходы по предоставлению вознаграждений отражаются в отчете о доходах и расходах с тем, чтобы распределить итоговые вознаграждения в течение рабочего стажа работников согласно формуле вознаграждения по Пенсионному плану с установленным размером выплат. Это обязательство измеряется по текущей стоимости расчетного будущего движения денег с применением ставки дисконта, сходной со ставкой вознаграждения по государственным облигациям, валюта и условия по которым сопоставимы с валютой и оцененными условиями обязательств по Пенсионному плану с установленным размером выплат.

Пенсионный план с установленным размером выплат является нефинансируемым.

Операционная аренда

Определение того, что договоренность представляет собой или содержит условия аренды, основано на содержании договоренности на дату начала срока аренды, т.е. зависит ли выполнение договора от использования определенного актива или активов, или договор предоставляет право на использование такого актива.

Арендные платежи при операционной аренде должны признаваться в отчете о доходах и расходах, распределенные равномерно в течение срока аренды.

Признание доходов

Доходы признаются тогда, когда существует вероятность того, что Группа будет получать экономические выгоды, связанные с операцией, и сумма дохода может быть достоверна определена.

Доходы от реализации сырой нефти, нефтепродуктов, газа и прочих товаров признаются тогда, когда произошла поставка товара, и риски и право собственности были переданы покупателю. Доходы от предоставленных услуг, таких, как услуги по транспортировке, признаются в момент оказания услуг.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Признание расходов

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

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Группа использует производные финансовые инструменты, такие как форвардные контракты по сырой нефти, для хеджирования своих рисков, связанных с колебаниями цен на сырьевые товары. Такие производные финансовые инструменты учитываются по справедливой стоимости. Группа использует данные финансовые инструменты только для целей хеджирования, и они не используются для торговых или других спекулятивных целей.

Для целей учета хеджирования, хеджи классифицируются как хеджирование риска, связанного с изменением денежных потоков, соотносимых либо с определенным риском, сопряженным с признанным активом или обязательством, либо как прогнозируемая операция, и может оказать влияние на доход или убыток.

На момент начала хеджирования Группа формально определяет и документирует элементы, к которым Группа имеет намерение применить учет по хеджированию, цели по риск менеджменту и стратегию по хеджированию. Документирование включает в себя идентификацию инструментов хеджирования, хеджированные элементы или операции, характер риска, по которому применено хеджирование, и как предприятие будет достигать эффективности инструмента по хеджированию с учетом изменения справедливой стоимости элемента или потока денежных средств, относящегося к риску. Как ожидается, такое хеджирование высоко эффективно при учете изменений в потоках денежных средств и оценивается на долгосрочной основе с целью определения того, что оно действительно было высоко эффективным в течение отчетных периодов, к которым оно было применено.

В связи с хеджированием риска, связанного с изменением денежных потоков, которые отвечают условиям, необходимым для специального учета хеджирования, часть дохода или убытка по хеджированному инструменту, который был определен в качестве эффективного хеджирования, признается непосредственно в собственном капитале, а неэффективная часть хеджирования признается в отчете о доходах и расходах текущего периода.

Когда хеджирование твердых обязательств приводит к признанию актива или обязательства, тогда в момент признания такого актива или обязательства соответствующие доходы или убытки, которые ранее были признаны в собственном капитале, включаются в первоначальную оценку стоимости приобретения или иную сумму балансовой стоимости данного актива или обязательства. Для хеджирования всех прочих рисков, связанных с изменением денежных потоков, доходы или убытки, которые признаны в собственном капитале, переносятся в отчет о доходах и расходах в том же самом периоде, в котором хеджирование твердых обязательств оказывает влияние на чистый доход или убыток, например, тогда, когда будущая сделка купли-продажи фактически будет иметь место.

Для производных финансовых инструментов, которые не отвечают условиям, необходимым для специального учета хеджирования, любые доходы или убытки, возникающие в результате изменений справедливой стоимости, относятся напрямую к чистому доходу или убытку за период.

Учет хеджирования прекращается тогда, когда срок действия инструментов хеджирования истекает, или же происходит их реализация, срок действия прерывается или происходит исполнение хеджирования, или же более нет условий, необходимых для специального учета хеджирования. В этот момент любые кумулятивные доходы или убытки по инструментам хеджирования, признанные в собственном капитале, удерживаются в собственном капитале до тех пор, пока фактически не произойдет прогнозируемая операция. Если же более не ожидается, что хеджированная сделка произойдет, кумулятивные доходы или убытки по инструментам хеджирования, признанные в собственном капитале, переводятся в чистый доход или убыток за период.

Подоходный налог

Подоходный налог за год включает текущий подоходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог. Подоходный налог отражается в отчете о доходах и расходах, за исключением того объема, в котором он относится к статьям, непосредственно отнесенным на собственный капитал, и в этом случае, он признается в собственном капитале.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подоходный налог (продолжение)

Текущие расходы по налогу, это ожидаемый налог к уплате по налогооблагаемому доходу за год и любые корректировки в отношении налога к уплате в отношении предыдущих лет.

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

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

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

Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в какой существует значительная вероятность получения налогооблагаемого дохода, который может быть уменьшен на сумму вычитаемых временных разниц. Отсроченные налоговые активы и обязательства рассчитываются по налоговым ставкам, применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства, на основе налоговых ставок, которые действовали или практически были введены в действие на отчетную дату.

Отсроченный подоходный налог признается в отношении всех временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние и ассоциированные компании, за исключением тех случаев, когда Группа контролирует сроки уменьшения временных разниц, и при этом существует значительная вероятность того, что временные разницы не будут уменьшены в обозримом будущем.

Собственный капитал

Уставный капитал

Затраты на оплату услуг третьим сторонам, непосредственно связанные с выпуском новых акций, за исключением случаев объединения компаний, отражаются в составе собственного капитала как уменьшение суммы, полученной в результате данной эмиссии. Сумма превышения справедливой стоимости полученных средств над номинальной стоимостью выпущенных акций отражается как эмиссионный доход.

Доля меньшинства

Доли меньшинства представляют собой доли участия в дочерних компаниях, не принадлежащие Группе. Доли меньшинства на отчетную дату представляют собой долю миноритарных акционеров в справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств дочерней компании на дату приобретения, а также долю миноритарных акционеров в изменениях капитала, произошедших с момента объединения компаний. Доли меньшинства представлены в составе капитала. Убытки, относимые на долю меньшинства, не превышают долю меньшинства в капитале дочерних предприятий, за исключением случаев, когда миноритарные акционеры связаны обязательством по финансированию убытков. Все подобные убытки распределяются на Группу.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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 и транспортировку нефтегазовых ресурсов, и компьютерных программ. Нематериальные активы, приобретенные отдельно от бизнеса, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

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

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

Гудвилл

Превышение стоимости приобретения над долей Группы в справедливой стоимости чистых идентифицируемых активов и обязательств на дату приобретения, учитывается как гудвилл и представляется в консолидированном бухгалтерском балансе как актив.

После первоначального признания, Группа оценивает гудвилл, приобретенный при объединении компаний, по стоимости за минусом любых накопленных убытков по обесценению.

Если доля Группы в чистой справедливой стоимости идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств превышает стоимость объединения компаний, Группа (а) пересматривает идентификацию и оценку идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств приобретаемой компании и оценку стоимости объединения; и (б) немедленно отражает в доходах или убытках любое превышение после такой переоценки.

События после отчетной даты

События, наступившие по окончании отчетного года, представляющие доказательство условий, которые существовали на дату подготовки бухгалтерского баланса (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.

Сравнительные данные

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

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

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

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчетах 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 неопределенности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Запасы нефти и газа (продолжение)

Неопределенность в основном зависит от объема надежных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределенности может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определенность 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 неопределенности в отношении возможности их извлечения. Доказанные запасы Группы практически всецело состоят из доказанных разработанных запасов. Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки.

Доказанные запасы используются для расчета ставок амортизации пропорционально объему выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Группа включила в доказанные запасы только такие объемы, которые как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределенностью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение лицензионных периодов 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 приведет к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению балансовой стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

Обязательства по выбытию активов

По условиям 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 месторождений. В частности, обязательства Группы относится к постепенному закрытию всех продуктивных скважин и деятельность по окончательному закрытию, такая как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории. Так как срок действия лицензий не может быть продлен по усмотрению Группы, допускается, что расчетным сроком погашения обязательств по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были бы погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отраженное обязательство может значительно возрасти вследствие дополнительных расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объем обязательств Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства. Никаких обязательств не было признано в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определенного обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределенностью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике. Если бы обязательства по выбытию актива включали затраты на ликвидацию всех продуктивных скважин и по окончании лицензионного периода и рекультивацию всех соответствующих участков, то суммарные обязательства по выбытию активов возросли бы приблизительно на 10 миллиардов тенге. Группа рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидаются, потребуются для погашения обязательства, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчетную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации № 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относятся к отдаленному будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 9,4 % резерва на 31 декабря 2006 и 2005 годов относится к затратам по окончательному закрытию. Неопределенности, относящиеся к затратам на окончательное закрытие уменьшаются влиянием 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 бухгалтерскому балансу на 31 декабря 2006 года, составляли 5,0% и 7,9% соответственно (2005: 5,0% и 7,9%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в Примечании 17.

Экологическая реабилитация

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, которые должны быть понесены в 2007 году. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Дополнительные неопределенности, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 32. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 17.

Налогообложение

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 результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резерв по налоговым рискам, раскрытый в Примечании 17, в основном, относится к применению Группой казахстанского законодательства о трансфертном ценообразовании в отношении экспортной реализации сырой нефти в период с 2002 по 2006 годы. Остальные неопределенности, относящиеся к налогообложению, раскрыты в Примечании 32.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Справедливая стоимость активов и обязательств, полученных при объединении предприятий

От Группы требуется отдельно учитывать, на дату приобретения, идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства, приобретенные или полученные при объединении предприятий, по их справедливой стоимости, что подразумевает использование оценок. Такие оценки основаны на методиках оценки, которые требуют существенного решения при прогнозировании будущих денежных потоков и разработки других допущений. В 2006 году Группа приобрела долю в некоторых компаниях (Примечание 1) и на 31 декабря 2006 года Группа не завершила оценку справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств приобретенных предприятий и, таким образом, учла эти приобретения по их предварительной стоимости. Завершение оценки справедливой стоимости в 2007 году может привести к существенным корректировкам в учтенных суммах идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств. Более подробная информация раскрыта в Примечании 5.

Обязательства по операционной аренде – Компания в качестве арендатора

Группа управляет сетью магистральных газопроводов в Республике Казахстан в соответствии с Договором (далее «Договор»), подписанным между АО «Интергаз Центральная Азия» и Правительством. Группа определила, что арендодатель сохраняет за собой все существенные риски и выгоды, связанные с правом собственности на магистральную газораспределительную сеть, поэтому учитывает их как операционную аренду.

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».

Вышеупомянутый Договор является концессионным соглашением, которое было выведено из сферы рассмотрения КИМСФО 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 Договору, капитализируются и амортизируются в течение оцененного срока оставшейся службы вне зависимости от периода действия Договора, так как Правительство обязано возместить балансовую стоимость в случае, если Договор не продлен.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ КОМПАНИЙ

Приобретение ТОО «СП Казгермунай»

18 июля 2006 года Группа приобрела 50% долю участия «Казгермунай». Доля участия была приобретена за 1 миллиард долларов США. Приобретение было учтено с использованием метода покупки на основе предварительной справедливой стоимости, так как в течение отчетного периода Группа не завершила независимую оценку справедливой стоимости идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств «Казгермунай» на дату приобретения.

Предварительная справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных активов и обязательств, относящихся к 50% доли участия «Казгермунай», на дату приобретения представлена следующим образом (в тысячах тенге):

В тысячах тенге	Предварительная справедливая стоимость, признанная при приобретении	Балансовая стоимость
Основные средства	115.595.245	12.685.564
Нематериальные активы	104.829	104.829
Деньги и их эквиваленты	26.359.994	26.359.994
Дебиторская задолженность	7.863.802	7.863.802
Товарно-материальные запасы	468.093	468.093
Авансы выплаченные и прочие текущие активы	1.989.379	1.989.379
Прочие долгосрочные активы	1.902.643	1.902.643
Итого активов	**154.283.985**	**51.374.304**
Торговая кредиторская задолженность	146.216	146.216
Авансы полученные	349.547	349.547
Обязательства по налогам	974.025	974.025
Прочие текущие обязательства	31.868	31.868
Займы	1.767.542	1.767.542
Обязательство по выбытию активов	499.606	499.606
Отсроченные налоговые обязательства	32.265.181	1.392.276
Итого обязательств	**36.033.985**	**5.161.080**
Чистые активы	118.250.000	46.213.224
Общая стоимость приобретения	**118.250.000**	

Общая стоимость приобретения включает денежный платеж в 118.250.000 тысяч тенге.

Отток денежных средств при приобретении (в тысячах тенге):

В тысячах тенге	
Чистые деньги, приобретенные с дочерней организацией	26.359.994
Средства уплаченные	(118.250.000)
Чистый отток денег	**(91.890.006)**

С даты приобретения, чистый доход «Казгермунай», относящийся к Группе, составил 12.878.265 тысяч тенге и был включен в чистый доход Группы за год. Если бы объединение имело место в начале года, доля «КГМ» составила бы 29.298.840 тысяч тенге в чистом доходе и 65.459.876 тысяч тенге в выручке Группы.

Приобретение АО «Алматыгаз»

9 августа 2006 года Группа прибрела 100% простых акций АО «Алматыгаз», которое занимается распределением и продажей газа в Алматы, Казахстан. Приобретение было учтено по методу покупки, на основании предварительной справедливой стоимости, поскольку в отчетный период Группа не завершила независимую оценку основных средств, принадлежащих «Алматыгаз».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ КОМПАНИЙ (продолжение)

Приобретение АО «Алматыгаз» (продолжение)

Предварительная справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных активов и обязательств «Алматыгаз» на дату приобретения составляла (в тысячах тенге):

В тысячах тенге	Предварительная справедливая стоимость, признанная при приобретении	Балансовая стоимость
Основные средства	5.855.857	5.855.857
Деньги	1.338.440	1.338.440
Дебиторская задолженность	521.568	521.568
Товарно-материальные запасы	151.168	151.168
Авансы уплаченные	387.344	387.344
Прочие текущие активы	577.353	577.353
Итого активы	**8.831.730**	**8.831.730**
Торговая кредиторская задолженность	1.158.844	1.158.844
Авансы полученные	222.942	222.942
Налоги к уплате	670.836	670.836
Прочие текущие обязательства	235.619	235.619
Займы	1.728.283	1.728.283
Отсроченные налоговые обязательства	616.039	616.039
Итого обязательства	**4.632.563**	**4.632.563**
Предварительная справедливая стоимость чистых активов	**4.199.167**	**4.199.167**
Предварительная стоимость гудвилла, возникающего в результате объединения	2.163.033	
Итого стоимость приобретения	**6.362.200**	

Общая стоимость приобретения включает уплату деньгами в сумме 6.362.200 тысяч тенге.

Расход денег на приобретение (в тысячах тенге):

В тысячах тенге	
Чистые деньги, приобретенные с дочерней организацией	1.338.440
Деньги уплаченные	(6.362.200)
Расходование чистых денег	**(5.023.760)**

С даты приобретения доля «Алматыгаз» в чистом доходе Группы за год составила 120.905 тысяч тенге. Если бы объединение имело место в начале года, доля «Алматыгаза» составила бы 1.128.196 тысяч тенге в чистом доходе и 4.344.582 тысяч тенге в выручке Группы.

Гудвилл, приобретенный в результате объединения компаний, был распределен на основные средства «Алматыгаз» для тестирования на предмет обесценения. Возмещаемая сумма основных средств «Алматыгаз» была определена на основании расчета ценности от использования с использованием прогнозов денежных потоков, основанных на финансовых бюджетах, утвержденных руководством Группы на пятилетний период. Ставка дисконта до налогообложения, применимая к прогнозам денежных потоков, составляет 7%, а денежные потоки после окончания 5-летнего периода экстраполируются с использованием темпа прироста 1%, что отражает ожидания руководства в отношении роста тарифов.

В отношении оценки ценности от использования основных средств «Алматыгаз», руководство считает, что не обоснованное возможное изменение в любом из вышеприведенных ключевых допущений приведет к тому, что балансовая стоимость единицы основных средств существенно превысит ее возмещаемую стоимость, кроме суммы гудвилла, который по состоянию на 31 декабря 2006 года был полностью обесценен.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ КОМПАНИЙ (продолжение)

Приобретение АО «ПК «Эталон»

31 июля 2006 года Группа приобрела 100 % долю участия в АО «ПК «Эталон» стоимостью 15,5 миллиардов тенге, став его единственным акционером. АО «ПК «Эталон» владеет сетью автозаправочных станций и несколькими нефтебазами.

Предварительная справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных активов и обязательств ПК «Эталон» по состоянию на дату присоединения составила:

В тысячах тенге	Предварительная справедливая стоимость, признанная при приобретении	Балансовая стоимость
Основные средства	15.066.803	8.570.355
Денежные средства и их эквиваленты	38.306	38.306
Запасы	55	55
НДС к возмещению и предоплата по прочим налогам	663.873	663.873
Прочие оборотные активы	333	333
Итого активы	**15.769.370**	**9.272.922**
Кредиторская задолженность	269.172	269.172
Прочие текущие обязательства	198	198
Итого обязательства	**269.370**	**269.370**
Чистые активы	**15.500.000**	**9.003.552**

Общая стоимость операции по приобретению составила 15,5 миллиардов тенге и была выплачена полностью в денежной форме. Ниже представлены данные по чистому расходованию денежных средств в результате приобретения:

В тысячах тенге	
Деньги выплаченные	15.500.000
За вычетом: денежных средств, приобретенных вместе с дочерним предприятием	(38.306)
Чистое расходование денег	**15.461.694**

Первоначальный учет объединения предприятий был сделан предварительно ввиду незаконченности определения справедливой стоимости идентифицируемых активов, обязательств и условных активов и обязательств ПК Эталон.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ КОМПАНИЙ (продолжение)

Приобретение ТОО «Карамай Плюс»

14 августа 2006 года Группа приобрела 100 % долю участия в ТОО «Карамай Плюс» стоимостью 1.009.650 тысяч тенге, став ее единственным акционером. «Карамай Плюс» владеет сетью автозаправочных станций.

Предварительная справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных активов и обязательств «Карамай Плюс» по состоянию на дату присоединения составила:

В тысячах тенге	Предварительная справедливая стоимость, признанная при приобретении	Балансовая стоимость
Основные средства	1.014.000	208.950
Денежные средства и их эквиваленты	5.488	5.488
Запасы	728	728
Прочие оборотные активы	18.538	18.538
Итого активы	**1.038.754**	**233.704**
Кредиторская задолженность	24.781	24.781
Прочие текущие обязательства	4.323	4.323
Итого обязательства	**29.104**	**29.104**
Чистые активы	**1.009.650**	**204.600**

Общая стоимость операции по приобретению составила 1.009.650 тысяч тенге и была выплачена полностью в денежной форме.

Ниже представлены данные по чистому расходованию денежных средств в результате приобретения:

В тысячах тенге	
Деньги	1.009.650
За вычетом: денежных средств, приобретенных вместе с дочерним предприятием	(5.488)
Чистое расходование денег	**1.004.162**

Первоначальный учет объединения предприятий был сделан предварительно ввиду незаконченности определения справедливой стоимости идентифицируемых активов, обязательств и условных активов и обязательств ТОО «Карамай Плюс».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В тысячах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2005 года	**300.017.937**	**92.017.186**	**10.989.967**	**73.444.285**	**95.811.794**	**12.119.731**	**9.713.365**	**154.046.171**	**748.160.436**
Пересчет валюты отчетности	2.792.327	–	–	402.494	5.828	1.009	99.077	2.937.044	6.237.779
Поступления	178.084.384	1.770.760	161.836	16.963.943	9.449.377	7.944.572	4.340.563	216.163.136	434.878.571
Выбытия	(3.813.878)	(3.138.000)	–	(36.043.422)	(2.471.068)	(1.254.101)	(2.268.684)	(26.233.341)	(75.222.494)
Расходы по износу	(15.602.481)	(5.648.144)	(921.877)	(2.978.108)	(14.474.147)	(2.003.185)	(3.340.206)	–	(44.968.148)
Износ по выбытиям	1.658.049	126.985	–	4.920.183	1.598.451	168.753	830.873	–	9.303.294
Резерв по обесценению	–	(146.701)	–	(838.430)	(886.192)	(14.352)	(91.892)	(311.403)	(2.288.970)
Переводы и реклассификации	26.509.705	31.109.745	705.238	21.396.811	15.043.031	2.405.244	10.109.565	(107.279.339)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2005 года	**489.646.043**	**116.091.831**	**10.935.164**	**77.267.756**	**104.077.074**	**19.367.671**	**19.392.661**	**239.322.268**	**1.076.100.468**
Пересчет валюты отчетности	(4.032.103)	–	–	(810.135)	(15.783)	(1.733)	(190.731)	(6.495.431)	(11.545.916)
Поступления	199.486.075	10.602.321	1.562.543	27.861.130	14.119.423	6.123.062	6.463.833	171.645.264	437.863.651
Выбытия	(18.962.547)	(2.181.341)	(203.979)	(14.816.359)	(4.710.668)	(2.310.649)	(4.898.179)	(12.166.932)	(60.250.654)
Расходы по износу	(29.941.626)	(8.775.530)	(2.528.284)	(3.106.523)	(13.653.423)	(2.432.870)	(3.982.185)	–	(64.420.441)
Износ по выбытиям	112.365	526.705	193.505	1.228.757	1.408.051	728.116	1.111.901	–	5.309.400
Резерв по обесценению	(75.168)	(1.013.572)	–	(3.162.698)	4.857.505	(12.385)	(144.403)	(410.420)	38.859
Переводы и реклассификации	52.527.016	47.384.270	48.129.425	24.933.258	11.452.095	(1.501.770)	6.620.316	(189.544.610)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2006 года	**688.760.055**	**162.634.684**	**58.088.374**	**109.395.186**	**117.534.274**	**19.959.442**	**24.373.213**	**202.350.139**	**1.383.095.367**
По стоимости	805.701.415	183.908.934	65.735.827	132.724.005	168.830.195	26.825.261	37.132.664	202.350.139	1.623.208.440
Накопленный износ и обесценение	(116.941.360)	(21.274.250)	(7.647.453)	(23.328.819)	(51.295.921)	(6.865.819)	(12.759.451)	–	(240.113.073)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2006 года	**688.760.055**	**162.634.684**	**58.088.374**	**109.395.186**	**117.534.274**	**19.959.442**	**24.373.213**	**202.350.139**	**1.383.095.367**
По стоимости	567.902.382	127.566.965	15.670.207	91.806.145	151.340.754	24.965.316	29.270.637	239.322.268	1.247.844.674
Накопленный износ и обесценение	(78.256.339)	(11.475.134)	(4.735.043)	(14.538.389)	(47.263.680)	(5.597.645)	(9.877.976)	–	(171.744.206)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2005 года	**489.646.043**	**116.091.831**	**10.935.164**	**77.267.756**	**104.077.074**	**19.367.671**	**19.392.661**	**239.322.268**	**1.076.100.468**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2006 года, основные средства включали разведочные и оценочные активы на сумму 29.997.847 тысяч тенге (2005: 26.307.149 тысяч тенге). Поступления по этим активам за 2006 год составили 10.158.597 тысяч тенге (2005: 23.540.721 тысяч тенге) и выбытия по этим активам составили 1.845.966 тысяч тенге (2005: ноль). Списания сухих скважин в течение периода составили 4.740.577 тысяч тенге (2005: 1.304.754 тысяч тенге).

7. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНВЕСТИЦИИ И БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

В тысячах тенге	**2006**	2005
В долларах США	**24.064.549**	55.718.003
В тенге	**1.954.194**	8.807.406
	26.018.743	64.525.409

По состоянию на 31 декабря 2006 года средневзвешенная ставка долгосрочных финансовых инвестиций и банковских вкладов составляла 9,2% (2005: 6,6%).

В тысячах тенге	**2006**	2005
Срок погашения от 1 до 2 лет	**55.054**	57.319.768
Срок погашения более 2 лет	**25.963.689**	7.205.641
	26.018.743	64.525.409

По состоянию на 31 декабря 2006 года долгосрочные финансовые инвестиции и банковские вклады включают денежные средства в залоге в банке в сумме 22.457.588 тысяч тенге (2005: 4.505.641 тысяч тенге).

8. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

	2006		2005	
В тысячах тенге	**Сумма**	**Доля владения**	Сумма	Доля владения
ПетроКазахстан Инк.	**163.450.576**	**33,00%**	–	0,00%
АО «Атолл»	**–**	**15,00%**	1.144.607	15,00%
ОАО «Казкор-Транс Сервис»	**164.551**	**6,50%**	164.551	6,50%
Прочие	**180.979**		28.913	
	163.796.106		1.338.071	

По состоянию на 31 декабря 2005 года Группа имела 15% долю инвестиций в АО «Атолл», которые были полностью обесценены в 2006 году до нулевой стоимости, что является наилучшей оценкой руководства текущей справедливой стоимости инвестиций.

4 июля 2006 года Группа приобрела 33% доли в «ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»). Доля была приобретена за 1,4 миллиард долларов США, которые были уплачены деньгами посредством привлечения финансирования в сумме 1.374.500 тысяч долларов США (Примечание 16). Привлечение финансирования не влечет за собой право регресса на КМГ или его активов, кроме приобретенных акции ПКИ, которые были предоставлены в качестве обеспечения за финансирование, однако, заложенные акции не могут быть обращены в течение первых 7 лет финансирования.

Сальдо инвестиции в ПКИ на 31 декабря 2006 года включает сумму гудвилла 98.879.037 тысяч тенге. Доля прибыли в ПКИ включенные в сумму инвестиции в ПКИ составили 15.989.515 тысяч тенге за период с даты приобретения до 31 декабря 2006 года. Дивиденды, полученные от ПКИ в 2006 году составили 178.695 тысяч долларов США, за минусом подоходного налога у источника выплаты.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

В таблицах ниже обобщенно представлена финансовая информация о ПКИ (пропорциональная доля Группы):

В тысячах тенге	2006
Суммарные активы и обязательства ПКИ на 31 декабря	
Краткосрочные активы	**47.065.226**
Долгосрочные активы	**36.747.789**
Краткосрочные обязательства	**(15.671.334)**
Долгосрочные обязательства	**(2.645.452)**
Чистые активы	**65.496.229**

В тысячах тенге	2006
Суммарная выручка и доход или убыток ПКИ за период с даты приобретения до 31 декабря	
Выручка	**63.227.957**
Чистый доход	**15.989.515**

9. ПРЕДОПЛАТА ПО РОЯЛТИ И НДС К ВОЗМЕЩЕНИЮ

В тысячах тенге	2006	2005
Авансы по роялти	**11.420.119**	16.052.400
Долгосрочный НДС к возмещению	**5.639.979**	10.270.462
	17.060.098	26.322.862

Авансовый платеж по роялти представлен 20% долей средств, уплаченных ТШО в бюджет, в соответствии с соглашением, подписанным 19 сентября 2003 года между ТШО, его партнерами и уполномоченными представителями Республики Казахстан. В соответствии с данным соглашением ТШО обязано осуществлять платежи в общей сумме 600 миллионов долларов США по обязательствам по роялти, которые должны быть начислены в 2007-2009 годах. На суммы авансовых платежей роялти начисляется вознаграждение. Предоплата по роялти будет зачтена против будущих обязательств по роялти, которые ТШО будет выплачивать, начиная с 1 квартала 2007 года.

В 2006 году предоплата по роялти, которая будет зачтена в 2007 году, была представлена как краткосрочная дебиторская задолженность.

10. АВАНСЫ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря 2006 года авансы, выданные под долгосрочные активы сторонним организациям, включали аванс в сумме 7.594.217 тысяч тенге (в 2005 году: 1.999.511 тысяч тенге), выплаченный компании «MAN TURBO AG» в соответствии с Генеральным Договором на проектирование, поставку оборудования и строительство компрессорной станции «Опорная ГП «САЦ» в Мангистауской области (Примечание 32), 18.442.929 тысяч тенге, выплаченный ИЦА для АО «КазСтройСервис» за строительство новой обводной линии (Примечание 32), 1.924.822 тысячи тенге, выплаченный ТОО «Барвинок» за строительство центра отдыха в Кыргызстане и 2.423.277 тысячи тенге (в 2005 году: 344.825 тысяч тенге), выплаченный EUROCOPTER на поставку вертолетов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

11. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	2006	2005
Нематериальные активы, по стоимости	**26.380.813**	10.265.788
Нематериальные активы, накопленный износ	**(9.647.088)**	(4.351.581)
Нематериальные активы, нетто	**16.733.725**	5.914.207
Прочие долгосрочные активы	**4.696.119**	4.287.623
	21.429.844	10.201.830

В январе 2006 года Группа приобрела контракт и лицензию на разведку и добычу нефти на месторождении в Западном Казахстане у ТОО «Арал Петролеум» за 8,6 миллиардов тенге. Приобретенное право на разведку истекает в феврале 2009 года.

12. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

В тысячах тенге	2006	2005
Материалы и запасы	**33.355.378**	45.753.778
Продукты переработки газа	**7.905.143**	4.447.938
Нефтепродукты	**6.859.671**	2.733.584
Сырая нефть	**6.608.352**	5.209.762
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	**(2.141.869)**	(2.729.908)
	52.586.675	55.415.154

13. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	2006	2005
Краткосрочные банковские вклады	**255.508.068**	58.642.135
Авансы выданные	**24.221.631**	25.382.114
Прочие	**26.543.131**	18.293.862
Минус: резерв по сомнительной задолженности	**(8.803.759)**	(5.896.729)
	297.469.071	96.421.382
Торговая дебиторская задолженность	**94.311.349**	66.949.903
Минус: резерв по сомнительной задолженности	**(3.867.874)**	(3.248.029)
	90.443.475	63.701.874
	387.912.546	160.123.256

В тысячах тенге	2006	2005
Краткосрочные финансовые активы в долларах США	**202.169.803**	42.494.652
Краткосрочные финансовые активы в тенге	**194.629.448**	113.790.022
Краткосрочные финансовые активы в других валютах	**3.784.928**	12.983.340
Минус: резерв по сомнительной задолженности	**(12.671.633)**	(9.144.758)
	387.912.546	160.123.256

По состоянию на 31 декабря 2006 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составила 7,9% (2005: 7,9%).

По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 года по торговой дебиторской задолженности, авансам выданным, и прочим финансовым активам вознаграждение не начислялось.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ДЕНЬГИ И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах тенге	2006	2005
Срочные вклады в банках – доллары США	**108.407.661**	9.482.775
Срочные вклады в банках – тенге	**73.244.321**	15.933.770
Текущие счета в банках – тенге	**28.031.221**	33.399.099
Текущие счета в банках – доллары США	**20.070.095**	53.941.896
Наличность в кассе	**231.032**	793.423
	229.984.330	113.550.963

По состоянию на 31 декабря 2006 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 5,3% (2005: 4,5%).

По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 года по текущим счетам вознаграждения не начислялись.

15. СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ

Уставный капитал

Общее количество акций в обращении включает:

В тысячах тенге	Количество акций	Уставный капитал
По состоянию на 31 декабря 2004 года	**304.937.464**	**152.468.732**
Выпуск акций	11.161.420	5.580.710
По состоянию на 31 декабря 2005 года	**316.098.884**	**158.049.442**
Выпуск акций	–	–
По состоянию на 31 декабря 2006 года	**316.098.884**	**158.049.442**

Все объявленные акции имеют стоимость размещения 500 тенге каждая. Все акции были выпущены и оплачены по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 годов.

В 2005 году Правительство осуществило взносы в уставный капитал Компании в основном на финансирование разведки и разработки Амангельдинского месторождения и на строительство магистрального газопровода в Южном Казахстане.

Дополнительный оплаченный капитал

В 2005 году Группа прибрела контроль над АО «Алматы Пауэр Консолидейтед» (далее – «АПК»). Данная операция была отражена по методу объединения интересов, который предполагает объединение с самого раннего из представленных периодов. В соответствии с методом объединения интересов (Примечание 3) сумма 8.604.299 тысяч тенге, представляющая чистые активы АПК по состоянию на 1 января 2004 года, была отнесена на дополнительно оплаченный капитал.

В соответствии с контрактом между Группой и Министерством Энергетики и Минеральных Ресурсов Республики Казахстан («МЭМР»), МЭМР возместило АО «Жамбылская ГРЭС» им. И.Т. Батурова (находящаяся в 50% владении пропорционально консолидированное совместное предприятие) затраты на горючее в сумме 2.274.216 тысяч тенге, использованное для производства электроэнергии в южных регионах Казахстана в 2006 году. Группа рассматривала данное возмещение как дополнительный взнос от Правительства, и учла 967.945 тысяч тенге (50% от суммы возмещения, за вычетом НДС) как дополнительный оплаченный капитал.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

15. СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ (продолжение)

Выплаты акционеру

Дивиденды

В 2006 году КМГ начислил и выплатил дивиденды своему акционеру 20,56 тенге за акцию в общей сумме 6.500.000 тысяч тенге (2005: 12,82 тенге за акцию в общей сумме 4.052.760 тысяч тенге).

Прочие выплаты

В 2005 году в соответствии с Постановлением Правительства Группа погасила задолженность АО «Алаугаз», компании, контролируемой государством. Группа учла это погашение как выплату акционеру.

В 2006 году Группа безвозмездно передала Правительству капитализированные работы по некоторым активам социального характера в сумме 250.462 тысячи тенге. Эта сделка рассматривалась Группой как распределение дохода Правительству и учтена в консолидированном отчете об изменениях в собственном капитале.

Доля меньшинства

Первичное размещение акций (IPO)

28 сентября 2006 года дочерняя организация Компании, АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ»), разместила простые акции по цене 11.163,39 тенге за акцию и глобальные депозитарные расписки («ГДР») (каждая ГДР составляет 1/6 часть простой акции) по цене 14,64 доллара США (эквивалент 1.860,57 тенге) за ГДР на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах, соответственно. Глобальное предложение состояло из 26.549.810 вновь выпущенных простых акций. Торговля простыми акциями и ГДР на биржах началась 4 октября 2006 года.

Прочий капитал

Опционная программа для сотрудников

В 2006 году РД КМГ основала опционные программы. Одноразовая премия для работников и директоров была учреждена в качестве поощрения за участие в процессе IPO. Дата награждения – 29 декабря 2006 года. Дополнительный план с датой награждения 4 октября 2006 года был установлен для поощрения руководства. Детали обоих планов и деятельности за год представлены как:

	План по IPO		План поощрения	
	Количество ГДР	Цена реализации ($)	Количество ГДР	Цена реализации ($)
Выданные опционы	342.553	–	575.059	14,64
В обращении на 31 декабря 2006 года	342.553	–	575.059	14,64
	Прочие детали плана		Прочие детали плана	
Средневзвешенная справедливая стоимость опционов, выданных в течение года ($)	19,17		7,93	
Период владения	1 год		1/3 каждый год в течение 3 лет	
Оставшийся средний срок	6 лет		6 лет	

В 2006 году РД КМГ признала расходы на сумму 92.249 тысяч тенге, относящиеся к данным опционным программам.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

16. ЗАЙМЫ

В тысячах тенге	**2006**	2005
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	**298.109.592**	349.800.898
Средневзвешенные ставки вознаграждения	**7.67%**	7.23%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	**413.830.462**	63.833.243
Средневзвешенные ставки вознаграждения	**7.44%**	7.02%
	711.940.054	413.634.141

В тысячах тенге	**2006**	2005
Займы, выраженные в долларах США	**654.903.979**	323.163.595
Займы, выраженные в тенге	**27.607.665**	63.178.489
Займы, выраженные в других валютах	**29.428.410**	27.292.057
	711.940.054	413.634.141

В тысячах тенге	**2006**	2005
Текущая часть	**169.845.454**	102.860.594
Со сроком погашения от 1 до 2 лет	**60.907.605**	33.048.456
Со сроком погашения от 2 до 5 лет	**149.991.977**	101.049.416
Со сроком погашения свыше 5 лет	**331.195.018**	176.675.675
Итого долгосрочная часть	**542.094.600**	310.773.547
	711.940.054	413.634.141

17. РЕЗЕРВЫ

В тысячах тенге	**Обязательства по выбытию активов**	**Обязательство за ущерб окружающей среде**	**Резерв по налогам**	**Прочие**	**Итого**
Резерв на 1 января 2005 года	**16.862.308**	**33.028.060**	**18.644.946**	**1.659.876**	**70.195.190**
Пересмотр оценок	6.034.713	(663.230)	–	–	**5.371.483**
Возврат дисконта	1.293.055	–	–	–	**1.293.055**
Резерв за год	995.322	148.813	4.874.542	3.708.390	**9.727.067**
Использование резерва	(1.057.161)	(1.331.100)	–	(189.989)	**(2.578.250)**
Резерв на 31 декабря 2005 года	**24.128.237**	**31.182.543**	**23.519.488**	**5.178.277**	**84.008.545**
Пересчет валюты отчетности	7.926	–	–	(43.360)	**(35.434)**
Пересмотр оценок	2.450.966	–	(4.915.889)	982.636	**(1.482.287)**
Возврат дисконта	1.728.290	–	–	–	**1.728.290**
Резерв за год	11.235.433	483.534	2.314.136	3.915.610	**17.948.713**
Использование резерва	(3.034.833)	(1.163.580)	(1.792.643)	(2.473.680)	**(8.464.736)**
Резерв на 31 декабря 2006 года	**36.516.019**	**30.502.497**	**19.125.092**	**7.559.483**	**93.703.091**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

17. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

В тысячах тенге	Ликвидация скважин и восстановление участка	Обязательство за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
На 31 декабря 2006 года					
Текущая часть	1.026.968	2.102.886	19.125.092	3.612.763	**25.867.709**
Долгосрочная часть	35.489.051	28.399.611	–	3.946.720	**67.835.382**
Резерв на 31 декабря 2006 года	**36.516.019**	**30.502.497**	**19.125.092**	**7.559.483**	**93.703.091**
На 31 декабря 2005 года					
Текущая часть	3.657.810	821.577	23.519.488	198.989	**28.197.864**
Долгосрочная часть	20.470.427	30.360.966	–	4.979.288	**55.810.681**
Резерв на 31 декабря 2005 года	**24.128.237**	**31.182.543**	**23.519.488**	**5.178.277**	**84.008.545**

Описание этих резервов, включая существенные оценки и допущения, включено в Примечание 4.

Возврат резерва по налогу в течение 2006 года связан с уточнением контракта на недропользование по месторождению Узень (Примечание 26) и истечением срока давности в отношении резервов, относящихся к деятельности в 2001 году.

18. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В тысячах тенге	2006	2005
Авансы полученные	**21.178.253**	13.211.213
Прочие	**26.500.155**	22.690.800
	47.678.408	35.902.013
Торговая кредиторская задолженность	**78.351.604**	83.199.066
	126.030.012	119.101.079

В тысячах тенге	2006	2005
Краткосрочные финансовые обязательства в тенге	**86.296.353**	111.440.900
Краткосрочные финансовые обязательства в долларах США	**39.733.659**	7.660.179
	126.030.012	119.101.079

По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 года по краткосрочным финансовым обязательствам вознаграждение не начислялось.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ

В тысячах тенге	2006	2005
Реализация сырой нефти	**572.089.806**	631.714.074
Реализация нефтепродуктов	**307.844.793**	74.267.306
Оплата за транспортировку	**133.257.836**	97.467.032
Реализация продуктов переработки газа	**72.523.697**	58.300.626
Прочий доход	**60.227.319**	45.169.268
	1.145.943.451	906.918.306

Доход поступает от основной деятельности Группы, которая преимущественно представляет собой добычу и транспортировку углеводородов на территории Казахстана.

20. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ

В тысячах тенге	2006	2005
Материалы и запасы	**276.533.109**	208.155.455
Износ, истощение и амортизация	**58.972.176**	40.276.289
Зарплата	**57.900.179**	55.223.022
Роялти	**43.280.224**	38.487.460
Ремонт и обслуживание	**33.151.352**	24.713.130
Прочие	**56.491.876**	50.154.427
	526.328.916	417.009.783

21. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах тенге	2006	2005
Расходы по зарплате	**28.833.640**	23.520.381
Налоги	**11.954.947**	7.821.052
Благотворительность	**11.134.002**	3.555.283
Износ, истощение и амортизация	**7.407.509**	3.945.690
Консультационные услуги	**3.878.252**	4.194.282
Резервы по сомнительным долгам	**3.526.875**	3.791.387
(Возврат обесценения) / обесценение основных средств	**(38.859)**	984.216
Прочие	**14.615.934**	33.109.709
	81.312.300	80.922.000

22. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

В тысячах тенге	2006	2005
Транспортировка	**71.437.318**	71.698.334
Расходы по зарплате	**1.646.576**	1.033.912
Износ, истощение и амортизация	**461.476**	746.169
Прочее	**6.248.262**	3.867.825
	79.793.632	77.346.240

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

23. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

В тысячах тенге	2006	2005
Процентный доход по вкладам в банках и облигациям	**17.046.028**	13.166.666
Прочие	**2.363.118**	1.210.275
	19.409.146	14.376.941

24. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

В тысячах тенге	2006	2005
Вознаграждение по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	**43.739.594**	22.630.748
Возврат дисконта по обязательствам на выбытие активов	**1.728.290**	1.293.055
Прочие	**2.981.290**	3.325.247
	48.449.174	27.249.050

25. ДОЛЯ В ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ

В тысячах тенге	2006	2005
ПетроКазахстан Инк.	**15.989.515**	–
Прочие	**(350.572)**	(299.598)
	15.638.943	(299.598)

26. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2006 года в сумме 18.794.422 тысяч тенге (2005: 10.107.363 тысяч тенге) представляет корпоративный подоходный налог.

На 31 декабря подоходный налог к уплате представлен следующим образом:

В тысячах тенге	2006	2005
Налог на сверхприбыль	**27.540.449**	46.568.558
Корпоративный подоходный налог	**3.418.051**	2.074.494
Подоходный налог к уплате	**30.958.500**	48.643.052

Расходы по подоходному налогу за год, закончившийся 31 декабря, представлены следующим образом:

В тысячах тенге	2006	2005
Текущий подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	**143.661.102**	105.372.830
Налог на сверхприбыль	**25.846.838**	47.934.773
Налог у источника выплаты по дивидендам	**13.035.355**	10.340.137
Отсроченный подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	**8.741.157**	(94.806)
Налог на сверхприбыль	**(2.692.181)**	(8.600.985)
Налог у источника выплаты по дивидендам	**(9.645.342)**	547.437
Расходы по подоходному налогу	**178.946.929**	155.499.386

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

26. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

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

В соответствии с Соглашением №2, специальная методология расчета налога на сверхприбыль была применена ретроспективно со дня подписания Контракта, что привело к значительному снижению обязательств по налогу на сверхприбыль РД КМГ за предыдущие периоды (18,6 миллиардов тенге). Эффект изменения налоговой ставки по Контракту был полностью отражен в расходах по подоходному налогу за 2006 год.

В добавление, Соглашение №2 внесло определенные изменения, которые будут применяться в будущих периодах в финансовой отчетности РД КМГ, которые не окажут существенного эффекта на финансовую отчетность Группы.

В соответствии с изменениями 2006 года в налоговом законодательстве, которые вступают в силу 1 января 2007 года, дивиденды, полученные от Казахстанских налогоплательщиков, не подлежат налогообложению налогом у источника. Следуя этим изменениям в налоговом законодательстве, Группа сторнировала обязательства по отсроченному налогу на нераспределенный доход от дочерних организаций, зарегистрированных в Республике Казахстан, которые были признаны в прошлые годы.

Ниже приведена сверка расходов по подоходному налогу, применимому к доходу до учета подоходного налога по установленной законом ставке налога 30%, с расходами по текущему подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря:

В тысячах тенге	**2006**	2005
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерскому доходу	**127.389.774**	94.270.375
Налоговый эффект постоянных разниц		
Налог на сверхприбыль	**28.467.418**	39.333.787
Налог у источника выплаты по дивидендам	**3.267.042**	10.887.574
Налоговый эффект расходов не относимых на вычеты или доходов не подлежащих обложению в целях налогообложения	**15.189.166**	10.655.762
Изменение в резерве оценки	**4.633.529**	351.888
Расходы по подоходному налогу	**178.946.929**	155.499.386

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

26. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Сальдо отсроченного налога, рассчитанного посредством применения установленных законом ставок налога, действующих на даты составления соответствующих бухгалтерских балансов, к временным разницам между основой для расчета активов и обязательств и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчетности, включают следующее на 31 декабря:

В тысячах тенге	2006 Корпоративный подоходный налог	2006 Налог на сверхприбыль	2006 Налог у источника	2005 Корпоративный подоходный налог	2005 Налог на сверхприбыль	2005 Налог у источника
Активы по отсроченному налогу						
Основные средства	13.771.396	109.855	–	11.062.498	91.499	–
Перенесенные налоговые убытки	5.958.120	–	–	1.579.847	–	–
Начисленные обязательства в отношении работников	1.360.757	653.012	–	2.851.943	1.895.223	–
Обесценение финансовых активов	2.371.355	286.151	–	1.841.382	409.397	–
Производные финансовые инструменты	–	–	–	1.464.046	–	–
Обязательство за загрязнение окружающей среды	685.666	378.040	–	584.987	409.491	–
Прочие	6.594.748	1.931.950	–	4.638.786	2.092.696	–
Минус: резерв оценки	(14.479.290)	(109.855)	–	(9.864.117)	(91.499)	–
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(14.246.098)	(2.828.211)	–	(10.738.220)	(4.642.136)	–
Активы по отсроченному налогу	**2.016.654**	**420.942**	**–**	**3.421.152**	**164.671**	**–**
Обязательства по отсроченному налогу						
Основные средства	97.438.265	7.359.842	–	55.392.668	11.609.677	–
Нераспределенная прибыль дочерних компаний	–	–	3.133.215	–	–	12.756.106
Прочее	3.487.951	–	–	408.726	–	–
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(14.246.098)	(2.828.211)	–	(10.738.220)	(4.642.136)	–
Обязательства по отсроченному налогу	**86.680.118**	**4.531.631**	**3.133.215**	**45.063.174**	**6.967.541**	**12.756.106**
				–		
Обязательства по отсроченному налогу, нетто	**84.663.464**	**4.110.689**	**3.133.215**	**41.642.022**	**6.802.870**	**12.756.106**

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 которой актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

26. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Изменения в обязательствах по отсроченному налогу представлены следующим образом:

В тысячах тенге	2006 Корпоративный подоходный налог	2006 Налог на сверхприбыль	2006 Налог у источника	2005 Корпоративный подоходный налог	2005 Налог на сверхприбыль	2005 Налог у источника
Сальдо на 1 января	**41.642.022**	**6.802.870**	**12.756.106**	**41.168.786**	**15.403.855**	**12.208.669**
Пересчет валюты отчетности	(352.395)	–	22.451	568.042	–	–
Отражено в капитале	1.044.338	–	–	–	–	–
Приобретение компании	33.588.342	–	–	–	–	–
Отражено в отчете о доходах и расходах	8.741.157	(2.692.181)	(9.645.342)	(94.806)	(8.600.985)	547.437
Сальдо на 31 декабря	**84.663.464**	**4.110.689**	**3.133.215**	**41.642.022**	**6.802.870**	**12.756.106**

27. СУЩЕСТВЕННЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

В 2006 году сумма задолженности в 17.503.720 тысяч тенге (2005: 13.676.456 тысяч тенге) по условиям соглашения о предэкспортном финансировании была погашена сырой нефтью.

На дату первичного размещения акций (IPO) (Примечание 15) Группа обменяла 9.247.946 простых акций РД КМГ на облигации с преимущественным правом требования на сумму 800 миллионов долларов США, плюс накопленное вознаграждение. Облигации РД КМГ были размещены 10 июля 2006 года.

28. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

Связанные стороны включают в себя высшее руководство Группы, организации, в которых высшему руководству Группы прямо или косвенно принадлежит существенная доля голосов, организации группы «Самрук», а также прочие предприятия, контролируемые Правительством. 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 2006 и 2005 годах и соответствующие сальдо по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 годов:

В тысячах тенге		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Задолженность связанных сторон	Задолженность связанным сторонам
Компании, входящие в «Самрук»	**2006**	**226.203**	**9.484.166**	**311.147**	**194.556**
	2005	65.176	5.527.949	223.089	115.589
Прочие государственные предприятия	**2006**	**2.144.655**	**5.296.059**	**109.683**	**16.855**
	2005	2.104.479	4.387.090	89.222	223.610
Ассоциированные компании	**2006**	**22.696**	**19.039.590**	**2.006.600**	**76.200**
	2005	44.860	19.165.694	548.537	46.696
Совместные предприятия, в которых Компания является участником	**2006**	**7.050.655**	**3.398.306**	**1.405.088**	**1.662.300**
	2005	2.723.238	717.044	1.602.441	576.338

Операции с компаниями, входящими в состав «Самрук», и прочими государственными предприятиями представлены в основном операциями Группы с АО «Казахстан Темир Жолы», АО «Казахтелеком», АО «Казатомпром», АО «КЕГОК», АО «Казпочта» и прочими предприятиями.

По состоянию на 31 декабря 2006 года Группа имела деньги на текущих счетах и депозиты, размещенные в АО «Народный Сберегательный Банк Казахстана», на общую сумму 112.715.263 тысяч тенге (Примечания 7, 13 и 14) и имела непогашенные займы на общую сумму в 3.122.024 тысяч тенге (Примечание 16). Финансовые доходы по депозитам и финансовые расходы по займам за 2006 год составили 2.361.731 и 322.985 тысяч тенге, соответственно (Примечания 23 и 24). АО «Народный Сберегательный Банк Казахстана» контролируется членом ключевого персонала Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

28. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Общая сумма вознаграждений, выплаченных ключевому управленческому персоналу, включенных в общие и административные расходы в прилагаемом отчете о доходах и расходах, составляет 2.370.820 тысяч тенге и 1.044.999 тысяч тенге за 2006 и 2005 годы, соответственно. Вознаграждения, выплаченные ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премиями, основанными на операционных результатах.

29. ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Валютный риск

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

Руководство полагает, что валютный риск регулярно контролируется, и руководство следит за изменениями валютных курсов и их влиянием на операционную деятельность Группы.

Риск, связанный со ставками вознаграждения

Риск, связанный со ставками вознаграждения, представляет собой риск колебания стоимости финансового инструмента в результате изменения ставок вознаграждения на рынке. Группа ограничивает риск, связанный со ставками вознаграждения посредством осуществления контроля изменений ставок вознаграждения по валютам, в которых выражены ее собственные и заемные средства, а также ее инвестиции.

Риски конъюнктуры рынка

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 отдельным колебаниям рынка. Группа управляет рисками конъюнктуры рынка путем периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть в результате неблагоприятных изменений конъюнктуры, а также путем установления соответствующих требований к рентабельности и залоговому обеспечению.

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые потенциально подвергают Группу влиянию кредитного риска, преимущественно представляют собой дебиторскую задолженность. Несмотря на то, что Группа может понести убытки в размере полной стоимости указанных инструментов в случае невыполнения ее контрагентами своих обязательств, она не считает, что вероятность таких убытков существует. Группа не требует предоставления обеспечения по финансовым инструментам, подверженным влиянию кредитного риска.

Степень концентрации кредитного риска, связанного с дебиторской задолженностью, ограничена благодаря имеющемуся у Группы большому количеству заказчиков и обеспеченными аккредитивами в большинстве продаж. Группа размещает свои денежные средства в финансовых учреждениях, имеющих высокий уровень кредитоспособности.

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 рыночной.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

29. ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ (продолжение)

Риск денежных потоков

Риск денежных потоков заключается в возможных колебаниях объема будущих денежных потоков, связанных с денежным финансовым инструментом.

Требования к денежным потокам регулярно контролируются, и руководство следит за наличием средств в объеме, достаточном для выполнения обязательство по мере их возникновения. Руководство Группы полагает, что любые возможные колебания объема будущих денежных потоков, связанных с денежным финансовым инструментом, не окажет существенного влияния на деятельность Группы.

Справедливая стоимость

Справедливая стоимость финансовых инструментов, включающих в себя денежные средства, дебиторскую и кредиторскую задолженность и обязательства по долговым ценным бумагам, считается равной их балансовой стоимости. По дебиторской задолженности создаются соответствующие резервы.

Риск, связанный с ценами на сырьевые товары

На 31 декабря 2006 и 2005 годов Группа не имела каких-либо неурегулированных соглашений по хеджированию.

30. ДОЛЕВОЕ УЧАСТИЕ В СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ (консолидированные результаты)

На 31 декабря у Группы имелись доли участия в совместных предприятиях, список которых приведен в Примечании 31.

Доля Группы в совместно контролируемых активах, обязательствах, понесенных расходах и полученных доходах, имевших место в совместных предприятиях, включена в консолидированные бухгалтерские балансы и в отчеты о доходах и расходах до исключения внутрихозяйственных операций и сальдо по таким операциям, как показано ниже:

В тысячах тенге	2006	2005
Активы		
Деньги и их эквиваленты	**71.766.171**	39.818.760
Торговая дебиторская задолженность	**17.391.599**	9.865.305
Товарно-материальные запасы	**6.827.482**	10.172.874
Прочие текущие активы	**36.577.188**	13.767.868
Основные средства и нематериальные активы	**505.925.339**	425.443.583
Прочие долгосрочные активы	**20.898.902**	20.236.685
Итого активы	**659.386.681**	519.305.075
Обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	**27.701.180**	40.606.402
Прочая кредиторская задолженность и начисления	**102.374.947**	12.090.000
Долгосрочные займы	**176.585.817**	313.389.464
Капитал участников	**352.724.737**	153.219.209
Итого обязательств и капитала участников	**659.386.681**	519.305.075
Доходы	**297.122.451**	215.487.615
Расходы	**(185.781.158)**	(123.737.620)
Чистое поступление денег от операционной деятельности	**122.870.897**	113.209.375
Чистые деньги, использованные в инвестиционной деятельности	**(48.712.767)**	(61.673.960)
Чистые деньги, использованные в финансовой деятельности	**(16.391.318)**	(12.272.810)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. КОНСОЛИДАЦИЯ

Следующие существенные дочерние и совместно-контролируемые организации были включены в данную консолидированную финансовую отчетность:

	Доля владения	
Существенные организации	**2006**	2005
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и дочерние предприятия	**56,77%**	89,32%
АО «КазТрансГаз» и дочерние предприятия	**100,00%**	100,00%
АО «КазТрансОйл» и дочерние предприятия	**100,00%**	100,00%
АО «Торговый Дом «КазМунайГаз» и дочерние предприятия	**100,00%**	100,00%
АО «КазМунайТениз» и дочерние предприятия	**100,00%**	100,00%
«KazMunaiGaz Finance B.V.» и дочерние предприятия	**100,00%**	100,00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние предприятия	**100,00%**	100,00%
ЧКОО «KMG Kashagan B.V.»	**100,00%**	100,00%
ТОО «Жамбай»	**100,00%**	100,00%
ТОО «Тениз Сервис»	**100,00%**	100,00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние предприятия	**95,10%**	–
ТОО «КазРосГаз»	**50,00%**	50,00%
ТОО СП «Тенгизшевройл» и дочерние предприятия	**20,00%**	20,00%
ТОО «Казахтуркмунай»	**51,00%**	51,00%
ТОО «Казахойл-Актобе»	**50,00%**	50,00%
АО «Казмортрансфлот»	**50,00%**	50,00%
ТОО «СП Казгермунай»	**50,00%**	–
ТОО «Каспийская нефтегазовая компания»	**50,00%**	50,00%

В 2006 году Группа приобрела 100% долю владения в АО «Алматыгаз» и зарегистрировала 100% дочернюю организацию АО «КазТрансГаз Тбилиси», которые были включены в консолидированную финансовую отчетность Группы по состоянию на 31 декабря 2006 года.

4 октября 2006 года, РД КМГ разместила свои простые акции и ГДР на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах, соответственно.

В 2006 году Группа приобрела 50% долю участия в ТОО «СП Казгермунай» и 33% долю участия в ПетроКазахстан Инк., которые, по состоянию на 31 декабря 2006 года, были учтены как инвестиции в совместно контролируемое предприятие и ассоциированную компанию, соответственно.

32. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Судебные процессы

В течение года Группа была вовлечена в ряд судебных разбирательств (как в качестве истца, так и ответчика), возникающих в ходе осуществления обычной деятельности. По мнению руководства, не существует текущих судебных разбирательств или неразрешенных исков, которые могли бы оказать существенное влияние на результаты деятельности или финансовое положение Группы, и которые не были бы начислены или раскрыты в данной консолидированной финансовой отчетности.

Условные обязательства

Группа вовлечена в различные судебные разбирательства, связанные с деятельностью Группы, такие как иски в отношении порчи имущества и претензии сотрудников. Группа считает, что результат этих претензий, по отдельности или в целом, не будет иметь значительного отрицательного влияния на финансовое положение Группы или на результаты ее финансово-хозяйственной деятельности.

Группа оценивает степень вероятности возникновения существенных обязательств с учетом конкретных обстоятельств и отражает соответствующий резерв в своей консолидированной финансовой отчетности только в тех случаях, когда существует вероятность того, что события, ведущие к возникновению обязательства, фактически будут иметь место, а сумма соответствующего обязательства может быть обоснованно определена. В данной консолидированной финансовой отчетности не было отражено никаких резервов ни по одному из вышеупомянутых потенциальных обязательств.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Казахстанское правительство обязывает нефтедобывающие компании поставлять часть добытой сырой нефти на внутренний рынок. Так как цена по таким дополнительным поставкам сырой нефти согласовывается с материнской компанией, она может быть значительно ниже международных цен и может даже устанавливаться на уровне себестоимости добычи. В случае, если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем поставляемой 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 значительно и негативно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

Экологические обязательства

Законодательство по защите окружающей среды в Казахстане находится в процессе развития и поэтому подвержено постоянным изменениям. Штрафы за нарушение законодательства Республики Казахстан в области охраны окружающей среды могут быть весьма суровы. По состоянию на конец 2005 года Группа начислила 11,4 миллиардов тенге за превышение разрешенных норм по загрязнению месторождений. Начисление штрафа Правительством было обусловлено поздним согласованием плана по восстановлению в соответствии с Меморандумом о взаимопонимании, подписанным в середине 2005 года. До тех пор пока условия Меморандума о взаимопонимании не будут изменены, в соответствии со сроками, отраженными в данном меморандуме, существует вероятность начисления дополнительных штрафов. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате более строгой интерпретации существующих положений, гражданских исков или изменений в законодательстве не могут быть достоверно оценены. 7 июля 2006 года Специализированный Межрайонный Экономический Суд («МЭС») города Астана вынес решение в пользу Группы и полностью отказал в удовлетворении иска. 20 июля 2006 года Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды обжаловало решение МЭСа в вышестоящем органе, который был рассмотрен коллегией по гражданским делам суда города Астана 9 августа 2006 года. Коллегия подтвердила решение МЭС, таким образом, решение от 7 июля 2006 года вступило в силу. После решения от 9 августа 2006 года Генеральная прокуратура выразила протест в порядке надзора в отношении вынесения судебного решения в пользу Группы по иску об уплате штрафа за нанесение ущерба окружающей среде. 16 ноября 2006 года Надзорный совет Суда г. Астана отклонил этот протест и оставил ранее вынесенное в пользу Группы судебное решение в силе. Мангистауское областное территориальное управление охраны окружающей среды имеет право обжаловать решение в Верховном суде в целом в срок до 9 августа 2007 года.

Основываясь на благоприятном решении МЭС и апелляционного суда, руководство Группы приняло решение о сторнировании ранее начисленных расходов по штрафу 11,4 миллиарда тенге в 2006 году. Несмотря на сложившуюся ситуацию, не существует уверенности, что не будут начислены дополнительные штрафы и пени. Потенциальные обязательства могут возникнуть на основе более строгого толкования существующих положений, гражданского законодательства или изменения в законодательстве не могут быть достоверно оценены. Кроме условных обязательств, описанных здесь, и обязательств, раскрытых в Примечании 17, в соответствии с действующим законодательством, руководство считает, что не существует вероятных либо возможных экологических обязательств, которые могут существенно и негативно повлиять на финансовое положение Группы, отчет о доходах и расходах и отчет о движении денег.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2006 года. Руководство считает, что на 31 декабря 2006 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 финансовой отчетности (Примечание 4 и 17).

Обязательства в совместных предприятиях

Отдельные совместные предприятия в составе Группы (ТШО, ТОО «Казхтуркмунай», СКП и ТОО «Казахойл Актобе») имеют обязательства по условиям лицензионных соглашений, заключенных ими с Республикой Казахстан. В соответствии с этими соглашениями, иностранные партнеры обязаны осуществлять определенные инвестиции в соответствии с оговоренными графиками. Так как обязательства по таким инвестициям возложены на иностранных партнеров, они не учтены в настоящей отчетности в качестве договорных обязательств КазМунайГаз.

Лицензии и контракты на недропользование

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. Совокупные обязательства по этим контрактам, а также дополнительные конструктивные обязательства ограничены 1% затрат на разработку в год.

Лицензии и контракты на нефтяные месторождения АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

Годы	Капитальные расходы	Операционные расходы
2007	24.362.706	4.510.761
2008	1.471.190	4.240.886
2009	858.000	3.875.761
2010	841.000	3.875.126
2011	841.000	3.875.126
2012-2021	–	30.377.170
Всего	**28.373.896**	**50.754.830**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства по поставке сырой нефти

По условиям соглашения о предэкспортном финансировании, от Группы требуется осуществлять ежемесячные поставки 150.000 тонн сырой нефти в пользу заимодателя в срок до сентября 2009 по справедливой стоимости, определяемой на дату поставки. У Группы также есть обязательства по поставке нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок в соответствии с указаниями Правительства.

Инвестиционные и прочие обязательства АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА») по Договору с Правительством

Группа управляет сетью магистральных газопроводов в Республике Казахстан в соответствии с Договором (далее «Договор»), подписанным между Группой и Правительством. Группа приобрела свою долю в Договоре от предшествующего оператора в 2000 году. В соответствие с Договором Группа обязана управлять и обслуживать сеть магистральных газопроводов до 14 июня 2017 года, с возможных продлением срока еще на 10 лет, после чего они должны быть переданы Правительству.

По условиям Договора Группа имеет обязательство ежегодно инвестировать 30 миллионов долларов США (3.810.000 тысяч тенге, по обменному курсу 127 тенге за 1 доллар США на 31 декабря 2006 года) на улучшение и ремонт переданных газотранспортных активов и на инвестиции в новые газотранспортные активы. В соответствии с положениями Договора, на момент истечения Договора Группа получит компенсацию в размере остаточной стоимости указанных выше инвестиций. На 31 декабря 2006 года у Группы имелись контрактные обязательства, относящиеся к этому инвестиционному обязательству на сумму примерно в 3.186.774 тысячи тенге (в 2005 году: 2.165.644 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 продолжающиеся условия контрактов по транспортировке газа с иностранными клиентами останутся такими же благоприятными, какими они были для государственных компаний, которые передали газотранспортное оборудование Группе. Если тарифы на транспортировку газа и неуплаты со стороны клиентов сделают неосуществимым проведение улучшений и инвестиций, Группа имеет право обратиться в Правительство Республики Казахстан для рассмотрения корректировки внутреннего тарифа или корректировки уровня ее обязательств.

23 декабря 2005 Группа и АО «КазСтройСервис» подписали контракт на строительство новых участков обводной линии на трубопроводе САЦ-4, общей сумой 64.709.400 тысяч тенге включая НДС. Работы по контракту включают рабочее проектирование и строительство. Согласно контракту работы должны быть завершены до 23 декабря 2007. На 31 декабря 2006 года невыполненный объем работ составляет 22.825.738 тысяч тенге (в 2005 году: 64.385.618 тысяч тенге). В сентябре 2006 года Группа заключила новый контракт с АО «КазСтройСервис» на проведение дополнительных работ, относящихся к новой обводной линии на трубопроводе САЦ-4 на общую сумму 10.990.600 тысяч тенге. На 31 декабря 2006 года сумма непогашенных обязательств по этому новому контракту составляет 10.990.600 тысяч тенге.

8 января 2004 Группа и «MAN Ferrostaal Industrieanlagen GmbH» подписали Генеральный контракт на проектирование, поставку оборудования и строительство компрессорной станции «Опорная» газопровода САЦ. 14 декабря 2004 все права и обязанности по Генеральному контракту были переданы MAN TURBO AG (Германия). Общая сумма Генерального контракта составляет 84.080.178 евро. Генеральный контракт включает работы по Проекту 1 и работы по Проекту 2. Стоимость работ по Проекту 1 составляет сумму в долларах США, эквивалентную 48.315.178 Евро, а стоимость работ по Проекту 2 составляет сумму в долларах США, эквивалентную 35.765.000 Евро. На 31 декабря 2006 Группа сделала предоплату в размере 57% от общей стоимости Генерального контракта (в 2005 году: 15%). Невыполненный объем работ по Генеральному контракту составляет 35.953.554 евро на 31 декабря 2006 года (в 2005 году: 71.468.152 евро).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Инвестиционные и прочие обязательства АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА») по Договору с Правительством (продолжение)

С 17 июля 1997 года Группа обязана выплачивать роялти Правительству Республики Казахстан в размере, примерно, 2% от объема газа, транспортированного по Западной системе. Однако в соответствии с Договором, этот платеж подлежит оплате по Западной системе только после издания постановления Правительством Республики Казахстан или приказа Министерством финансов Республики Казахстан, уведомляющего клиентов Западной системы об их обязательстве оплатить роялти Группе. На 31 декабря 2006 года такое постановление не было опубликовано. Вследствие неопределенности, связанной с реализацией условий выплаты роялти, Группа в настоящее время не начисляет роялти своим клиентам.

Кроме того, Группа не получила никакого указания от правительственных органов Республики Казахстан в отношении того, что роялти уже должно было быть начислено, или будет начислено, также как и разъяснений в отношении того, имеются ли у Группы обязательства в отношении каких-либо сумм роялти за прошедшие периоды. Руководство работает над разъяснением данного вопроса с Правительством Республики Казахстан и считает, что Группе или его клиентам не будут вменены никакие обязательства по выплате роялти за прошедшие периоды или в будущем.

Группа обязана, при соблюдении определенных условий, которые включают возмещение тарифа, разработать и построить кыргызский обвод по стоимости, которая была определена в Договоре в размере, примерно, 90–100 миллионов долларов США. Данный актив будет передан в собственность Республики Казахстан либо по окончании срока Договора, либо через 20 лет после завершения, за один доллар США. Строительство этого обвода еще не началось.

Руководство считает, что оно предприняло все необходимые шаги для выполнения обязательств Группы в этом вопросе, в том числе рассматривает вопрос о принятии в управление участка газопровода, принадлежащего Республики Кыргызстан. Однако новые внутренние тарифы, которые по условиям Договора являются непременным условием начала строительства кыргызского обвода, еще не опубликованы по состоянию на 31 декабря 2006 года.

В течение 2006 года Правительство Республики Казахстан осуществило проверку выполнения Группой своих обязательств по Договору, включая выполнение инвестиционных обязательств по состоянию на 31 декабря 2005 года. Проверка выполнения обязательств по Договору за 2006 год будет проведена в 2007 году. Руководство считает, что на 31 декабря 2006 года Группа выполняет инвестиционные требования.

До 31 декабря 2005 года Группа платила Правительству 10% от своей чистой прибыли по Договору. 31 марта 2006 года Республика Казахстан в лице Министерства финансов и Группа подписали соглашение о внесение поправок («Поправки») к Договору, которые привели к следующему:

- В течение периода с 1 января 2006 года по 31 декабря 2007 года Группа должна выплачивать Правительству фиксированную сумму в размере 1.085.797 тысяч тенге в год, данная сумма включена в себестоимость реализации;
- В течение периода с 1 января 2008 года по 31 декабря 2012 года и в течение 5 летнего дополнительного периода, годовые платежи должны согласовываться на начало каждого периода, в случае если они не согласованы, Группа должна платить 2.082.287 тысяч тенге в год.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Возможность отнесения убытков от хеджирования на вычеты по ТОО «Казахойл Актобе»

ТОО «Казахойл Актобе» заключила два контракта по производным финансовым инструментам касательно бесплатного фиксирования минимума и максимума плавающей ставки от 21 августа 2003 года, как требование получения займа от «БНП Парибас» для хеджирования риска изменения цен на нефть. В течение 2006 года «Казахойл Актобе» выплатила 89.181 тысяч долларов США (в 2005 году: 75.199 тысяч долларов США) в качестве расходов по хеджированию и отнесла их на вычет для целей исчисления корпоративного подоходного налога. Руководство «Казахойл Актобе» считает, что данные контракты относятся к основной деятельности и могут быть отнесены на вычеты в налоговых целях, однако законодательство в отношении производных контрактов не дает четкого ответа на такой вопрос, и налоговые органы могут потребовать отмены отнесения этих расходов на вычеты в целях исчисления корпоративного подоходного налога.

Если бы расходы по хеджированию были бы аннулированы, «Казахойл Актобе» могли бы начислить дополнительный подоходный налог, налог на сверхприбыль и штрафы и пени на сумму до 224.356 тысяч долларов США.

33. ПОСЛЕДУЮШИЕ СОБЫТИЯ

6 ноября 2006 года Компания подписала соглашение о покупке 50% акций компании Naftrans Capital Partners Limited (далее «NCPL»). NCPL является холдинговой компанией, владеющей 100% акций Batumi Terminal Limited, деятельностью которой является эксплуатация нефтеналивного терминала в порту г. Батуми, Грузия. Сумма сделки составила 64.000 тысячи долларов США, что равняется справедливой стоимости приобретенных активов. Данным соглашением предусмотрено выполнение сторонами определенных предварительных условий до передачи собственности и контроля Группе. Предварительные условия не были выполнены по состоянию на 31 декабря 2006 года, соответственно финансовая отчетность компании NCPL не была включена в консолидированную финансовую отчетность Группы за 2006 год. Финансовая отчетность компании NCPL будет включена в консолидированную финансовую отчетность Группы за 2007 год как совместно-контролируемое предприятие по методу пропорциональной консолидации.