АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»

Консолидированная финансовая отчетность

За год, закончившийся 31 декабря 2008 года с отчетом независимых аудиторов

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Отчет независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный бухгалтерский баланс ---------- 1-2
Консолидированный отчет о прибылях и убытках ---------- 3
Консолидированный отчет о движении денежных средств ---------- 4-5
Консолидированный отчет об изменениях в капитале ---------- 6-7
Примечания к консолидированной финансовой отчетности ---------- 8-68

Ernst & Young LLP
Esentai Tower
Al-Farabi Ave., 77/7
Almaty, 050060, Kazakhstan
Tel: +7 (727) 258 5960
Fax: +7 (727) 258 5961
www.ey.com/kazakhstan

ТОО «Эрнст энд Янг»
Республика Казахстан
050060, Алматы
пр. Аль-Фараби, 77/7
Здание «Есентай Тауэр»
Тел.: +7 (727) 258 5960
Факс: +7 (727) 258 5961

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Акционеру АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее по тексту – «Группа»), которая включает консолидированный бухгалтерский баланс по состоянию на 31 декабря 2008 года, консолидированный отчет о прибылях и убытках, консолидированный отчет об изменениях в капитале и консолидированный отчет о движении денежных средств за год, 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 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 отсутствии существенного искажения прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

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 предприятием 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.

Ernst & Young

Заключение

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

Ernst & Young LLP

Гульмира Турмагамбетова
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№ 0000374 от 21 февраля 1998 года

Евгений Жемалетдинов
Генеральный Директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельностью на территории Республики Казахстан серии МФЮ-2 № 0000003, выданная Министерством финансов Республики Казахстан 15июля 2005 года

27 марта 2009 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС

В тысячах тенге

	Прим.	На 31 декабря 2008	2007 Пересчитано*
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	7	**2.730.407.761**	2.135.458.891
Нематериальные активы	8	**76.794.956**	78.059.381
Долгосрочные банковские вклады	9	**30.058.832**	34.175.534
Инвестиции в ассоциированные компании	10	**127.020.703**	156.645.369
Активы по отсроченному подоходному налогу	31	**6.412.580**	6.538.525
Предоплата по роялти и НДС к возмещению	11	**14.240.493**	11.411.167
Авансы за долгосрочные активы	12	**39.448.950**	11.433.286
Вексель к получению от участника совместного предприятия	20	**9.431.009**	9.239.114
Прочие долгосрочные активы		**8.545.861**	5.843.995
		3.042.361.145	2.448.805.262
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	13	**119.081.894**	112.435.727
НДС к возмещению		**56.095.032**	46.598.909
Предоплата по подоходному налогу	31	**15.911.866**	11.346.708
Торговая дебиторская задолженность	14	**128.564.308**	220.780.376
Краткосрочные финансовые активы	15	**565.331.625**	451.058.616
Прочие текущие активы	14	**85.630.150**	79.167.770
Денежные средства и их эквиваленты	16	**567.565.323**	386.878.700
		1.538.180.198	1.308.266.806
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	6	**902.024**	20.832.902
		1.539.082.222	1.329.099.708
ИТОГО АКТИВОВ		**4.581.443.367**	3.777.904.970

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

В тысячах тенге		На 31 декабря	
	Прим.	2008	2007 Пересчитано*
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал			
Уставный капитал	17	**158.049.442**	158.049.442
Дополнительный оплаченный капитал	17	**13.017.827**	13.017.827
Прочий капитал		**1.385.035**	1.465.300
Резерв от пересчета валюты отчетности	17	**(27.766.729)**	(30.756.757)
Нераспределенная прибыль		**1.456.450.564**	1.196.375.192
Относящийся к акционеру материнской компании		**1.601.136.139**	1.338.151.004
Доля меньшинства	17	**421.965.722**	353.346.501
Итого капитала		**2.023.101.861**	1.691.497.505
Долгосрочные обязательства			
Займы	18	**1.268.745.936**	520.007.729
К уплате за приобретение дополнительной доли в проекте	19	**239.500.799**	–
Заем к уплате участнику совместного предприятия	20	**89.054.612**	96.083.536
Резервы	21	**75.308.046**	69.654.023
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	31	**154.917.443**	254.454.131
Прочие долгосрочные обязательства		**22.993.011**	18.819.963
		1.850.519.847	959.019.382
Текущие обязательства			
Займы	18	**215.684.611**	694.689.890
Резервы	21	**41.343.425**	37.794.690
Подоходный налог к уплате	31	**66.692.494**	73.536.643
Торговая кредиторская задолженность	22	**187.573.410**	155.335.884
Прочие налоги к уплате	23	**57.278.570**	49.249.423
К уплате участнику совместного предприятия	20	**74.397.258**	13.043.435
Обязательство по опциону пут	5	**14.895.525**	34.387.421
Производные финансовые инструменты		**105.791**	1.337.564
Прочие текущие обязательства	22	**49.850.575**	57.631.838
		707.821.659	1.117.006.788
Обязательства, непосредственно связанные с активами, классифицированными как предназначенные для продажи	6	–	10.381.295
Итого обязательств		**2.558.341.506**	2.086.407.465
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		**4.581.443.367**	3.777.904.970

**Некоторые цифры, приведённые здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчётности за 2007 год и отражают внесённые корректировки, детализированные в Примечаниях 3 и 5.*

Учетная политика и примечания на страницах 8 – 68 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Управляющий директор по экономике и финансам

Сыргабекова А.Н.

Главный бухгалтер

Валентинова Н.С.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ

В тысячах тенге		За годы, закончившиеся 31 декабря	
	Прим.	**2008**	2007 Пересчитано*
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	24	**2.537.390.600**	1.413.357.773
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	25	**(1.385.984.749)**	(637.504.276)
Валовая прибыль		**1.151.405.851**	775.853.497
Общие и административные расходы	26	**(189.525.412)**	(107.327.496)
Расходы по транспортировке и реализации	27	**(215.929.607)**	(91.772.724)
Обесценение гудвила	8	**(23.553.133)**	–
(Обесценение) / сторнирование обесценения основных средств	7	**(8.821.357)**	609.084
Списание разведочно-эксплуатационных сухих скважин	7	**(3.494.522)**	(415.057)
Убыток от выбытия основных средств, нетто		**(1.220.830)**	(2.840.448)
Доход от выбытия дочерних организаций		**2.839.531**	4.964.182
Прочий операционный доход		**11.090.672**	10.207.638
Прочий операционный убыток		**(7.325.723)**	(8.924.823)
Прибыль от операционной деятельности		**715.465.470**	580.353.853
(Отрицательная) / положительная курсовая разница, нетто		**(14.741.532)**	7.427.645
Финансовый доход	28	**103.051.321**	42.894.273
Финансовые затраты	29	**(186.577.960)**	(65.031.416)
Доля в доходах ассоциированных компаний	30	**22.374.758**	58.949.348
Прибыль до учета подоходного налога		**639.572.057**	624.593.703
Расходы по подоходному налогу	31	**(254.061.820)**	(271.078.881)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности		**385.510.237**	353.514.822
Прекращённая деятельность			
Убыток после учёта корпоративного подоходного налога за год от прекращенной деятельности	6	**–**	(3.279.404)
Чистая прибыль за год		**385.510.237**	350.235.418
Приходящаяся на:			
Акционера материнской компании		**292.680.281**	282.922.339
Долю меньшинства		**92.829.956**	67.313.079
		385.510.237	350.235.418

**Некоторые цифры, приведённые здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчётности за 2007 год и отражают внесённые корректировки, детализированные в Примечаниях 3 и 5.*

Учетная политика и примечания на страницах 8 – 68 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Управляющий директор по экономике и финансам

Сыргабекова А.Н.

Главный бухгалтер

Валентинова Н.С.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В тысячах тенге		За годы, закончившиеся 31 декабря	
	Прим.	**2008**	2007 Пересчитано*
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности		**639.572.057**	624.593.703
Убыток до учета корпоративного подоходного налога от прекращенной деятельности		**–**	(3.162.219)
Доход до учета подоходного налога		**639.572.057**	621.431.484
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизацию	25,26,27	**154.370.510**	103.654.381
Долю доходов в ассоциированных компаниях	30	**(22.374.758)**	(58.949.348)
Финансовые затраты	29	**186.577.960**	65.031.416
Финансовый доход	28	**(103.051.321)**	(42.894.273)
Обесценение / (сторнирование обесценения) основных средств	7	**8.821.357**	(609.084)
Обесценение гудвила	8	**23.553.133**	–
Списание разведочно-эксплуатационных сухих скважин	7	**3.494.522**	415.057
Резервы	21	**17.766.767**	5.436.747
Убыток от выбытия основных средств, нетто		**1.220.830**	2.840.448
Доход от выбытия дочерних организаций		**(2.839.531)**	(4.964.182)
Резервы по товарно-материальным запасам		**3.441.678**	3.930.305
Резервы по сомнительной задолженности	26	**15.267.703**	4.486.721
Нереализованную положительную курсовую разницу		**837.483**	(7.443.558)
Прибыль от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале		**926.658.390**	692.366.114
Изменение в товарно-материальных запасах		**(32.552.008)**	(16.949.479)
Изменение в предоплате по роялти и НДС к возмещению		**(11.228.437)**	65.729
Изменение в торговой дебиторской задолженности		**80.589.380**	(58.020.211)
Изменение в прочих текущих активах		**(5.924.908)**	(25.766.266)
Изменение в прочих налогах к уплате		**7.906.008**	29.529.056
Изменение в торговой кредиторской задолженности		**16.511.997**	13.863.741
Изменение в прочих текущих обязательствах		**(9.156.108)**	(39.641.647)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		**972.804.315**	595.447.037
Уплаченный подоходный налог		**(366.435.374)**	(216.331.699)
Проценты полученные		**78.242.473**	42.894.273
Проценты уплаченные		**(99.305.341)**	(62.771.411)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		**585.306.072**	359.238.200
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Размещение вкладов в банках, нетто		**(112.241.776)**	(211.063.064)
Приобретение дочерних организаций, за вычетом полученных денежных средств	5	**(37.903.770)**	(187.617.386)
Приобретение совместных предприятий, за вычетом полученных денежных средств		**–**	(32.565.266)
Денежные средства дочерних организаций, которые были переведены из активов, удерживаемых для продажи		**105.033**	–
Денежные средства дочерних организаций, которые находятся в процессе выбытия		**–**	(1.699.482)
Приобретение основных средств и нематериальных активов		**(541.323.037)**	(279.538.063)
Приобретение доли меньшинства		**(2.671.077)**	–
Выплаты, полученные от ассоциированных компаний		**48.116.000**	72.613.243
Исполнение выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях		**(249.480)**	–
Выкуп собственных акций дочерней организацией		**(521.318)**	–
Поступления денежных средств от продажи инвестиций		**3.811.702**	18.642.133
Поступления денежных средств от продажи основных средств		**25.995.590**	31.518.168
Чистое движение денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности		**(616.882.133)**	(589.709.717)

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В тысячах тенге		За годы, закончившиеся 31 декабря	
	Прим.	**2008**	2007 Пересчитано*
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Поступления по займам		**1.012.004.428**	723.884.524
Погашение займов		**(752.176.142)**	(305.532.121)
Взнос в дополнительный оплаченный капитал		**–**	3.036.366
Дивиденды выплаченные		**(46.558.818)**	(24.924.654)
Прочие распределения		**(2.288.590)**	–
Чистое поступление денежных средств от финансовой деятельности		**210.980.878**	396.464.115
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты		**1.281.806**	(9.098.228)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		**180.686.623**	156.894.370
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	16	**386.878.700**	229.984.330
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	16	**567.565.323**	386.878.700

Существенные неденежные операции раскрыты в Примечании 32.

**Некоторые цифры, приведённые здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчётности за 2007 год и отражают внесённые корректировки, детализированные в Примечаниях 3 и 5.*

Учетная политика и примечания на страницах 8 – 68 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Управляющий директор по экономике и финансам

Сыреабекова А.Н.

Главный бухгалтер

Валентинова Н.С.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

	Относящийся к акционеру Компании							
В тысячах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчета валюты отчетности	Нераспределенная прибыль	Итого	Доля меньшинства	Итого
Прим.	17	17		17			17	
На 31 декабря 2006 года	**158.049.442**	**9.572.244**	**92.249**	**(10.881.029)**	**922.982.924**	**1.079.815.830**	**222.299.751**	**1.302.115.581**
Пересчет иностранных валют	–	–	–	(20.605.582)	–	(20.605.582)	(126.551)	**(20.732.133)**
Чистый нереализованный убыток по инвестициям, имеющимся в наличии для продажи	–	–	(435.886)	–	–	(435.886)	–	**(435.886)**
Корректировка пересчёта, относящаяся к изменению функциональной валюты совместного предприятия	–	–	–	729.854	(729.854)	–	–	–
Общая сумма доходов и расходов за год, отраженная в составе капитала	–	–	(435.886)	(19.875.728)	(729.854)	(21.041.468)	(126.551)	**(21.168.019)**
Чистая прибыль за год	–	–	–	–	292.093.312	292.093.312	67.313.079	**359.406.391**
Пересчет сравнительной информации при завершении предварительного учета (Прим.5)	–	–	–	–	(9.170.973)	(9.170.973)	56.033.312	**46.862.339**
Общая сумма доходов и расходов за год	–	–	(435.886)	(19.875.728)	282.192.485	261.880.871	123.219.840	**385.100.711**
Дивиденды	–	–	–	–	(8.766.059)	(8.766.059)	(16.158.595)	**(24.924.654)**
Признание выплат на основе долевых инструментов	–	–	1.808.937	–	–	1.808.937	–	**1.808.937**
Взносы в уставный капитал	–	3.445.583	–	–	–	3.445.583	–	**3.445.583**
Доля меньшинства в приобретенных дочерних организациях и совместных предприятиях (Прим. 5)	–	–	–	–	–	–	24.043.531	**24.043.531**
Изменения в доле владения дочерних организаций	–	–	–	–	(34.158)	(34.158)	(58.026)	**(92.184)**
На 31 декабря 2007 года (Пересчитано)*	**158.049.442**	**13.017.827**	**1.465.300**	**(30.756.757)**	**1.196.375.192**	**1.338.151.004**	**353.346.501**	**1.691.497.505**

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

	Относящийся к акционеру Компании							
В тысячах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчета валюты отчетности	Нераспределенная прибыль	Итого	Доля меньшинства	Итого
На 31 декабря 2007 года (Пересчитано)*	**158.049.442**	**13.017.827**	**1.465.300**	**(30.756.757)**	**1.196.375.192**	**1.338.151.004**	**353.346.501**	**1.691.497.505**
Пересчет иностранных валют	–	–	–	2.990.028	–	2.990.028	92.864	**3.082.892**
Реализация инвестиций, имеющихся в наличии для продажи	–	–	435.886	–	–	435.886	–	**435.886**
Общая сумма доходов и расходов за год, отраженная в составе капитала	–	–	435.886	2.990.028	–	3.425.914	92.864	**3.518.778**
Чистая прибыль за год	–	–	–	–	292.680.281	292.680.281	92.829.956	**385.510.237**
Общая сумма доходов и расходов за год	–	–	435.886	2.990.028	292.680.281	296.106.195	92.922.820	**389.029.015**
Дивиденды	–	–	–	–	(29.209.331)	(29.209.331)	(17.349.487)	**(46.558.818)**
Признание выплат на основе долевых инструментов	–	–	1.314.775	–	–	1.314.775	–	**1.314.775**
Исполнение выплат на основе долевых инструментов	–	–	(1.830.926)	–	880.251	(950.675)	701.195	**(249.480)**
Выкуп собственных акций с рынка дочерней организацией	–	–	–	–	(521.318)	(521.318)	–	**(521.318)**
Прочие распределения дочерних организаций	–	–	–	–	(2.288.590)	(2.288.590)	–	**(2.288.590)**
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение доли меньшинства	–	–	–	–	(1.465.921)	(1.465.921)	(4.271.259)	**(5.737.180)**
Изменения в доле владения дочерних организаций – выбытие дочерней организации	–	–	–	–	–	–	(3.384.048)	**(3.384.048)**
На 31 декабря 2008 года	**158.049.442**	**13.017.827**	**1.385.035**	**(27.766.729)**	**1.456.450.564**	**1.601.136.139**	**421.965.722**	**2.023.101.861**

**Некоторые цифры, приведённые здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчётности за 2007 год и отражают внесённые корректировки, детализированные в Примечаниях 3 и 5.*

Учетная политика и примечания на страницах 8 – 68 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 2008 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

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

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

Компания имеет доли участия в 27 компаниях (в 2007 году: в 27 компаниях) (далее по тексту «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, город Астана, проспект Кабанбай Батыра, 22.

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

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

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была утверждена Управляющим директором по экономике и финансам и Главным бухгалтером Компании 27 марта 2009 года.

Политические и экономические условия

В Казахстане продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Стабильность Казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

Казахстанская экономика подвержена влиянию рыночных колебаний и снижения темпов экономического развития в мировой экономике. Продолжающийся мировой финансовый кризис привел к нестабильности на рынках капитала, существенному ухудшению ликвидности в банковском секторе и ужесточению условий кредитования внутри Казахстана. Несмотря на стабилизационные меры, предпринимаемые Правительством с целью обеспечения ликвидности и рефинансирования зарубежных займов Казахстанских банков и компаний, существует неопределенность относительно возможности доступа к источникам капитала, а также стоимости капитала для Группы и ее контрагентов, что может повлиять на финансовое положение, результаты операций и экономические перспективы Группы.

Руководство Группы считает, что оно предпринимает все необходимые меры по поддержанию экономической устойчивости Группы в данных условиях. Однако дальнейшее ухудшение ситуации в описанных выше областях может негативно повлиять на результаты и финансовое положение Группы. В настоящее время невозможно определить, каким именно может быть это влияние.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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 определенных критичных учетных оценок, а также требует от руководства применения суждений 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 Группы, раскрыты в Примечании 4.

Пересчет иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчетности каждого из предприятий Группы, включенные в данную консолидированную финансовую отчетность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность («функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчетность представлена в Казахстанских тенге («Тенге»).

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 консолидированном отчёте о прибылях и убытках.

Дочерние организации и совместные предприятия

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

- активы и обязательства по каждому из представленных бухгалтерских балансов пересчитываются по курсам закрытия на даты таких бухгалтерских балансов;
- доходы и расходы по каждому из отчетов о прибылях и убытках 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 2008 года составлял 120,79 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2008 года (в 2006 году: 120,30 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 27 марта 2009 года составлял 151,35 тенге за 1 доллар США (Примечание 39).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

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

Новые стандарты МСФО и интерпретации КИМСФО

Принятая учетная политика соответствует учетной политике, применявшейся в предыдущем отчетном году, за исключением следующего.

В течение отчетного года Группа приняла следующие новые и пересмотренные стандарты и интерпретации:

Интерпретация 11, «МСФО 2 – *Операции с акциями группы и казначейскими акциями»*. Интерпретация требует, чтобы договор, по которому сотруднику предоставляются права на долевые инструменты компании, учитывался как план, предусматривающий выплаты долевыми инструментами, даже в тех случаях, когда компания приобретает долевые инструменты у третьей стороны или необходимые инструменты предоставляются акционерами. Принятие данной Интерпретации не оказало влияния на финансовое положение и результаты деятельности Группы.

Интерпретация 14, «МСБУ 19 – *Выплаты работникам: влияние минимальных требований к финансированию на ограничение величины активов пенсионного плана»*. Интерпретация дает руководство в отношении того, как необходимо определять ограничение в отношении суммы излишка по пенсионному плану с установленными выплатами, который в соответствии с МСБУ 19 «Вознаграждения работникам» может признаваться в качестве актива. Так как у Группы нет плана с установленными выплатами, Интерпретация не оказала влияние на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

Интерпретация 12 – *«Концессионные договоры на оказание услуг»*. Данная интерпретация применяется в отношении концессионеров и объясняет, каким образом необходимо отражать обязательства и права, принятые и полученные в соответствии с концессионными договорами на оказание услуг. Группа не является концессионером, таким образом, данная интерпретация не оказала влияния на Группу.

Интерпретация 13 – *«Программы, направленные на поддержание лояльности клиентов»*. В соответствии с данной Интерпретацией бонусные единицы за лояльность клиентов должны учитываться как отдельный компонент торговой сделки, в результате которой они были предоставлены, и тем самым, часть справедливой стоимости полученного вознаграждения относится на бонусные единицы и откладывается на период, когда происходит использование бонусных единиц. Затем они признаются как доход в том периоде, в котором бонусные единицы погашены. Так как у Группы нет программ, направленных на поддержание лояльности клиентов, данная интерпретация не оказала влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

Интерпретация 16 «Хеджирование чистых инвестиций в зарубежную деятельность». Интерпретация 16 была опубликована в июле 2008 года и вступает в силу для отчетных периодов, начинающихся 1 октября 2008 года или после этой даты. Интерпретация должна применяться перспективно. Интерпретация 16 предоставляет руководство по учету хеджирования чистых инвестиций. По сути, она предоставляет руководство по определению валютных рисков, которые удовлетворяют учету хеджирования при хеджировании чистой инвестиции, а также руководство относительно того, где в рамках группы при хеджировании чистой инвестиции могут удерживаться инструменты хеджирования и каким образом компания должна определять величину относящихся к пересчету сумм в иностранной валюте доходов или расходов, связанных как с чистой инвестицией, так и с инструментом хеджирования, которые должны быть перенесены в отчет о прибылях и убытках при выбытии чистой инвестиции. Группа не хеджирует чистые инвестиции, таким образом, данная интерпретация не оказала влияния на Группу.

Принятие пересмотренных стандартов и интерпретаций не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы, за исключением пересмотренного МСБУ 23 «Затраты по займам», который был заблаговременно принят Группой в 2007 году, что оказало влияние на финансовые показатели и финансовое положение Группы, как раскрыто в Примечании 7.

Группа также заблаговременно приняла новый МСФО 8 «Операционные сегменты», что привело к модификации раскрытия по сегментной отчётности (Примечание 38). Принятие данного стандарта не оказало влияния на финансовые показатели и финансовое положение Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты МСФО и интерпретации КИМСФО (продолжение)

МСФО и Интерпретация КИМСФО, ещё не вступившие в силу

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

- МСФО 1 (исправленный) «Принятие международных стандартов финансовой отчетности впервые».
- МСФО 2 «Выплаты на основе долевых инструментов – наделение правами и аннулирование»;
- МСБУ 32 (дополненный) «Финансовые инструменты: представление».
- МСФО 3 (пересмотренный) «Объединение предприятий»;
- МСБУ 27 (пересмотренный) «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность»;
- МСБУ 1 (пересмотренный и исправленный) «Представление финансовой отчетности»;
- МСБУ 39 « Финансовые инструменты: признание и оценка»;
- Интерпретация 15 «Договоры на строительство объектов недвижимости».

Руководство ожидает, что принятие данных Стандартов и Интерпретаций в будущих периодах не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

В мае 2008 года Правление Комитета по Международным стандартам финансовой отчетности выпустило сборник дополнений и исправлений в стандарты с целью удаления противоречий и уточнения формулировок. Каждый стандарт содержит свои переходные положения. В 2008 году Группа приняла те дополнения и исправления в МСФО, которые оказывают влияние на ее деятельность.

Консолидация

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Компании и контролируемых ею дочерних организаций и совместных предприятий (Примечание 36).

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.

Дочерние организации

Дочерние организации, это все предприятия, в отношении которых у Группы есть полномочия на управление финансовой и операционной политикой, что, как правило, 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.

Доля меньшинства представляет собой часть прибыли или убытков и чистых активов, не принадлежащих Группе. Доля меньшинства представлена отдельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках, и отдельно от акционерного капитала материнской компании в составе капитала в консолидированном балансе.

Разница между балансовой стоимостью приобретаемой доли в чистых активах дочернего предприятия и стоимостью приобретения этой доли отражается как увеличение или уменьшение нераспределенной прибыли.

Выбытие доли меньшинства учитывается с использованием «метода предприятий», согласно которому Группа признает такие выбытия как сделки с акционерами, при этом доходы или убытки не признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках, также не осуществляются корректировки гудвила.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Консолидация (продолжение)

Доля в совместных предприятиях

Доля Группы в совместных 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, что, как правило, 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 гудвил, определенный при приобретении, за вычетом любых накопленных убытков от его обесценения.

Доля Группы в доходах и убытках ассоциированных компаний, возникших после приобретения, отражается в отчете о прибылях и убытках, а доля в изменениях резерва, произошедших после приобретения, отражается на счете по учету резервов. Накопленные изменения в капитале, произошедшие после приобретения, корректируют балансовую стоимость инвестиции. Когда доля Группы в убытках ассоциированной компании становится равной 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 Группы.

Внеоборотные активы, классифицированные как предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Консолидация (продолжение)

Объединение предприятий

Объединение предприятий и приобретение долей в совместных предприятиях учитывается по методу покупки. Стоимость приобретения оценивается как справедливая стоимость предоставленных активов, выпущенных долевых инструментов и взятых на себя либо понесенных обязательств на дату обмена плюс затраты, непосредственно связанные с приобретением. Приобретенные в ходе объединения бизнеса идентифицируемые активы, а также взятые на себя обязательства и условные обязательства первоначально оцениваются по справедливой стоимости на дату приобретения вне зависимости от размера доли меньшинства.

Гудвил первоначально оценивается по себестоимости, которая является превышением стоимости приобретения над долей Группы в справедливой стоимости чистых идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств на дату приобретения. Если стоимость приобретения меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней организации, разница признается непосредственно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

После первоначального признания, Группа оценивает гудвил, приобретенный при объединении предприятий, по стоимости за минусом любых накопленных убытков по обесценению. Для целей тестирования на предмет обесценения, гудвил, приобретенный в результате объединения предприятий, с момента приобретения, распределяется на единицы, генерирующие денежные потоки, которые, как ожидается, получат экономические выгоды от объединения, независимо от того относятся ли другие активы и обязательства приобретенного предприятия к этим единицам.

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем

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

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

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

Расходы по разведке и разработке нефти и природного газа

Затраты по приобретению лицензий и имущества

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Расходы по разведке и разработке нефти и природного газа (продолжение)

Затраты на разведку

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

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

Затраты на разработку

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

Основные средства

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

Первоначальная стоимость активов включает цену приобретения или строительства, любой род 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 другого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

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

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

Активы НПЗ	4-100 лет
Трубопроводы	10-25 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 пересматривается 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основные средства (продолжение)

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

Нематериальные активы

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

Нематериальные активы, за исключением гудвила, амортизируются прямолинейным методом в течении расчетного оставшегося срока полезной службы. Ожидаемый срок полезной службы активов пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет.

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.

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

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

Обесценение нефинансовых 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, 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.

На каждую отчетную дату производится оценка относительно того, имеются ли какие-либо показатели того, что резервы по обесценению признанные ранее, более не существуют или уменьшились. Если такие показатели существуют, то проводится оценка возмещаемой стоимости. 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 консолидированном отчете о прибылях и убытках.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов (продолжение)

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.

Ассоциированные компании

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по инвестициям Группы в ассоциированные компании. На каждую дату составления баланса Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированные компании. В случае наличия таких свидетельств Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании и ее балансовой стоимостью, и признает эту сумму в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации)

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

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

(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 консолидированном отчете о прибылях и убытках; и

(c) в случае, 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, оцененных по справедливой стоимости, через прибыль или убыток, инвестиций, удерживаемых до погашения, либо как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, исходя из их назначения. При первоначальном признании финансовые активы оцениваются по справедливой стоимости. В случае, если инвестиции не классифицируются как финансовые активы, оцененные по справедливой стоимости через прибыль или убыток, то при отражении в отчетности к их справедливой стоимости прибавляются непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Группа определяет классификацию своих финансовых активов при первоначальном признании и, если это разрешено и приемлемо, пересматривает установленную классификацию в конце каждого финансового года.

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

Инвестиции, удерживаемые до погашения

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как удерживаемые до погашения тогда, когда Группа твердо намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначальной оценки инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента.

Доходы и расходы, возникающие при прекращении признания или обесценении инвестиций, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках, а также через процесс амортизации.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

Торговая и прочая дебиторская задолженность – это непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами, которые не котируются на активном рынке. После первоначальной оценки торговая и прочая дебиторская задолженность учитывается по амортизированной стоимости с использованием эффективной ставки процента за вычетом резерва под обесценение.

Доходы и расходы, возникающие при прекращении признания или обесценении торговой и прочей дебиторской задолженности, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках, а также через процесс амортизации.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

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

Амортизированная стоимость финансовых инструментов

Амортизированная стоимость рассчитывается с использованием метода эффективной процентной ставки за вычетом резерва на обесценение и выплат или снижения основной суммы задолженности. В расчете учитываются любые надбавки или скидки при приобретении актива, а также затраты по сделке и другие выплаты, являющиеся неотъемлемой частью эффективной процентной ставки.

Справедливая стоимость

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение финансовых активов

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

Активы, учитываемые по амортизированной стоимости

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

Если в последующий период сумма убытка от обесценения уменьшается, и такое уменьшение может быть объективно связано с событием, произошедшим после того, как было признано обесценение, ранее признанный убыток от обесценения восстанавливается. Любое последующее восстановление убытка от обесценения признается в отчете о прибылях и убытках в таком объеме, чтобы балансовая стоимость актива не превышала амортизированную стоимость этого актива на дату восстановления. Любое последующее восстановление убытка от обесценения признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

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

Товарно-материальные запасы

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

Налог на добавленную стоимость (НДС)

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают в себя наличность в кассе, средства, находящиеся на вкладах до востребования, прочие краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первоначальным сроком погашения 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 консолидированном отчете о прибылях и убытках в течение срока, на который выдан заём с использованием метода эффективной ставки процента. Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Группа не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчётной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются как часть стоимости такого актива. Прочие затраты по займам признаются как расходы в момент возникновения.

Конвертируемые долговые инструменты, приобретенные при объединении предприятий

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

Опционы пут, возникающие при объединении предприятий

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

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

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

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)

Прекращение признания финансовых активов и обязательств

Финансовые активы

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

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

Финансовые обязательства

Финансовое обязательство прекращает признаваться в бухгалтерском балансе, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек.

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, к примеру по договору страхования, возмещение отражается как отдельный актив, но только тогда, когда возмещение является бесспорным.

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

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

Признание выручки

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

Продажа товаров

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

Предоставление услуг

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Признание выручки (продолжение)

Агентское вознаграждение от выплаты роялти в натуральной форме

Группа выступает в качестве агента Правительства Казахстана, которое представлено Министерством энергетики и минеральных ресурсов («МЭМР»), в продаже сырой нефти, полученной МЭМР от нефтедобывающих компаний в качестве их оплаты роялти в соответствии с их соглашениями о разделе прибыли (СРП) и соглашениями о недропользовании. Агентское вознаграждение Группы определяется как разница между ценой продажи сырой нефти, полученной по такому соглашению, и стоимостью такой нефти, как она определена в соглашении о недропользовании соответствующего СРП, заключенного МЭМР и нефтедобывающими компаниями. Агентское вознаграждение признается как доход тогда, когда осуществляется продажа сырой нефти.

Признание расходов

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

Производные финансовые инструменты

Дочерняя организация Группы, занимающаяся торговой деятельностью, заключает контракты на приобретение и реализацию сырой нефти и нефтепродуктов с датами поставок в будущем. В основном, вследствие заключения данных контрактов дочерняя организация подвергается товарному риску, относящемуся к изменению справедливой стоимости сырой нефти и связанных нефтепродуктов.

Дочерняя организация Группы, занимающаяся торговой деятельностью, применяет финансовые инструменты (в основном фьючерсы, опционы и свопы) для хеджирования своих рисков, связанных с колебаниями справедливой стоимости в отношении определенных безусловных обязательств и прогнозируемых операций. Использование финансовых инструментов регулируется политиками дочерней организации, одобренными ее Советом директоров, который в письменном виде составляет принципы использования финансовых инструментов.

При первоначальной оценке производные финансовые инструменты оцениваются по справедливой стоимости на дату заключения контракта, и переоцениваются по справедливой стоимости на каждую последующую дату составления отчетности. Изменения в справедливой стоимости финансовых инструментов признаются в прибылях и убытках по мере их возникновения.

Подоходный налог

Подоходный налог за год включает текущий подоходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.
Налоговые активы и обязательства по текущему налогу за текущие и предыдущие периоды оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, - это ставки и законодательство, принятые или фактически принятые на отчетную дату.

Текущий подоходный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подоходный налог (продолжение)

Отсроченный подоходный налог рассчитывается по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчетности.

Обязательства по отсроченному подоходному налогу признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- обязательство по отсроченному подоходному налогу возникает в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства, в ходе сделки, не являющейся объединением бизнеса, и на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, если материнская компания может контролировать распределение во времени уменьшения временной разницы, и существует значительная вероятность того, что временная разница не будет уменьшена в обозримом будущем.

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

- актив по отсроченному подоходному налогу, относящийся к вычитаемой временной разнице, возникает в результате первоначального признания актива или обязательства, которое возникло не вследствие объединения бизнеса, и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, отложенные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем, и будет иметь место налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть использованы временные разницы.

Балансовая стоимость активов по отсроченному подоходному налогу пересматривается на каждую отчетную дату и снижается в той степени, в которой достижение достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволит использовать все или часть активов по отсроченному подоходному налогу, оценивается как маловероятное. Непризнанные активы по отсроченному подоходному налогу пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать активы по отсроченному подоходному налогу.

Активы и обязательства по отсроченному подоходному налогу оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в том отчетном году, в котором актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату были введены в действие или фактически введены в действие.

Отсроченный подоходный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Активы и обязательства по отсроченному подоходному налогу зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов и обязательств, и отсроченные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и налоговому органу.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Капитал

Уставный капитал

Затраты на оплату услуг третьим сторонам, непосредственно связанные с выпуском новых акций, за исключением случаев объединения предприятий, 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 дополнительный оплаченный капитал.

Доля меньшинства

Доли меньшинства представляют собой доли участия в дочерних организациях, не принадлежащих 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 предприятий. Доли меньшинства представлены в составе капитала. Убытки, относимые на долю меньшинства, не превышают долю меньшинства в капитале дочерних организаций, за исключением случаев, когда миноритарные акционеры связаны обязательством по финансированию убытков. Все подобные убытки распределяются на Группу.

Платежи на основе долевых инструментов

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

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

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Капитал (продолжение)

Дивиденды

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

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.

Перегруппировки

Определенные перегруппировки были сделаны в консолидированном балансе и консолидированном отчете о прибылях и убытках Группы за предыдущий период для соответствия представлению отчетности за текущий период:

В тысячах тенге	**Сумма**
Долгосрочные начисленные обязательства в отношении работников были реклассифицированы из прочих долгосрочных обязательств в долгосрочные резервы	1.926.000
Краткосрочные начисленные обязательства в отношении работников были реклассифицированы из прочих краткосрочных обязательств в краткосрочные резервы	5.571.928
Материалы, предназначенные для использования в строительстве, были реклассифицированы из товарно-материальных запасов в основные средства	755.967
Авансы были реклассифицированы из торговой дебиторской задолженности в авансы за долгосрочные активы	2.646.403
Обесценение основных средств было реклассифицировано из себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг в отдельную строку в консолидированном отчете о прибылях и убытках	2.482.918
Сторнирование обесценения основных средств было реклассифицировано из общих и административных расходов в отдельную строку в консолидированном отчете о прибылях и убытках	(10.305.963)
Роялти были реклассифицированы из себестоимости реализованной продукции оказанных услуг в расходы по транспортировке и реализации	2.556.577
Был произведен зачет выручки и себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг по агентским операциям	(2.987.837)
Беспроцентный заем был реклассифицирован из краткосрочных займов в прочие текущие обязательства	7.297.507
Реклассификация выручки от реализованной продукции и оказанных услуг из убытка после учёта корпоративного подоходного налога за год от прекращенной деятельности	2.019.528
Реклассификация себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг из убытка после учёта корпоративного подоходного налога за год от прекращенной деятельности	(1.454.407)
Реклассификация общих и административных расходов из убытка после учёта корпоративного подоходного налога за год от прекращенной деятельности	(1.112.860)
Реклассификация прочего операционного дохода из убытка после учёта корпоративного подоходного налога за год от прекращенной деятельности	281.720

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства вынесения суждений, определения оценочных значений и допущений, которые влияют на указываемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах на отчетную дату. Однако, неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые могут потребовать существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых делаются подобные допущения и оценки, в будущем.

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. 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. 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

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 относятся к постепенному закрытию всех продуктивных скважин и деятельности по окончательному закрытию, так 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 бы существенно возросло 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.

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.

Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретация 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относятся к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Неопределённости, 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 по предприятиям Группы, на 31 декабря 2008 года были в интервале от 5,0% до 5,5% и от 7,0% до 8,75% соответственно (в 2007 году: от 5,0% до 6,0% и от 7,0% до 11,0%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в Примечании 21.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

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 2008 году. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Дополнительные неопределенности, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 37. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 21.

Налогообложение

Группа начисляет и платит корпоративный подоходный налог («КПН») по ставке 30% от налогооблагаемого дохода в 2008 году. Налогооблагаемый доход рассчитывается в соответствии со стабилизированным налоговым законодательством контрактов недропользования. Налог на сверхприбыль («НСП») считается подоходным налогом и является частью расходов по подоходному налогу. В соответствии с контрактами недропользования, Группа начисляет и платит НСП по ставкам в соответствии с прогрессивной шкалой, указанной в контрактах недропользования, умноженную на прибыль после налогообложения, которая корректируется на определенные вычеты согласно контрактам недропользования в случаях, когда накопленная внутренняя норма прибыли превышает определенные пороги.

Отсроченный налог рассчитывается как в отношении КПН, так и НСП. Отсроченные КПН и НСП рассчитываются на временные разницы по ожидаемым ставкам, предусмотренным новым налоговым кодексом Республики Казахстан, действующим с 1 января 2009 года. Базы отсроченных КПН и НСП рассчитываются по условиям налогового законодательства, принятого в вышеупомянутом новом налоговом кодексе, как раскрыто в Примечании 31.

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Группа не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Группы на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резерв по налоговым рискам, раскрытый в Примечании 21, в основном, относится к применению Группой казахстанского законодательства о трансфертном ценообразовании в отношении экспортной реализации сырой нефти. Остальные неопределенности, относящиеся к налогообложению, раскрыты в Примечании 37.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Активы по отсроченному налогу

Активы по отсроченному налогу признаются по всем резервам и перенесенным налоговым убыткам в той степени, в которой существует вероятность того, что будут обоснованы налогооблагаемые временные разницы и коммерческий характер таких расходов. Существенные суждения руководства требуются для оценки активов по отсроченному налогу, которые могут быть признаны на основе планируемого уровня и времени доходности, а также успешного применения стратегии налогового планирования. Сумма признанных активов по отсроченному налогу на 31 декабря 2008 года составляла 6.412.580 тысяч тенге (в 2007 году: 6.538.525 тысяч тенге). Более подробная информация содержится в Примечании 31.

Обесценение основных средств и гудвила

Группа пересматривает основные средства и гудвил на предмет обесценения на каждую дату составления бухгалтерского баланса. В случае если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Группа осуществляет оценку о возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива – это наибольшая из следующих величин: справедливой стоимости актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, за вычетом расходов на продажу, и ценности использования актива. Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, если только актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если балансовая стоимость актива превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке стоимости использования, ожидаемые денежные потоки корректируются на риски, специфичные для группы активов и дисконтируются к текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег.

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

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

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

В 2008 году Группа признала убыток от обесценения основных средств на сумму 8.821.357 тысяч тенге (в 2007 году: сторнирование обесценения на сумму 609.084 тысячи тенге) и убыток от обесценения гудвила на сумму 23.553.133 тысячи тенге (в 2007 году: голь) в консолидированном отчете о прибылях и убытках (Примечания 7 и 8).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Активы, классифицированные как предназначенные для продажи

У Группы имеются определенные активы, классифицированные как предназначенные для продажи (Примечание 6). В 2008 году руководство утвердило план по реализации этих активов и у руководства Группы имеется действующая программа по определению покупателя. Группа считает, что реализация будет завершена к концу 2009 года посредством проведения тендеров.

Обязательства по операционной аренде – компания в качестве арендатора

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

Срок полезной службы основных средств

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

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 приобрести эти активы по остаточной стоимости в случае, если Договор не продлен.

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРИОБРЕТЕНИЕ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Приобретение «Батуми Индастриал Холдингс Лимитед» («БИХЛ»)

12 сентября 2007 года Группа заключила договор о приобретении 100% простых акций БИХЛ у «Терминал Партнерс Лимитед» за 325 миллионов долларов США. БИХЛ является холдинговой компанией, владеющей 50%-ой долей в «Нафтранс Капитал Партнерс Лимитед», 38,12%-ой долей в «Батуми Терминал Лимитед» («БТЛ») и 100%-ой долей в «Батуми Капитал Партнерс», который владеет 100% долей участия в Морском Порту Батуми. 5 февраля 2008 года, дата приобретения, Группа заплатила за приобретение 325 миллион долларов США (эквивалентно 39.061.750 тысячам тенге). Приобретение было учтено с использованием метода покупки.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРИОБРЕТЕНИЕ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ (продолжение)

Приобретение «Батуми Индастриал Холдингс Лимитед» («БИХЛ») (продолжение)

Справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств, относящихся к 100% доле, приобретенной в БИХЛ и текущая балансовая стоимость по МСФО, на дату приобретения представлены следующим образом:

В тысячах тенге	Справедливая стоимость, признанная при приобретении	Текущая стоимость
Основные средства	20.003.778	13.328.666
Товарно-материальные запасы	371.414	371.414
Торговая дебиторская задолженность	3.641.015	3.641.015
Прочие текущие активы	637.751	637.751
Краткосрочные финансовые активы	97.714	97.714
Деньги и денежные эквиваленты	1.157.980	1.157.980
Итого активов	**25.909.652**	**19.234.540**
Долгосрочные займы	480.760	480.760
Краткосрочные займы	1.953.213	1.953.213
Обязательства по отсроченному налогу	484.015	484.015
Прочие долгосрочные обязательства	1.155.884	1.155.884
Торговая и прочая кредиторская задолженность	480.573	480.573
Налоги к уплате	123.139	123.139
Прочие текущие обязательства	2.159.846	2.159.846
Всего обязательств	**6.837.430**	**6.837.430**
Чистые активы	**19.072.222**	**12.397.110**
Приобретенная доля меньшинства (19.06 % в BTL)	3.066.103	
Приобретенная доля в чистых активах	**22.138.325**	
Справедливая стоимость гудвила, возникающего при приобретении (Приложение 7)	16.923.425	
Общая стоимость приобретения	**39.061.750**	

Общая стоимость приобретения включает денежный платеж в 39.061.750 тысяч тенге.

Отток денежных средств при приобретении (в тысячах тенге):

В тысячах тенге	
Чистые денежные средства, приобретенные с совместным предприятием	1.157.980
Средства уплаченные	(39.061.750)
Чистый отток денежных средств	**(37.903.770)**

С даты приобретения, чистая прибыль БИХЛ за период, включенная в чистую прибыль Группы, составила 1.527.517 тысяч тенге. Если бы объединение имело место в начале года, чистая прибыль Группы составила бы 386.021.843 тысячи тенге, а выручка Группы составила бы 2.539.852.341 тысячу тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008 года.

Гудвил, признанный при приобретении БИХЛ, относится к ожидаемой совместной деятельности и прочим выгодам от объединения активов и деятельности БИХЛ с активами и деятельностью Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРИОБРЕТЕНИЕ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ (продолжение)

Приобретения, осуществленные в 2007 году

Приобретение «Нафтранс Капитал Партнерс Лимитед»

7 января 2007 года Группа приобрела 50% долю в «Нафтранс Капитал Партнерс Лимитед» («НКПЛ», совместное предприятие). НКПЛ является холдинговой компанией, которая имеет инвестиции в размере 61,8% акций компании «Батуми Терминал Лимитед», управляющей нефтеналивным терминалом в городе Батуми, Грузия. Доля была приобретена за 64 миллиона долларов США (эквивалентно 8.012.800 тысячам тенге). Справедливая стоимость приобретенных чистых активов на дату приобретения составила 5.231.782 тысячи тенге.

Приобретение «Валсера Холдинг Б.В.»

6 июля 2007 года Группа приобрела 50% долю в «Валсера Холдинг Б.В.» («Валсера», совместное предприятие). Валсера владеет 99,43% уставного капитала ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс». ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» является нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в Казахстане. Валсера является предприятием, совместно контролируемым Группой и компанией «Первинаж Холдинг Б.В.», которая в конечном итоге контролируется «Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией».

Справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств и историческая балансовая стоимость по МСФО, на дату приобретения представлены следующим образом:

В тысячах тенге	Справедливая стоимость, признанная при приобретении	Предыдущая текущая стоимость
Основные средства	30.511.659	7.775.554
Денежные средства и их эквиваленты	418.366	418.366
Торговая дебиторская задолженность	444.202	444.202
Товарно-материальные запасы	1.149.888	1.149.888
Прочие текущие активы	800.462	800.462
Нематериальные активы	424.230	25.317
Прочие долгосрочные активы	1.269.014	439.316
Итого активов	**35.017.821**	**11.053.105**
Торговая кредиторская задолженность	1.778.847	1.778.847
Прочие налоги к уплате	20.112	20.112
Прочие текущие обязательства	12.594	12.594
Займы	164.752	164.752
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	7.419.924	671.367
Резервы	68.800	68.800
Прочие долгосрочные обязательства	560.555	560.555
Итого обязательств	**10.025.584**	**3.277.027**
Чистые активы	24.992.237	
Минус: доля меньшинства в дочерних организациях Валсера	(149.953)	
Приобретенная доля в чистых активах	24.842.284	
Справедливая стоимость гудвила, возникающего при приобретении	591.348	
Общая стоимость приобретения	**25.433.632**	

Общая стоимость приобретения включает денежный платеж в 25.433.632 тысячи тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРИОБРЕТЕНИЕ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ (продолжение)

Приобретения, осуществленные в 2007 году (продолжение)

Приобретение «Валсера Холдинг Б.В.» (продолжение)

Отток денежных средств при приобретении (в тысячах тенге):

В тысячах тенге	
Чистые денежные средства, приобретенные с совместным предприятием	418.366
Средства уплаченные	(25.433.632)
Чистый отток денежных средств	**(25.015.266)**

Корректировки по справедливой стоимости приобретения на 31 декабря 2007 года были предварительными, так как Группа не смогла завершить оценку справедливой стоимости своей доли в приобретенных идентифицируемых активах, обязательствах и условных обязательствах «Валсера». Результаты этой оценки не были получены на момент утверждения консолидированной финансовой отчетности за 2007 год.

В 2008 году Группа завершила оценку справедливой стоимости приобретения 50% доли «Валсера». Оценка активов, обязательств и условных обязательств показала, что справедливая стоимость на дату приобретения была 24.992.237 тысяч тенге, что на 17.216.159 тысяч тенге больше предварительной стоимости. Данный результат привел к увеличению расходов по износу и амортизации за период с даты приобретения до 31 декабря 2007 года на 469.045 тысяч тенге (экономия по подоходному налогу 140.731 тысяч тенге).

Также, Группа признала обесценение в размере 7.213.961 тысяч тенге (экономия по подоходному налогу 1.729.899 тысяч тенге) в 2007 году для отражения снижения возмещаемой стоимости соответствующих основных средств с даты приобретения.

Группа признала отсроченные налоговые обязательства на временные разницы, возникающие от приобретения, в размере 6.748.557 тысяч тенге.

Сравнительная информации за 2007 год была пересчитана для отражения данных корректировок.

Гудвил, признанный в размере 591.348 тысяч тенге при приобретении «Валсера», относится к ожидаемой совместной деятельности и прочим выгодам от объединения активов.

Приобретение «Ромпетрол Груп Н.В.»

28 ноября 2007 года Группа приобрела 75% долю участия в «Ромпетрол Групп Н.В.» («TRG»). TRG является холдинговой компанией, действующей на европейском рынке нефтегазовой промышленности.

Как часть приобретения, Группа также получила опционы кол и пут на приобретение оставшихся 25% TRG. Опционы кол и пут могут быть использованы не ранее чем через 270 дней после даты приобретения (28 ноября 2007 года) и не имеют срока погашения. Цена реализации опциона определяется с использованием формулы при помощи корректировки пропорциональной части цены, уплаченной Группой за 75% долю в TRG, на текущую стоимость двенадцатимесячного дохода до учёта процентов, налогообложения, износа и амортизации и общую сумму долга TRG. Группа пришла к заключению о том, что цена исполнения опциона не отражает возможные колебания в справедливой стоимости соответствующих акций в соответствии с опционом кол и пут и, соответственно, Группа имеет доступ к выгодам и рискам долевого владения соответствующими акциями. Соответственно, Группа применила учёт по объединению предприятий на основе того, что соответствующие акции по условиям опциона пут были приобретены.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРИОБРЕТЕНИЕ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ (продолжение)

Приобретения, осуществленные в 2007 году (продолжение)

Приобретение «Ромпетрол Груп Н.В.» (продолжение)

Справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств и историческая балансовая стоимость по МСФО, на дату приобретения представлены следующим образом:

В тысячах тенге	Справедливая стоимость, признанная при приобретении	Предыдущая текущая стоимость
Основные средства	367.938.372	114.858.452
Нематериальные активы	28.691.398	2.755.307
Денежные средства и их эквиваленты	12.412.892	12.412.892
Торговая дебиторская задолженность	87.223.474	87.223.474
Товарно-материальные запасы	57.253.737	57.459.705
Прочие текущие активы	19.186.935	19.186.935
Активы по отсроченному подоходному налогу	1.108.038	99.424
Прочие долгосрочные активы	13.745.544	4.858.061
Итого активов	**587.560.390**	**298.854.250**
Торговая кредиторская задолженность	56.869.554	56.869.554
Прочие налоги к уплате	27.180.062	27.180.062
Производные финансовые инструменты	2.057.621	2.057.621
Прочие текущие обязательства	10.156.227	10.156.227
Займы	136.949.295	136.949.295
Конвертируемые долговые инструменты	10.399.219	10.399.219
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	52.430.961	4.090.474
Резервы	8.804.140	4.818.954
Прочие долгосрочные обязательства	3.753.851	3.753.851
Итого обязательств	**308.600.930**	**256.275.257**
Чистые активы	278.959.460	
Минус: доля меньшинства в дочерних организациях TRG	(76.792.148)	
Приобретенная доля в чистых активах	202.167.312	
Справедливая стоимость гудвила, возникающего при приобретении	**31.622.498**	
Общая стоимость приобретения	**233.789.810**	

Общая стоимость приобретения включает денежный платеж в 198.973.500 тысяч тенге, затраты, непосредственно связанные с объединением предприятий в 1.056.778 тысяч тенге и принятые обязательства в сумме 33.759.532 тысячи тенге. Принятые обязательства представлены справедливой стоимостью обязательства по опционам кол и пут.

Конвертируемые долговые инструменты представляют собой долговые инструменты, выпущенные компанией «Ромпетрол Рефинаре С.А.» (дочерняя организация TRG) с номинальной стоимостью 570,3 миллионов евро (97,458,568 тысяч тенге и 101.040.051 тысяча тенге по курсам обмена на 31 декабря 2008 и 2007 годов) с правом погашения посредством выпуска организацией новых акций. «Ромпетрол Рефинаре С.А.» является значимой дочерней организацией TRG, которая управляет нефтеперерабатывающим заводом в Румынии. Справедливая стоимость долгового компонента на дату приобретения была определена как дисконтированная стоимость будущих денежных платежей по инструменту в соответствии с контрактом, с использованием ставки дисконта в 11,25%, расчётная ставка по долгосрочным займам «Ромпетрол Рефинаре С.А.». В настоящее время намерением Группы является погашение обязательства посредством выпуска акций при наступлении срока его погашения в 2010 году. Если этот долговой инструмент будет погашен выпуском новых акций, это приведет к потере Группой контроля над «Ромпетрол Рефинаре С.А.».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРИОБРЕТЕНИЕ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ (продолжение)

Приобретения, осуществленные в 2007 году (продолжение)

Приобретение «Ромпетрол Груп Н.В.» (продолжение)

Отток денежных средств при приобретении (в тысячах тенге):

В тысячах тенге	
Чистые денежные средства, приобретенные с дочерней организацией	12.412.892
Средства уплаченные	(200.030.278)
Чистый отток денежных средств	**(187.617.386)**

Корректировки по справедливой стоимости приобретения на 31 декабря 2007 года были предварительными, так как Группа не смогла завершить оценку справедливой стоимости приобретенных идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств TRG. Результаты этой оценки не были получены на момент утверждения консолидированной финансовой отчетности за 2007 год.

В 2008 году Группа завершила оценку справедливой стоимости приобретения 75% доли TRG. Оценка активов, обязательств и условных обязательств показала, что справедливая стоимость на дату приобретения была 278.959.460 тысяч тенге, что на 236.380.467 тысяч тенге больше предварительной стоимости. Справедливая стоимость приобретенной доли меньшинства была определена в размере 76.792.148 тысяч тенге, что на 56.086.509 тысяч тенге больше предварительной стоимости. Данный результат привел к увеличению расходов по износу и амортизации за период с даты приобретения до 31 декабря 2007 года на 777.989 тысяч тенге (экономия по подоходному налогу 248.831 тысяча тенге) и уменьшению доходы от выбытия дочерних организаций на 3.368.400 тысяч тенге (экономия по подоходному налогу 538.944 тысячи тенге).

Группа признала отсроченные налоговые обязательства на временные разницы, возникающие от приобретения, в размере 48.340.487 тысяч тенге.

Сравнительная информации за 2007 год была пересчитана для отражения данных корректировок.

Гудвил, признанный в размере 31.622.498 тысяч тенге при приобретении TRG, относится к ожидаемой совместной деятельности, объединяющей активы TRG и активы Группы и прочим выгодам в результате получения Группой доступа на европейский розничный рынок нефтепродуктов.

«Ситик Канада Энерджи Лимитед» («CCEL»)

8 ноября 2007 года Группа подписала соглашение о покупке 50% доли участия в холдинговой компании «CCEL» (совместное предприятие), средства которой инвестированы в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане. 12 декабря 2007 года Группа завершила приобретение и получила от «State Alliance Holdings Limited» (холдинговая компания, принадлежащая «CITIC Group», компании, котируемой на фондовой бирже Гонконга) 50% доли участия в «CCEL». Общая стоимость приобретения включает денежный платеж в пятьдесят центов США. Справедливая стоимость приобретенных чистых активов на дату приобретения составила ноль тенге (Примечание 20).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

6. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

На 31 декабря 2007 года Группа показывала доли участия в «ГРЭС» и «КМГ Энерго» как активы и непосредственно связанные с ними обязательства, классифицированные как предназначенные для продажи, на общую сумму 4.582.873 тысячи тенге и 4.489.665 тысяч тенге, соответственно. В 2008 года Группа реализовала данные доли участия.

На 31 декабря 2007 года Группа показывала долю участия в «Айсер Туризм ве Иншаат А.С.» как активы и непосредственно связанные обязательства, классифицированные как предназначенные для продажи на общую сумму 13.542.908 тысяч тенге и 5.891.630 тысяч тенге, соответственно. В 2008 году Группа прекратила классификацию доли участия в «Айсер Туризм ве Иншаат А.С.» как актива, предназначенного для продажи, и отразила долю участия в соответствии с учетной политикой по консолидации дочерних организаций, как описано в Приложении 3.

На 31 декабря 2008 года Группа классифицировала некоторые объекты основных средств на сумму 902.024 тысяч тенге как долгосрочные активы, классифицированные как предназначенные для продажи (в 2007 году: 2.707.121 тысяча тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. 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 31 декабря 2006 года	**690.181.709**	**163.203.978**	**58.088.374**	**105.480.076**	**115.272.392**	**19.959.442**	**23.755.000**	**202.350.139**	**1.378.291.110**
Пересчёт валюты отчетности	(18.595.292)	(21.728)	(583.448)	(1.420.322)	(152.112)	(15.821)	(174.437)	(5.983.246)	**(26.946.406)**
Поступления	60.443.176	6.103.737	2.993.523	15.540.326	7.646.121	8.324.688	3.930.084	218.301.441	**323.283.094**
Приобретения посредством объединения предприятий	206.234.947	581.194	270.745.116	84.566.240	23.885.934	5.360.716	8.307.718	20.899.634	**620.581.499**
Выбытия	(10.881.565)	(1.094.310)	(182.038)	(8.568.638)	(7.704.573)	(3.363.757)	(4.536.569)	(8.541.557)	**(44.873.006)**
Расходы по износу	(57.290.297)	(10.944.906)	(7.408.135)	(8.281.656)	(16.157.863)	(3.107.703)	(4.659.138)	–	**(107.849.698)**
Накопленный износ по выбытиям	2.026.941	7.409	283.129	597.627	926.902	294.953	614.629	–	**4.751.589**
Сторнирование резерва на обесценение / (резерв на обесценение)	(107.431)	(524.566)	(6.899.359)	3.640.575	5.858.054	24.299	(190.909)	(1.191.579)	**609.084**
Прекращенная деятельность	(837.388)	9.104	–	(9.131.900)	(1.607.837)	(131.440)	(688.914)	–	**(12.388.375)**
Переводы и реклассификации	173.569.826	9.940.179	1.897.131	22.230.775	26.362.260	4.725.848	4.293.598	(243.019.617)	**–**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2007 года	**1.044.744.626**	**167.260.091**	**318.934.293**	**204.653.102**	**154.329.278**	**32.071.224**	**30.651.062**	**182.815.215**	**2.135.458.891**
Пересчёт валюты отчетности	3.309.400	(345.892)	924.380	145.922	(37.641)	(5.990)	69.353	122.613	**4.182.145**
Поступления	103.547.042	1.254.766	924.593	6.067.564	5.361.598	4.472.841	7.275.041	343.027.084	**471.930.529**
Приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	280.816.885	–	–	–	–	–	–	–	**280.816.885**
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 5)	–	–	–	2.340.234	2.859.102	1.182.480	13.594.674	27.288	**20.003.778**
Выбытия	(9.984.941)	(143.460)	(3.685.426)	(12.501.334)	(1.849.634)	(4.006.169)	(3.817.262)	(3.782.328)	**(39.770.554)**
Расходы по износу	(73.169.666)	(12.997.408)	(17.615.277)	(13.310.584)	(20.649.448)	(4.870.958)	(6.130.233)	–	**(148.743.574)**
Накопленный износ по выбытиям	1.698.252	19.820	2.511.064	559.316	781.802	550.571	699.697	–	**6.820.522**
Сторнирование резерва на обесценение / (резерв на обесценение)	(1.593.566)	(215.610)	(4.405.971)	(4.589.680)	44.634	122.468	(547.940)	2.364.308	**(8.821.357)**
Переводы из активов, удерживаемых для продажи	95.535	–	–	7.887.147	687.814	27.244	355.416	–	**9.053.156**
Переводы в нематериальные активы	–	–	–	–	–	–	–	(522.660)	**(522.660)**
Переводы и реклассификации	138.273.157	22.568.884	11.914.555	39.507.668	48.681.276	4.013.652	8.576.466	(273.535.658)	**–**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года	**1.487.736.724**	**177.401.191**	**309.502.211**	**230.759.355**	**190.208.781**	**33.557.363**	**50.726.274**	**250.515.862**	**2.730.407.761**
Первоначальная стоимость	1.747.282.988	217.854.871	350.685.560	270.078.367	259.539.504	48.113.817	71.323.671	249.612.787	**3.214.491.565**
Накопленный износ и обесценение	(259.546.264)	(40.453.680)	(41.183.349)	(39.319.012)	(69.330.723)	(14.556.454)	(20.597.397)	903.075	**(484.083.804)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года	**1.487.736.724**	**177.401.191**	**309.502.211**	**230.759.355**	**190.208.781**	**33.557.363**	**50.726.274**	**250.515.862**	**2.730.407.761**
Первоначальная стоимость	1.231.225.910	194.520.573	340.607.458	226.630.958	203.836.989	42.429.759	45.269.983	184.355.253	**2.468.876.883**
Накопленный износ и обесценение	(186.481.284)	(27.260.482)	(21.673.165)	(21.977.856)	(49.507.711)	(10.358.535)	(14.618.921)	(1.540.038)	**(333.417.992)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2007 года	**1.044.744.626**	**167.260.091**	**318.934.293**	**204.653.102**	**154.329.278**	**32.071.224**	**30.651.062**	**182.815.215**	**2.135.458.891**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

В 2008 году «КМГ Кашаган Б.В.», дочерняя организация Группы, приобрела у участников «Северо-Каспийского Проекта» («СКП») дополнительную долю в СКП в размере 8,48%. Цена приобретения включает в себя 1,78 миллиарда долларов США плюс две инвестиционные поправки. Фиксированная сумма подлежит выплате тремя равными ежегодными платежами после начала добычи нефти на месторождении Кашаган (месторождение СКП) (Примечание 19). Инвестиционные поправки представляют собой суммы, равные сумме выплат денежных средств каждым участником СКП, которые осуществлялись им в отношении принадлежащей ему доли участия за период с 1 января 2008 года по 4 ноября 2008 года. «КМГ Кашаган Б.В.» оплатил инвестиционные корректировки на общую сумму 377.198 тысяч долларов США. Общая сумма оплаты за приобретение составила 2.248.546 тысяч долларов США, которая была распределена следующим образом:

	В тысячах долларов США	*В тысячах тенге*
Основные средства (разведочные и оценочные активы)	**144.155**	17.340.405
Основные средства (нефтегазовые активы)	**2.190.344**	263.476.480
Чистый оборотный капитал	**(85.953)**	(10.339.286)
	2.248.546	270.477.599

На 31 декабря 2008 года основные средства включали балансовую стоимость разведочных и оценочных активов на сумму 82.203.650 тысяч тенге (в 2007 году: 47.116.156 тысяч тенге). Поступления по этим активам за 2008 год составили 39.495.395 тысяч тенге (в 2007 году: 21.269.717 тысяч тенге) и выбытия по этим активам составили 816.959 тысяч тенге (в 2007 году: 3.656.277 тысяч тенге). Списания сухих разведочных скважин в течение периода составили 3.494.522 тысячи тенге (в 2007 году: 415.057 тысяч тенге).

В 2008 году Группа капитализировала затраты по займам, по средней ставке капитализации в 7% на сумму 1.234.771 тысяча тенге, относящиеся к строительству новых активов, которое было начато в 2007 году (в 2007 году: 544.203 тысячи тенге).

На 31 декабря 2008 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 343.464.416 тысяч тенге (в 2007 году: 55.353.806 тысячи тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам, предоставленным Группе (Примечание 18) и по задолженности по приобретению дополнительной доли в СКП (Примечание 19).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	Лицензии	Программ-мное обеспечение	Гудвил	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2006 года	**7.629.123**	**5.665.465**	**1.122.686**	**3.445.397**	**17.862.671**
Пересчёт валюты отчетности	–	(1.300)	(509.619)	(34.483)	**(545.402)**
Поступления	418.819	3.766.079	–	180.571	**4.365.469**
Приобретения посредством объединения предприятий	–	972.143	35.428.436	28.146.018	**64.546.597**
Выбытия	(50.455)	(28.652)	–	(235.365)	**(314.472)**
Расходы по амортизации	(3.172.079)	(1.778.215)	–	(42.392)	**(4.992.686)**
Накопленная амортизация по выбытиям	19.238	20.693	–	5.260	**45.191**
Прекращенная деятельность	–	(2.058)	–	(2.905.929)	**(2.907.987)**
Переводы и корректировки	(413.018)	(7.992)	–	421.010	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2007 года	**4.431.628**	**8.606.163**	**36.041.503**	**28.980.087**	**78.059.381**
Пересчёт валюты отчетности	26.410	4.420	699.139	26.170	**756.139**
Поступления	176.091	2.766.787	–	4.858.111	**7.800.989**
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 5)	–	–	16.923.425	–	**16.923.425**
Выбытия	(3.105)	(190.845)	–	(217.184)	**(411.134)**
Расходы по амортизации	(3.105.126)	(2.105.601)	–	(1.169.966)	**(6.380.693)**
Накопленная амортизация по выбытиям	147	98.952	–	3	**99.102**
Резерв по обесценению	–	–	(23.553.133)	–	**(23.553.133)**
Переводы из активов, удерживаемых для продажи	–	–	–	2.905.929	**2.905.929**
Переводы и корректировки	243.670	309.036	–	42.245	**594.951**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года	**1.769.715**	**9.488.912**	**30.110.934**	**35.425.395**	**76.794.956**
Первоначальная стоимость	11.968.989	16.949.388	55.366.926	38.552.627	**122.837.930**
Накопленная амортизация и обесценение	(10.199.274)	(7.460.476)	(25.255.992)	(3.127.232)	**(46.042.974)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года	**1.769.715**	**9.488.912**	**30.110.934**	**35.425.395**	**76.794.956**
Первоначальная стоимость	11.525.923	14.059.990	37.744.362	30.937.356	**94.267.631**
Накопленная амортизация и обесценение	(7.094.295)	(5.453.827)	(1.702.859)	(1.957.269)	**(16.208.250)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2007 года	**4.431.628**	**8.606.163**	**36.041.503**	**28.980.087**	**78.059.381**

В 2008 году Группа признала гудвил в размере 16.923.425 тысяч тенге при приобретении БИХЛ (Примечание 5).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. ДОЛГОСРОЧНЫЕ БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Выраженные в долларах США	**26.546.657**	29.300.472
Выраженные в тенге	**3.512.175**	4.875.062
	30.058.832	34.175.534

На 31 декабря 2008 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 5,0% (в 2007 году: 4,8%).

В тысячах тенге	**2008**	2007
Срок погашения от 1 до 2 лет	**4.385.534**	3.465.562
Срок погашения свыше 2 лет	**25.673.298**	30.709.972
	30.058.832	34.175.534

На 31 декабря 2008 года долгосрочные банковские вклады включают выраженные в долларах США денежные средства, находящиеся на счетах в банках в качестве залогового обеспечения, в сумме 23.944.355 тысяч тенге (в 2007 году: 31.365.059 тысяч тенге). Данные средства в основном относятся к залоговому обеспечению по привлеченному финансированию на приобретение 33% доли в «ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ») (Примечание 10).

10. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

	2008		2007	
В тысячах тенге	Балансовая стоимость	Доля владения	Балансовая стоимость	Доля владения
ПетроКазахстан Инк.	**122.200.422**	**33,00%**	**147.357.154**	33,00%
Прочие	**4.820.281**		**9.288.215**	
	127.020.703		**156.645.369**	

4 июля 2006 года Группа приобрела 33% доли в ПКИ. Доля была приобретена за 1,4 миллиард долларов США (эквивалентно 169.350 миллионов тенге), которые были уплачены деньгами посредством привлечения финансирования в сумме 1.374.500 тысяч долларов США (Примечание 18). Привлечение финансирования не влечет за собой право регресса на КМГ или его активы, кроме приобретенных акций ПКИ, которые были предоставлены в качестве обеспечения за финансирование, однако, заложенные акции не могут быть обращены в течение первых 7 лет финансирования.

Доля прибыли в ПКИ, включенная в сумму инвестиции в ПКИ, составила 186.804 тысячи долларов США (эквивалентно 22.470 миллионам тенге) за 2008 год (в 2007 году: 483.043 тысячи долларов США или 59.197 миллионов тенге). Дивиденды, полученные от ПКИ в 2008 году в форме возврата капитала, составили 396.000 тысяч долларов США, (эквивалентно 47.825 миллионам тенге) (в 2007 году: 533.750 тысяч долларов США или 65.411 миллионов тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

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

В тысячах тенге	**2008**	2007
Суммарные активы и обязательства ПКИ на 31 декабря		
Краткосрочные активы	**45.815.091**	42.804.103
Долгосрочные активы	**124.785.031**	129.751.169
Краткосрочные обязательства	**(30.818.500)**	(22.230.678)
Долгосрочные обязательства	**(17.581.200)**	(2.967.440)
Чистые активы	**122.200.422**	147.357.154

В тысячах тенге	**2008**	2007
Суммарная выручка и чистая прибыль ПКИ за год		
Выручка	**191.805.573**	148.572.486
Чистая прибыль	**22.470.653**	59.196.920

11. ПРЕДОПЛАТА ПО РОЯЛТИ И НДС К ВОЗМЕЩЕНИЮ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Долгосрочный НДС к возмещению	**14.240.493**	5.757.909
Авансовые платежи по роялти	**–**	5.653.258
	14.240.493	11.411.167

В 2008 году предоплата по роялти, которая будет зачтена в 2009 году, была переведена в состав краткосрочной дебиторской задолженности.

12. АВАНСЫ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

В 2008 году Группа оплатила авансы в размере 22.072.859 тысяч тенге Китайской Национальной Нефтяной Компании за строительство нового газопровода между Казахстаном и Китаем. Остальные авансы также представлены предоплатами за поставку основных средств и строительных работ.

13. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Материалы и запасы	**56.336.428**	40.768.969
Нефтепродукты	**34.326.326**	48.465.378
Сырая нефть	**33.426.736**	21.963.299
Продукты переработки газа	**4.506.256**	7.310.255
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	**(9.513.852)**	(6.072.174)
	119.081.894	112.435.727

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Авансы выданные и расходы будущих периодов	**33.914.926**	36.365.161
Денежные средства, ограниченные в использовании (резервный счет для погашения займа)	**11.071.541**	11.606.785
Беспроцентные займы	**7.401.849**	8.541.823
Налоги к возмещению	**2.446.430**	2.957.911
Прочие текущие активы	**36.545.735**	27.989.980
Минус: резерв по сомнительным долгам	**(5.750.331)**	(8.293.890)
Итого прочих текущих активов	**85.630.150**	79.167.770
Торговая дебиторская задолженность	**146.750.541**	227.563.431
Минус: резерв по сомнительным долгам	**(18.186.233)**	(6.783.055)
Торговая дебиторская задолженность	**128.564.308**	220.780.376
Итого торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активов	**214.194.458**	299.948.146

В соответствии с соглашением о финансировании ТОО «Тенгизшевройл» («ТШО»), необходимо создать резервный счет обслуживания долга («Счет»), который должен финансироваться ведущим банкиром ТШО в сумме, равной сумме следующего планового платежа по процентам и основной сумме долга. Средства на резервном счете представляют собой 20% долю всех средств, размещенных ТШО на Счете по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 годов, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 годов по торговой дебиторской задолженности, авансам выданным, и прочим текущим активам проценты не начислялись.

Изменения в резерве на обесценение торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активов представлены следующим образом:

В тысячах тенге	Обесценены на индивидуальной основе
На 1 января 2007 года	12.690.702
Отчисления за год	4.854.826
Использовано	(2.100.478)
Восстановлено	(368.105)
На 31 декабря 2007 года	15.076.945
Отчисления за год	16.930.802
Использовано	(6.408.084)
Восстановлено	(1.663.099)
На 31 декабря 2008 года	**23.936.564**

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

			Просроченная, но не обесцененная				
В тысячах тенге	Итого	Не просроченная, не обесцененная	<30 дней	30 – 60 дней	60 – 90 дней	90 – 120 дней	>120 дней
2007	220.780.376	125.266.605	90.283.975	2.498.944	333.254	305.268	2.092.330
2008	**128.564.308**	**95.004.345**	**23.034.277**	**5.378.192**	**1.656.189**	**884.999**	**2.606.306**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

15. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Краткосрочные банковские вклады	**554.234.587**	444.781.202
Финансовые инвестиции, удерживаемые до погашения	**11.097.038**	–
Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи	**–**	6.277.414
	565.331.625	451.058.616

В тысячах тенге	**2008**	2007
Краткосрочные финансовые активы в долларах США	**402.173.666**	247.115.669
Краткосрочные финансовые активы в тенге	**162.812.482**	203.689.151
Краткосрочные финансовые активы в других валютах	**345.477**	253.796
	565.331.625	451.058.616

На 31 декабря 2008 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 7,0% (в 2007 году: 8,6%).

16. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Срочные вклады в банках – доллары США	**328.729.398**	209.296.561
Срочные вклады в банках – тенге	**93.399.016**	122.558.786
Текущие счета в банках – доллары США	**83.293.766**	36.460.185
Текущие счета в банках – тенге	**42.056.765**	12.913.770
Срочные вклады в банках – другие валюты	**13.500.480**	2.037.784
Текущие счета в банках – другие валюты	**5.689.019**	2.920.414
Кассовая наличность	**896.879**	691.200
	567.565.323	386.878.700

Срочные вклады размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах. По состоянию на 31 декабря 2008 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 4,8% (в 2007 году: 7,6%).

17. КАПИТАЛ

Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и полностью оплаченных, включает:

В тысячах тенге	Количество акций	Уставный капитал
На 1 января 2007 года	**316.098.884**	**158.049.442**
Выпуск акций	–	–
На 31 декабря 2007 года	**316.098.884**	**158.049.442**
Выпуск акций	–	–
На 31 декабря 2008 года	**316.098.884**	**158.049.442**

Все акции имеют номинальную стоимость в 500 тенге и на 31 декабря 2008 и 2007 годов были объявлены, выпущены и полностью оплачены.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

17. КАПИТАЛ (продолжение)

Дополнительный оплаченный капитал

В соответствии с контрактом между Группой и Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан («МЭМР»), МЭМР возместило «ГРЭС» (совместному предприятию, консолидированному на пропорциональной основе, с 50% долей) расходы на топливо в размере 6.945.108 тысяч тенге, использованные для производства электроэнергии в южных регионах Республики Казахстан в 2007 году. Группа рассматривает данное возмещение как дополнительный взнос от Правительства, и учла 3.036.366 тысяч тенге (50% суммы возмещения за вычетом НДС) как дополнительный оплаченный капитал.

В 2007 году Группа передала свою дочернюю организацию АО «Алматинские тепловые сети» в пользу Комитета по госимуществу и приватизации при Министерстве Финансов Республики Казахстан, без возмещения убытков. Доход в размере 409.217 тысяч тенге по реализации данной дочерней организации был отражен как дополнительный оплаченный капитал, так как определено, что данная сделка представляет собой сделку между организациями, находящимися под общим контролем.

Резерв от пересчета валюты отчетности

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

Выплаты акционеру

Дивиденды

В 2008 году КМГ начислил и выплатил дивиденды своему акционеру в размере 92,41 тенге за акцию в общей сумме 29.209.331 тысячу тенге (в 2007 году: 27,73 тенге за акцию в общей сумме 8.766.059 тысяч тенге).

Доля меньшинства

В тысячах тенге	**2008**	2007
АО «Разведка Добыча КазМунайГаз»	**356.202.453**	271.828.698
Дочерние организации АО «Торговый Дом «КазМунайГаз»	**65.186.774**	77.159.789
Дочерние организации АО «КазТрансОйл»	**–**	3.066.103
Прочие	**576.495**	1.291.911
	421.965.722	353.346.501

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. ЗАЙМЫ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	**655.665.703**	343.580.322
Средневзвешенные ставки вознаграждения	**8,40%**	6,33%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	**828.764.844**	871.117.297
Средневзвешенные ставки вознаграждения	**4,56%**	7,09%
	1.484.430.547	1.214.697.619

В тысячах тенге	**2008**	**2007**
Займы, выраженные в долларах США	**1.371.856.904**	1.103.614.637
Займы, выраженные в евро	**4.622.082**	60.152.120
Займы, выраженные в тенге	**63.255.288**	13.266.464
Займы, выраженные в других валютах	**44.696.273**	37.664.398
	1.484.430.547	1.214.697.619

В тысячах тенге	**2008**	2007
Текущая часть	**215.684.611**	694.689.890
Долгосрочная часть	**1.268.745.936**	520.007.729
	1.484.430.547	1.214.697.619

19. К УПЛАТЕ ЗА ПРИОБРЕТЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОЛИ В ПРОЕКТЕ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Задолженность по приобретению дополнительной доли в проекте	**228.283.802**	–
Штраф за отсрочку начала добычи	**11.216.997**	–
	239.500.799	–

31 октября 2008 года все участники проекта СКП подписали соглашение, согласно которому все участники проекта, за исключением «КМГ Кашаган Б.В.», согласились частично передать часть своих долей в проекте, на пропорциональной основе, таким образом, чтобы увеличить долю «КМГ Кашаган Б.В.» в СКП с 8,33% до 16,81% ретроспективно с 1 января 2008 года (Примечание 7).

Также, «КМГ Кашаган Б.В.» признал обязательства по дополнительной выплате штрафа по отсроченной коммерческой добыче на месторождении Кашаган на основании наилучшей оценки того, что добыча нефти на месторождении Кашаган начнется после 1 октября 2012 года.

20. РАСЧЕТЫ С УЧАСТНИКОМ СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Как описано в Примечании 5, 8 ноября 2007 года Группа подписала договор о покупке 50% доли в холдинговой компании «CCEL», средства которой инвестированы в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане.

Данное совместное предприятие и его дочерние организации обязаны по договору распределять участникам весь доступный распределяемый капитал наиболее эффективным способом, или посредством объявления дивидендов, распределения капитала или погашения беспроцентных векселей к оплате каждому участнику. Соответственно, «CCEL» не имеет капитала, и все распределяемые резервы были классифицированы как кредиторская задолженность, причитающаяся участникам совместного предприятия, в размере 148.794.516 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2008 года (в 2007 году: 26.086.870 тысяч тенге). По состоянию на 31 декабря 2008 года пропорциональная доля Группы в данном обязательстве составляла 74.397.258 тысяч тенге (в 2007 году: 13.043.435 тысяч тенге) и была отражена как заем к уплате участнику совместного предприятия в составе краткосрочных обязательств.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

20. РАСЧЕТЫ С УЧАСТНИКОМ СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ (продолжение)

Кроме того, по условиям договора о приобретении, Группа получила право на получение денежных потоков от финансового актива, но приняла на себя обязательство выплатить CITIC эти денежные потоки, в превышение гарантированной выплаты в размере 26,2 миллионов долларов США, до 2020 года, по соглашению о перераспределении в размере до 782,5 миллионов долларов США (94.106.228 тысяч тенге) на 31 декабря 2007 года. По данному обязательству начисляются проценты по ставке ЛИБОР плюс 1,45% в год. Группа не имеет обязательства уплачивать эти суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от совместного предприятия. Соответственно, данное право и обязательство не признаны в бухгалтерском балансе Группы. Вексель к получению на сумму 75 миллионов долларов США (эквивалентно 9.431.009 тысячам тенге) на 31 декабря 2008 года (в 2007 году: 9.239.114 тысячи тенге) представляет собой 50% часть финансового актива, признание которого было прекращено в результате соглашения о перераспределении.

По состоянию на 31 декабря 2008 года долгосрочная часть займа к уплате участнику совместного предприятия составляла 89.054.612 тысяч тенге (в 2007 году: 96.083.536 тысяч тенге). Данная сумма представляет собой долю Группы в обязательствах по основной сумме и вознаграждению по векселю «CCEL» к уплате в пользу CITIC, за предоставленное финансирование на приобретение инвестиций в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане.

Кроме того, Группа имеет право в случае наступления определенных условий, как предусмотрено в соглашении о покупке, исполнить опцион пут и вернуть CITIC инвестицию и получить обратно 150 миллионов долларов США плюс проценты, начисленные на эту сумму по ставке 8%, минус совокупную сумму любых полученных платежей, составляющих 26,2 миллиона долларов США.

17 ноября 2008 года Группа подписала дополнительное соглашение к договору, которое изменяет гарантированный платеж на 26.87 миллионов долларов США и устанавливает годовые сроки выплаты одной второй от суммы гарантированного платежа не позднее 12 июня и 12 декабря. Тем не менее, по состоянию на 31 декабря 2008 года вознаграждение на финансовый актив было начислено с 12 сентября 2008 года. После заключения данного соглашения эффективная ставка вознаграждения по дебиторской задолженности составляет 15% в год (2007: 14%).

21. РЕЗЕРВЫ

В тысячах тенге	Обязательства по выбытию активов	Обязательство за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
Резерв на 1 января 2007 года	**36.516.019**	**30.502.497**	**19.125.092**	**13.131.411**	**99.275.019**
Пересчет валюты отчетности	(159.024)	–	910.224	(1.119.863)	**(368.663)**
Изменение в оценке	(4.290.593)	–	(2.963.176)	(461.946)	**(7.715.715)**
Увеличение на сумму дисконта	2.214.836	–	–	45.169	**2.260.005**
Резерв за год	2.565.618	–	4.993.938	5.992.540	**13.552.096**
Поступления при объединении предприятий	2.887.480	7.280.204	551.177	629.401	**11.348.262**
Сторнирование неиспользованных сумм	–	–	–	(660.555)	**(660.555)**
Использование резерва	(6.142.904)	(2.259.648)	(15.845)	(1.823.339)	**(10.241.736)**
Резерв на 31 декабря 2007 года	**33.591.432**	**35.523.053**	**22.601.410**	**15.732.818**	**107.448.713**
Пересчет валюты отчетности	147.213	69.208	(1.998)	66	**214.489**
Изменение в оценке	(287.347)	–	–	–	**(287.347)**
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(529.177)	(2.902.779)	(190.928)	**(3.622.884)**
Увеличение на сумму дисконта	2.552.487	–	–	–	**2.552.487**
Резерв за год	7.824.202	593.866	7.893.836	9.279.065	**25.590.969**
Использование резерва	(631.803)	(3.768.250)	(281.325)	(10.563.578)	**(15.244.956)**
Резерв на 31 декабря 2008 года	**43.196.184**	**31.888.700**	**27.309.144**	**14.257.443**	**116.651.471**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

21. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

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

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

В тысячах тенге	Обязательства по выбытию активов	Обязательство за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
На 31 декабря 2008 года					
Текущая часть	1.120.014	6.386.533	26.825.923	7.010.955	**41.343.425**
Долгосрочная часть	42.076.170	25.502.167	483.221	7.246.488	**75.308.046**
Резерв на 31 декабря 2008 года	**43.196.184**	**31.888.700**	**27.309.144**	**14.257.443**	**116.651.471**
На 31 декабря 2007 года					
Текущая часть	1.427.890	3.654.953	21.109.911	11.601.936	**37.794.690**
Долгосрочная часть	32.163.542	31.868.100	1.491.499	4.130.882	**69.654.023**
Резерв на 31 декабря 2007 года	**33.591.432**	**35.523.053**	**22.601.410**	**15.732.818**	**107.448.713**

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

22. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В тысячах тенге	**2008**	2007
Задолженность перед сотрудниками	**13.730.485**	10.131.765
Авансы полученные	**12.653.077**	20.719.318
Прочие	**23.467.013**	26.780.755
Итого прочих текущих обязательств	**49.850.575**	57.631.838
Торговая кредиторская задолженность	**187.573.410**	155.335.884
	237.423.985	212.967.722

На 31 декабря 2008 и 2007 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

23. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Роялти	**17.486.195**	13.010.509
Акцизный налог	**11.427.406**	10.560.099
НДС	**9.531.695**	8.801.144
Специальный фонд на нефтепродукты	**8.236.264**	9.278.720
Прочие	**10.597.010**	7.598.951
	57.278.570	49.249.423

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

24. ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Реализация сырой нефти	**1.145.808.508**	916.229.100
Реализация нефтепродуктов	**1.113.116.384**	177.118.064
Оплата за транспортировку	**201.499.907**	161.308.722
Реализация продуктов переработки газа	**109.983.864**	89.242.197
Прочий доход	**186.624.037**	86.407.821
Минус: налоги с продаж и коммерческие скидки	**(219.642.100)**	(16.948.131)
	2.537.390.600	1.413.357.773

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

25. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Материалы и запасы	**926.572.902**	344.542.813
Износ, истощение и амортизация	**127.511.580**	89.197.495
Расходы по заработной плате	**92.726.599**	72.456.346
Роялти	**92.225.391**	48.381.626
Ремонт и обслуживание	**48.188.974**	36.835.513
Прочее	**98.759.303**	46.090.483
	1.385.984.749	637.504.276

26. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Расходы по заработной плате	**55.711.043**	38.255.222
Износ и амортизация	**18.447.951**	12.815.546
Налоги	**15.447.935**	6.152.590
Резервы по сомнительным долгам	**15.267.703**	4.486.721
Консультационные услуги	**10.690.935**	6.473.426
Благотворительность	**5.531.715**	5.612.123
Прочее	**68.428.130**	33.531.868
	189.525.412	107.327.496

27. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Транспортировка	**105.631.881**	77.007.601
Таможенные пошлины	**72.736.071**	–
Расходы по заработной плате	**11.390.005**	3.433.619
Износ и амортизация	**8.410.979**	1.641.340
Прочее	**17.760.671**	9.690.164
	215.929.607	91.772.724

Таможенные экспортные пошлины на сырую нефть были введены Правительством Казахстан в 2008 году.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

28. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Процентный доход по вкладам в банках и облигациям	**70.469.225**	41.153.007
Переоценка обязательства по опциону пут	**24.616.953**	–
Прочие	**7.965.143**	1.741.266
	103.051.321	42.894.273

29. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

В тысячах тенге	**2008**	2007
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	**169.006.378**	58.451.913
Амортизация дисконта по обязательству по опциону пут	**5.125.057**	709.075
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов	**2.552.487**	2.260.005
Прочее	**9.894.038**	3.610.423
	186.577.960	65.031.416

30. ДОЛЯ В ДОХОДАХ АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ

В тысячах тенге	**2008**	2007
«ПетроКазахстан Инк.» (Примечание 10)	**22.470.653**	59.196.920
Прочее	**(95.895)**	(247.572)
	22.374.758	58.949.348

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2008 года в сумме 15.911.866 тысяч тенге (в 2007 году: 11.346.708 тысяч тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог.

На 31 декабря подоходный налог к уплате представлен следующим образом:

В тысячах тенге	**2008**	2007
Налог на сверхприбыль	**64.729.666**	60.513.052
Корпоративный подоходный налог	**1.962.828**	13.023.591
Подоходный налог к уплате	**66.692.494**	73.536.643

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

В тысячах тенге	**2008**	2007
Текущий подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	**265.541.249**	199.751.779
Налог на сверхприбыль	**69.126.541**	57.670.973
Налог у источника выплаты по дивидендам	**20.358.277**	8.817.619
Отсроченный подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	**(97.807.715)**	6.670.977
Налог на сверхприбыль	**(2.946.024)**	(1.343.002)
Налог у источника выплаты по дивидендам	**(210.508)**	(489.465)
Расходы по подоходному налогу	**254.061.820**	271.078.881

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Утвержденным налоговым кодексом снижена ставка КПН с 20% в 2009 году до 17,5% в 2010 году и до 15% в 2011 году и далее. Механизм расчета НСП также изменяется с 2009 года. Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (30% в 2008 и 2007 годах) к расходам по подоходному налогу представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

В тысячах тенге	**2008**	2007
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	**191.871.617**	187.378.111
Налоговый эффект постоянных разниц		
Налог на сверхприбыль	**69.134.841**	56.327.971
Налог у источника выплаты по дивидендам	**20.147.769**	8.328.154
Налоговый эффект статей не относимых на вычеты или не подлежащих обложению в целях налогообложения	**29.265.054**	16.422.186
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	**47.175.036**	8.510.751
Эффект изменения налогового законодательства	**(98.681.133)**	–
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	**(4.851.364)**	(5.771.107)
Расходы по корпоративному подоходному налогу, представленные в консолидированном отчете о прибылях и убытках	**254.061.820**	271.196.066
Расходы по подоходному налогу по прекращенной деятельности	–	(117.185)
Расходы по подоходному налогу от продолжающейся деятельности	**254.061.820**	271.078.881

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. 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, на 31 декабря включают следующее:

В тысячах тенге	2008 год Корпоративный подоходный налог	2008 год Налог на сверхприбыль	2008 год Налог у источника	2008 год Итого	2007 год Корпоративный подоходный налог	2007 год Налог на сверхприбыль	2007 год Налог у источника	2007 год Итого
Активы по отсроченному налогу								
Основные средства	**5.853.500**	**563.390**	–	**6.416.890**	12.316.674	437.393	–	12.754.067
Перенесенные налоговые убытки	**198.463**	–	–	**198.463**	1.592.932	–	–	1.592.932
Начисленные обязательства в отношении работников	**3.178.349**	**61.519**	–	**3.239.868**	1.306.485	–	–	1.306.485
Обесценение финансовых активов	**2.140.154**	-	–	**2.140.154**	1.005.060	–	–	1.005.060
Обязательство за загрязнение окружающей среды	**1.250.832**	**3.678**	–	**1.254.510**	1.520.953	–	–	1.520.953
Прочие	**6.496.272**	**236.625**	–	**6.732.897**	9.361.561	4.855.529	–	14.217.090
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	**(3.403.284)**	**(563.390)**	–	**(3.966.674)**	(8.380.645)	(437.393)	–	(8.818.038)
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	**(9.471.391)**	**(132.137)**	–	**(9.603.528)**	(12.615.777)	(4.424.247)	–	(17.040.024)
Активы по отсроченному налогу	**6.242.895**	**169.685**	–	**6.412.580**	6.107.243	431.282	–	6.538.525
Обязательства по отсроченному налогу								
Основные средства	**154.701.931**	**556.509**	–	**155.258.440**	256.845.991	7.623.216	–	264.469.207
Нераспределенная прибыль дочерних компаний	–	–	**2.107.799**	**2.107.799**	–	–	2.310.121	2.310.121
Прочее	**7.154.110**	**622**	–	**7.154.732**	4.711.589	–	3.238	4.714.827
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	**(9.471.391)**	**(132.137)**	–	**(9.603.528)**	(12.615.777)	(4.424.247)	–	(17.040.024)
Обязательства по отсроченному налогу	**152.384.650**	**424.994**	**2.107.799**	**154.917.443**	248.941.803	3.198.969	2.313.359	254.454.131
Чистые обязательства по отсроченному налогу	**146.141.755**	**255.309**	**2.107.799**	**148.504.863**	242.834.560	2.767.687	2.313.359	247.915.606

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

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объем контрактов на недропользование. Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2008 года истекают в течении трех лет с момента возникновения для целей налогообложения. Следовательно, основная часть перенесенных налоговых убытков Группы по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 годов истекает в 2008-2011 годах для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах по отсроченному налогу представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**2008 год Корпоративный подоходный налог**	**2008 год Налог на сверхприбыль**	**2008 год Налог у источника**	**2008 год Итого**	2007 год Корпоративный подоходный налог	2007 год Налог на сверхприбыль	2007 год Налог у источника	2007 год Итого
Сальдо на 1 января	**242.834.560**	**2.767.687**	**2.313.359**	**247.915.606**	85.305.816	4.110.689	3.133.215	92.549.720
Пересчет валюты отчетности	**630.895**	**433.646**	**4.948**	**1.069.489**	(1.457.077)	–	(330.391)	(1.787.468)
Приобретение дочерней организации (Примечание 5)	**484.015**	**–**	**–**	**484.015**	152.314.844	–	–	152.314.844
Отражено в консолидированном отчете о прибылях и убытках	**(97.807.715)**	**(2.946.024)**	**(210.508)**	**(100.964.247)**	6.670.977	(1.343.002)	(489.465)	4.838.510
Сальдо на 31 декабря	**146.141.755**	**255.309**	**2.107.799**	**148.504.863**	242.834.560	2.767.687	2.313.359	247.915.606

32. СУЩЕСТВЕННЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

В 2008 году сумма задолженности в 17.862.800 тысяч тенге по условиям соглашения о предэкспортном финансировании была погашена сырой нефтью (в 2007 году: 18.173.826 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

Связанные стороны включают в себя ключевой управленческий персонал Группы, организации, в которых ключевому управленческому персоналу Группы прямо или косвенно принадлежит существенная доля права голоса, организации группы «Самрук-Казына», 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 2008 и 2007 годах и соответствующие сальдо по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 годов:

В тысячах тенге		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Задолженность связанных сторон	Задолженность связанным сторонам
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	**2008**	**35.761.860**	**23.968.471**	**9.426.825**	**572.746**
	2007	545.297	13.278.899	3.034.596	176.972
Прочие государственные предприятия	**2008**	**–**	**–**	**–**	**7.274.673**
	2007	–	6.484.203	–	7.498.115
Ассоциированные компании	**2008**	**15.887.537**	**27.454.302**	**457.198**	**3.280.178**
	2007	–	21.176.640	–	–
Прочие связанные стороны	**2008**	**–**	**369.580**	**–**	**16.098.641**
	2007	–	–	–	6.015.000
Совместные предприятия, в которых Компания является участником	**2008**	**10.158.591**	**29.751.293**	**4.172.002**	**3.158.754**
	2007	7.889.368	21.495.283	3.716.870	4.679.874

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

В октябре 2008 года, после создания «Самрук-Казына», АО «Народный Сберегательный Банк Казахстана» рассматривается как связанная сторона, так как оно контролируется членом ключевого управленческого персонала «Самрук-Казына». На 31 декабря 2008 года Группа имела средства на текущих счетах и депозиты, размещенные в АО «Народный Сберегательный Банк Казахстана», на общую сумму 317.985.719 тысяч тенге (Примечания 9, 15 и 16) и имела непогашенные займы на общую сумму в 11.180.524 тысячи тенге (Примечание 18).

Общая сумма вознаграждения, выплаченная ключевому управленческому персоналу, включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о прибылях и убытках, составляет 2.240.304 тысячи тенге и 2.239.270 тысяч тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 годов соответственно. Вознаграждение, выплаченное ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премиями, основанными на операционных результатах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

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

Валютный риск

В результате значительных сумм займов и кредиторской задолженности, выраженных в долларах США, на консолидированный бухгалтерский баланс Группы может оказать значительное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США. 61% дохода Группы выражено в долларах США, в то время как почти 24% себестоимости продаж выражено в долларах США.

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

В тысячах тенге	Увеличение / уменьшение в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налого-обложения
2008 год	**+25%**	**(213.727.955)**
	+40%	**(341.982.941)**
2007 год	+5%	(4.956.142)
	-5%	4.956.142

Риск изменения процентных ставок

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

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

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

В тысячах тенге	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого-обложения
2008 год		
Доллары США	**+50**	**(4.143.824)**
	-50	**4.143.824**
2007 год		
Доллары США	+50	**(4.355.586)**
	-50	**4.355.586**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Рыночный риск

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

Кредитный риск

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Группы минимален. Максимальный размер риска является балансовой стоимостью, как это раскрыто в Примечании 14. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

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

Риск ликвидности

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

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)

34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Риск ликвидности (продолжение)

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

В тысячах тенге	До востребования	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет	**Итого**
На 31 декабря 2008 года						
Займы	11.031.901	83.831.064	228.709.195	1.365.458.083	498.380.040	**2.187.410.283**
К уплате за приобретение дополнительной доли в проекте	–	–	–	–	304.744.376	**304.744.376**
К уплате участнику совместного предприятия	–	–	74.397.258	–	–	**74.397.258**
Торговая кредиторская задолженность	38.466.046	128.139.865	20.894.758	72.741	–	**187.573.410**
Подоходный налог к уплате	–	–	41.343.425	–	–	**41.343.425**
Прочие налоги к уплате	–	–	57.278.570	–	–	**57.278.570**
Прочие текущие обязательства	13.893.658	22.268.074	12.948.131	740.712	–	**49.850.575**
	63.391.605	**234.239.003**	**435.571.337**	**1.366.271.536**	**803.124.416**	**2.902.597.897**
На 31 декабря 2007 года						
Займы	18.017.155	65.313.152	651.575.467	264.408.531	372.377.824	**1.371.692.129**
К уплате участнику совместного предприятия	–	–	13.043.435	–	–	**13.043.435**
Торговая кредиторская задолженность	1.317.286	51.831.601	87.712.070	1.081.075	13.393.852	**155.335.884**
Подоходный налог к уплате	–	–	73.536.643	–	–	**73.536.643**
Прочие налоги к уплате	–	–	49.249.423	–	–	**49.249.423**
Прочие текущие обязательства	8.127.770	27.049.626	6.255.298	11.819.261	4.379.883	**57.631.838**
	27.462.211	**144.194.379**	**881.372.336**	**277.308.867**	**390.151.559**	**1.720.489.352**

Управление капиталом

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

Структура капитала Группы состоит из задолженности, которая включает займы, раскрытые в Примечании 18 и капитала, включающего выпущенный капитал, дополнительный оплаченный капитал, прочие резервы и нераспределенную прибыль, как это раскрыто в Примечании 17.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Управление капиталом (продолжение)

Коэффициент на конец года представлен следующим образом:

В тысячах тенге	**2008**	2007
Займы	**1.484.430.547**	1.214.697.619
К уплате за приобретение дополнительной доли в проекте	**239.500.799**	–
К уплате участнику совместного предприятия	**163.451.870**	109.126.971
Обязательство по опциону пут	**14.895.525**	34.387.421
Прочие обязательства, составляющие чистую задолженность	**5.373.446**	7.016.292
Задолженность	**1.907.652.187**	1.365.228.303
Минус: денежные средства и их эквиваленты	**567.565.323**	386.878.700
Чистая задолженность	**1.340.086.864**	978.349.603
Чистая капитализация	**2.941.223.003**	2.316.500.607
Соотношение чистой задолженности к чистой капитализации	**46%**	42%

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

В тысячах тенге	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	2008	2007	**2008**	2007
Финансовые активы				
Денежные средства и их эквиваленты	**567.565.323**	386.878.700	**567.565.323**	386.878.700
Краткосрочные финансовые активы	**565.331.625**	451.058.616	**565.331.625**	451.058.616
Торговая дебиторская задолженность	**128.564.308**	220.780.376	**128.564.308**	220.780.376
Вексель к получению от совместного предприятия	**9.431.009**	9.239.114	**9.431.009**	9.239.114
Долгосрочные банковские вклады	**30.058.832**	34.175.534	**30.058.832**	34.175.534
Финансовые обязательства				
Займы	**1.484.430.547**	1.214.697.619	**1.409.074.680**	1.211.539.199
К уплате за приобретение дополнительной доли в проекте	**239.500.799**	–	**239.500.799**	–
К уплате участнику совместного предприятия	**163.451.870**	109.126.971	**163.451.870**	109.126.971
Подоходный налог к уплате	**66.692.494**	73.536.643	**66.692.494**	73.536.643
Торговая кредиторская задолженность	**187.573.410**	155.335.884	**187.573.410**	155.335.884
Прочие налоги к уплате	**57.278.570**	49.249.423	**57.278.570**	49.249.423
Обязательство по опциону пут	**14.895.525**	34.387.421	**14.895.525**	34.387.421
Прочие текущие и долгосрочные обязательства (исключая полученные авансы)	**60.190.509**	55.732.483	**60.190.509**	55.732.483

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. ДОЛЕВОЕ УЧАСТИЕ В СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ (консолидированные результаты)

На 31 декабря у Группы имелись доли участия в совместных предприятиях, список которых приведен в Примечании 36.

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 прибылях и убытках до исключения внутрихозяйственных операций и сальдо по таким операциям, как показано ниже (включая совместные предприятия прямых дочерних организаций):

В тысячах тенге	**2008**	2007
Активы		
Денежные средства и их эквиваленты	**61.781.793**	29.946.472
Торговая дебиторская задолженность	**21.202.182**	47.656.859
Товарно-материальные запасы	**18.948.945**	12.879.894
Прочие текущие активы	**69.872.699**	72.464.841
Основные средства и нематериальные активы	**604.335.789**	772.826.505
Прочие долгосрочные активы	**8.556.176**	12.576.342
Итого активов	**784.697.584**	948.350.913
Обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	**13.417.634**	23.057.516
Прочие текущие и долгосрочные обязательства	**273.139.596**	290.885.643
Долгосрочные займы	**189.180.743**	259.680.511
Итого обязательств	**475.737.973**	573.623.670
Доходы	**612.401.629**	373.587.333
Расходы	**(414.563.781)**	(225.979.337)
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	**292.840.457**	155.636.433
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности	**(79.430.659)**	(72.784.653)
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности	**(178.295.244)**	(119.727.299)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. КОНСОЛИДАЦИЯ

Следующие существенные дочерние и совместные предприятия были включены в данную консолидированную финансовую отчетность:

	Доля владения	
Существенные организации	**2008**	2007
Дочерние организации		
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и дочерние организации	**57,95%**	57,95%
АО «КазТрансГаз» и дочерние организации	**100,00%**	100,00%
АО «КазТрансОйл» и дочерние организации	**100,00%**	100,00%
АО «Торговый Дом «КазМунайГаз» и дочерние организации	**100,00%**	100,00%
АО «КазМунайТениз» и дочерние организации	**100,00%**	100,00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	**100,00%**	100,00%
«КМГ Кашаган Б.В.»	**100,00%**	100,00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	**100,00%**	100,00%
ТОО «Н Оперейтинг Компани»*	**100,00%**	–
ТОО «КМГ Транскаспий»*	**100,00%**	–
Совместные предприятия:		
ТОО «КазРосГаз»	**50,00%**	50,00%
ТОО СП «Тенгизшевройл» и дочерние организации	**20,00%**	20,00%
ТОО «Казахтуркмунай»	**51,00%**	51,00%
ТОО «Казахойл-Актобе»	**50,00%**	50,00%
АО «Казмортрансфлот»	**50,00%**	50,00%
ТОО «Каспийская нефтегазовая компания»	**50,00%**	50,00%
ТОО «Жамбай»	**50,00%**	50,00%
ТОО «Тениз Сервис»	**48,99%**	48,99%

*- данные дочерние организации были основаны Группой в 2008 году.

37. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

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.

Экологические обязательства

Законодательство по защите окружающей среды в Казахстане находится в процессе развития и поэтому подвержено постоянным изменениям. Штрафы за нарушение законодательства Республики Казахстан в области охраны окружающей среды могут быть весьма суровы. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате более строгой интерпретации существующих положений, гражданских исков или изменений в законодательстве не могут быть достоверно оценены. Помимо тех сумм, по которым были сформированы резервы (Примечание 21), руководство считает, что не существует вероятных либо возможных экологических обязательств, которые могут оказать существенное отрицательное влияние на финансовое положение Группы, консолидированный отчет о прибылях и убытках и консолидированный отчет о движении денежных средств.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Налогообложение

Положения различных законодательных и нормативных правовых актов не всегда четко сформулированы, и их интерпретация зависит от мнения инспекторов налоговых органов на местах и должностных лиц Министерства финансов. 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.

Группа считает, что она уплатила или начислила все применимые налоги. В неясных случаях Группа начислила налоговые обязательства на основании обоснованных оценок руководства. Политика Группы предусматривает начисление потенциальных обязательств в тот отчетный период, в котором существует вероятность таких дополнительных трат, размеры которых могут быть определены с достаточной степенью точности.

Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2008 года. Несмотря на возможность начисления таких сумм и их потенциально существенный характер, руководство Группы считает, что они либо маловероятны, либо не поддаются оценке, либо и то, и другое одновременно.

На деятельность и финансовое положение Группы могут оказывать влияние развитие политической ситуации в Казахстане, включая применение действующего и будущего законодательства и нормативно-правовых актов в области налогообложения. Группы не считает, что эти потенциальные обязательства в отношении ее деятельности носят более существенный характер, чем потенциальные обязательства аналогичных предприятий в Казахстане.

Руководство считает, что на 31 декабря 2008 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты другим образом в настоящей консолидированной финансовой отчетности (Примечания 4 и 21).

Обязательства в совместных предприятиях

Отдельные совместные предприятия в составе Группы (ТОО «ТенгизШевройл», ТОО «КазахТуркМунай», Северно-Каспийский Проект, ТОО «КазГерМунай» и ТОО «Казахойл Актобе») имеют обязательства по условиям лицензионных соглашений, которые они заключили 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 консолидированной финансовой отчетности в качестве договорных обязательств КазМунайГаз.

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 регулируется Правительством, 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, поставляемый Группой в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может существенно и отрицательно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

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

Условия некоторых контрактов Группы на недропользование требуют минимального уровня расходов за период до конца срока действия лицензии. По каждому из контрактов на недропользование от Группы также требуется согласование планов по ежегодным расходам по капитальным и инфраструктурным проектам с местными органами власти. Максимальная годовая сумма обязательств ограничена 1% затрат на разработку за год.

Лицензии и контракты на нефтяные месторождения АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ»)

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2009	44.586.977	4.735.461
2010	841.000	3.834.857
2011	841.000	3.834.857
2012	–	3.834.857
2013	–	3.834.857
2014-2021	–	22.564.721
Итого	**46.268.977**	**42.639.610**

Обязательства по поставке сырой нефти

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

Договорные обязательства ТОО «Казгермунай» («КГМ», 50% совместное предприятие РД КМГ)

Доля Группы в договорных обязательствах КГМ составляла 10.740.257 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2008 года (в 2007 году: 9.692.381 тысяч тенге).

Условные обязательства КГМ

Налоговые органы подали иск на КГМ в отношении обязательств, связанных со ставками, применяемыми при подсчете штрафов за сжигание газа в объемах, превышающих разрешенный лимит. По данному вопросу в 2008 году КГМ подал апелляцию на расчет, сделанный налоговыми органами, в Кызылординский региональный экономический суд. Однако, налоговый комитет опроверг данный вердикт в Наблюдательном Совете суда Кызылординской области и предыдущий вердикт был оспорен в пользу налогового комитета. КГМ находится в процессе подачи последующей апелляции в Верховный Суд Республики Казахстан. Руководство КГМ предполагает, что в конечном итоге дело будет решено в пользу компании. В связи с этим, в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, не было начислено никаких соответствующих сумм. Если КГМ не выиграет апелляцию, максимальная сумма обязательства, оцененная руководством КГМ, составит 9.873.360 тысяч тенге, включая штрафы и пени.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Условные обязательства CCEL

В 2007 году бухгалтерские книги CCEL были проаудированы налоговыми органами в отношении расчета и начисления налога на сверхприбыль за 2002-2004 годы. В результате данной проверки, CCEL было выставлено требование от Налогового Комитета Министерства Финансов Республики Казахстан об оплате дополнительного налога в размере 11,781,577 тысяч тенге, штрафа на сумму 2,727,387 тысяч тенге и пени на сумму 11,641,376 тысяч тенге. В 2008 году CCEL подал апелляцию в суд города Астаны, где было вынесено решение в пользу CCEL. Налоговые органы затем подали на апелляцию в Верховный Суд, где впоследствии было вынесено решение в их пользу. 16 января 2009 года CCEL подал апелляцию в Коллегию Верховного Суда в отношении выставленных требований по налогу на сверхприбыль. На дату подписания финансовой отчетности исход данного дела остается неопределенным. По состоянию на 31 декабря 2008 года CCEL начислил возможные убытки по данному требованию на сумму 1,889,187 тысяч тенге. Оставшаяся сумма не была начислена, так как CCEL предполагает, что исход дела будет решен в его пользу.

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

Инвестиции на улучшение газотранспортных активов

АО «КазТрансГаз» («КТГ») управляет сетью магистральных газопроводов в Республике Казахстан в соответствии с договором (далее «Договор»), подписанным между Группой и Правительством. По условиям Договора ИЦА имеет обязательство ежегодно инвестировать 30 миллионов долларов США (3.623.100 тысяч тенге по курсу 120,77 тенге за 1 доллар США на 31 декабря 2008 года) на улучшение и ремонт переданных газотранспортных активов и на инвестиции в новые газотранспортные активы. В соответствии с условиями Договора, ИЦА будет компенсирована остаточная стоимость указанных инвестиций на момент истечения срока действия Договора. На 31 декабря 2008 года ИЦА имело контрактные обязательства, относящиеся к данному инвестиционному обязательству, приблизительно на сумму 4.700.470 тысяч тенге (в 2007 году: 3.304.660 тысяч тенге).

Настоящее инвестиционное обязательство возникает при наступлении определенных условий. Одно из них состоит в том, что физический объем транспортируемого газа остается стабильным или увеличивается по сравнению с уровнем 1996 года; следующее условие заключается в том, что продолжающиеся условия контрактов по транспортировке газа с иностранными клиентами останутся такими же благоприятными, какими они были до заключения Договора. Если тарифы на транспортировку газа и неуплаты со стороны клиентов сделают неосуществимым проведение улучшений и инвестиций, ИЦА имеет право обратиться к Правительству Республики Казахстан для рассмотрения корректировки внутреннего тарифа или корректировки уровня его инвестиционных обязательств.

Роялти

С 17 июля 1997 года ИЦА обязано выплачивать роялти Правительству Республики Казахстан в размере, примерно, 2% от объема газа, транспортированного по Западной системе. Однако, в соответствии с Договором данный платеж подлежит оплате по Западной системе только после издания постановления Правительством Республики Казахстан или приказа Министерством финансов, уведомляющего клиентов Западной системы об их обязательстве оплатить роялти ИЦА. По состоянию на 31 декабря 2008 года такое постановление не было опубликовано. Вследствие неопределенности, связанной с реализацией условий выплаты роялти, ИЦА до настоящего времени не начисляло роялти своим клиентам.

Кроме того, ИЦА не получило никакого указания от Правительства 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 ИЦА обязательства в отношении каких-либо сумм роялти за прошедшие периоды.

Руководство работает над разъяснением данного вопроса с Правительством Республики Казахстан и считает, что ИЦА или его клиентам не будут вменены никакие обязательства по выплате роялти за прошедшие периоды или в будущем.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Инвестиционные и прочие обязательства по Договору (продолжение)

Кыргызский обвод

В соответствии с рядом определенных условий, которые включают возмещение тарифа, ИЦА должно спроектировать и построить кыргызский обвод по стоимости, которая была определена в Договоре в размере примерно 90–100 миллионов долларов США. Данный актив будет передан Республике Казахстан на более позднюю из следующих дат: в конце срока действия Договора или через двадцать лет после завершения за 1 доллар США. Строительство данного обвода еще не началось.

Руководство считает, что оно предприняло все необходимые шаги для выполнения обязательств ИЦА в этом вопросе, в том числе рассматривает вопрос о принятии в концессионное управление участка газопровода, принадлежащего Республике Кыргызстан. Однако новые внутренние тарифы, которые по условиям Договора являются непременным условием начала строительства кыргызского обвода, еще не были опубликованы по состоянию на 31 декабря 2008 года.

Правительство Республики Казахстан осуществило проверку выполнения ИЦА своих обязательств по Договору, включая выполнение инвестиционных обязательств. Проверка выполнения инвестиционных обязательств ИЦА по Договору за 2008 год будет проведена в 2009 году. Руководство считает, что ИЦА выполняет требования по инвестиционным обязательствам по состоянию на 31 декабря 2008 года.

До декабря 2005 года ИЦА платило Правительству 10% от чистого дохода в соответствии с Договором. 31 марта 2006 года Республика Казахстан, в лице Министерства финансов, и ИЦА подписали контракт о поправках («Поправки») к Договору. В соответствии с Поправками, в течение периода с 1 января 2008 года по 31 декабря 2012 года и дополнительного пятилетнего периода, годовой платеж будет согласовываться в начале каждого периода, в случае если данного согласования не произойдет, ИЦА будет платить 2.082.287 тысяч тенге в год.

Обязательства КТГ по Контракту на разведку и добычу углеводородов

В декабре 2000 года КТГ подписал Контракт с Агентством Республики Казахстан по инвестициям на осуществление работ по разведке и добыче углеводородов на территориях Северного Учарала, Учарал-Кемпиртобе, а также блоках XXXIII-48, XXXIII-49, XXXIV-49, XXXIV-50, XXXIV-51, XXXV-50, включая газовые месторождения Амангельды, Анабай, Айракты и Кумырлы, Жамбылская область, Южный Казахстан (далее «Контракт по разведке и добыче углеводородов»). Срок действия Контракта по разведке и добыче углеводородов составляет 31 год. В ноябре 2003 года Компания начала добычу и реализацию газа на месторождении Амангельды.

Как указано в Статье 16 Контракта на разведку и добычу углеводородов, Компания обязана осуществлять определенные выплаты либо ежегодно, либо по мере достижения определенных этапов в течение периодов разведки, разработки и добычи. Такие выплаты включают в себя бонус коммерческого обнаружения, роялти и определенные налоги, установленные в Контракте на разведку и добычу углеводородов. Размер бонуса коммерческого обнаружения составляет 0,05% от коммерчески рентабельных запасов обнаруженных углеводородов. Размер роялти основывается на общем объеме добычи, рассчитанном по ставкам, варьирующимся от 0,5% до 1,5%.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства КТГ по Контракту на разведку и добычу углеводородов (продолжение)

В 2000 году КТГ получил права на разведку и добычу углеводородов на территориях Север – Учарал, Учарал - Кемпиртобе, и блоках XXXIII–48, XXXIII–49, XXXIV–49, XXXIV–50, XXXIV–51, XXXV–50, включая месторождения газа Амангельды, Анабай, Айракты и Кумырлы, в Жамбылской области в Южном Казахстане. КТГ взял на себя долгосрочное обязательство выплатить Правительству в соответствии с условиями Контракта на разведку и добычу углеводородов сумму 32.651.840 долларов США (эквивалентно 4.146.784 тысячам тенге, по курсу 127 тенге за 1 доллар США), связанную со стоимостью приобретения геологических и геофизических данных и затратами на буровые работы, понесенными Правительством. Платеж в размере 18.327.460 долларов США (эквивалентно 2.327.587 тысячам тенге по курсу 127 тенге за 1 доллар США) должен осуществляться ежеквартально в течение 10 лет после наступления 15-го года с даты начала добычи, при условии, что запасы доказаны и коммерческая добыча началась. График погашения оставшейся части исторических затрат в сумме 14.324.380 долларов США (эквивалентно 1.819.196 тысячам тенге по курсу 127 тенге за 1 доллар США) будет дополнительно обсужден с Правительством после подтверждения коммерческого обнаружения газа на указанных месторождениях. Добыча газа началась на месторождении Амангельды и, соответственно, КТГ признал обязательства в отношении оплаты исторических затрат по газовому месторождению Амангельды.

Обязательства АО «Алматы Пауэр Консолидэйтед» («АПК», дочерняя организация КТГ) по закупкам

На 31 декабря 2008 года у АПК имелись обязательства по приобретению горючего, материалов и услуг у различных поставщиков на сумму 9.130 миллионов тенге (в 2007 году: 83.027 миллионов тенге).

Обязательства капитального характера АО «Азиатский Газопровод» («АГП», 50% совместное предприятие КТГ)

На 31 декабря 2008 года АГП имел обязательства по капиталовложениям в отношении основных средств на общую сумму 205.689.359 тысяч тенге (в 2007 году: ноль).

Обязательства по капитальным затратам «КМГ Кашаган Б.В.»

По состоянию на 31 декабря 2008 года ««КМГ Кашаган Б.В.»» имел обязательства по капитальным затратам на приобретение, строительство и разработку доли в «Северо-Каспийском Проекте» на общую сумму 1.700.381 тысячу долларов США.

Контрактные обязательства АО «КазТрансОйл» («КТО») по приобретению основных средств, товарно-материальных запасов и услуг

По состоянию на 31 декабря 2008 у КТО имелись договорные обязательства по приобретению основных средств и услуг строительства в сумме 19.897.133 тысяча тенге (31 декабря 2007: 26.566.199 тысяч тенге). В дополнение, по состоянию на 31 декабря 2008 КТО обязался приобрести товарно-материальные запасы (материалы и запасные части) и прочие услуги на сумму 44.931.451 тысяча тенге (31 декабря 2007: 25.376.446 тысяч тенге).

Технологическая нефть АО «МунайТас» и АО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»

АО «МунайТас», 50%-е совместное предприятие КТО, получило нефть для закачки в трубопровод. По состоянию на 31 декабря 2008 и 31 декабря 2007 года объем нефти, закачанной для заполнения трубопровода, составлял 99 тысяч тонн. Аналогично, АО «Казахстанско-Китайский Трубопровод», 50%-е совместное предприятие КТО, получило нефть для заполнения своего трубопровода в количестве 401 тысячи тонн от своей связанной стороны ТОО «ПетроЧайна Интернэшнл Казахстан». АО «МунайТас» и АО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» несут полную ответственность за сохранность этой нефти и должны возвратить ее клиентам в случае вывода трубопровода из эксплуатации или истечения срока действия контрактов на транспортировку. КТО не отражает никаких активов или обязательств в отношении данной нефти.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Ковенанты КТО

Гарантии

На 31 декабря 2007 года КТО выступил в качестве гаранта перед ЕБРР в отношении обязательств АО «МунайТас» в рамках кредитного договора с ЕБРР. Согласно гарантийному договору, заключенному между КТО и ЕБРР, КТО должен соблюдать следующие положения договора:

- коэффициент ликвидности не менее 1:1;
- соотношение прибыли до вычета процентов и подоходного налога на проценты не менее 2:1; и
- соотношение долга к капиталу не выше 2:1.

По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 годов КТО соблюдал данные положения договора.

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

Займы

28 августа 2008 года КТО подписало договор займа с BTMU (Europe) Limited, ING Bank N.V. и Natexis на сумму 275 миллионов долларов США (Примечание 18). Согласно договору займа, заключенному между КТО и кредиторами, КТО должен соблюдать следующие положения договора:

- коэффициент ликвидности не менее 1:1;
- соотношение долга к прибыли до вычета процентов, подоходного налога, износа и амортизации не более 3,5:1;
- соотношение долга к капиталу не выше 2:1.
- соотношение прибыли до вычета процентов и подоходного налога к общим финансовым затратам не более 2:1

По состоянию на 31 декабря 2008 года КТО соблюдало данные положения договора.

Обязательства по контрактам АО «КазМунайТениз» («КМТ») на проведение разведки углеводородного сырья

Согласно условиям контрактов КМТ на проведение разведки углеводородного сырья, заключенных с Правительственными органами, КМТ имеет обязательства по исполнению минимальных рабочих программ по соответствующим нефтегазовым проектам. На 31 декабря 2008 года, КМТ имело обязательства по выполнению минимальной рабочей программы на 2009 год на общую сумму 239.836 тысяч долларов США (эквивалентно 28.964.994 тысячам тенге) (на 31 декабря 2007 года: 204.312 тысячи долларов США или 24.578.734 тысячи тенге).

Обязательства по контрактам КазМунайГаз на проведение разведки углеводородного сырья

Согласно условиям контрактов на проведение разведки углеводородного сырья, заключенных КазМунайГаз с Правительственными органами, Компания имеет обязательства по исполнению минимальных рабочих программ по соответствующим нефтегазовым проектам. На 31 декабря 2008 года, Компания имела обязательства по невыполненной части рабочих программ на общую сумму 178.738 тысяч долларов США и 1.424.921 тысячу тенге (на 31 декабря 2007 года: 70.790 тысяч долларов США и 1.797.513 тысячи тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства АО «Торговый Дом «КазМунайГаз» («ТД КМГ») по поставкам на внутренний рынок

Казахстанское правительство обязывает компании, специализирующиеся на реализации нефти, поставлять часть продукции на внутренний рынок для обеспечения ежегодной внутренней энергетической потребности, в основном для поддержки сельхозпроизводителей во время весенних и осенних полевых работ. Цены на нефть на внутреннем рынке значительно ниже цен, которые можно получить на внешних рынках, и даже ниже чем стандартные цены на внутреннем рынке, определяемые в коммерческих сделках. За 2008 год ТД КМГ поставил 560.501 тонн нефтепродуктов на общую сумму в 30.466.132 тысячи тенге. Группа должна поставить дополнительные 100.000 тонн на сумму 5.044.248 тысяч тенге в течение следующих двенадцати месяцев. Стоимость обязательств была рассчитана на основе текущих цен на местном рынке.

Контрактные обязательства ТД КМГ по капитальным затратам

По состоянию на 31 декабря 2008 года ТД КМГ имел обязательства по капитальным затратам на общую сумму 36.862.702 тысячи тенге.

Ковенанты ТД КМГ

В 2008 году КМГ выпустил гарантию в пользу Deutsche Bank AG в отношении обязательств ТД КМГ по договору займа на сумму 2,5 миллиарда долларов США от Deutsche Bank AG (Примечание 18). Согласно договору гарантии, заключенному между КМГ и Deutsche Bank AG, КМГ должен соблюдать следующие положения договора:

- соотношение консолидированной чистой задолженности к консолидированной прибыли до вычета процентов, налогов, износа и амортизации не более 3,5:1;
- соотношение консолидированной чистой задолженности к прибыли до вычета процентов, налогов, износа и амортизации, исключая чистую задолженность, гарантированную от имени КМГ, не более 2,5:1;
- соотношение неконсолидированной прибыли КМГ к процентам КМГ (неконсолидированным) за следующий 12 месяцев после вычета Денег и Эквивалентов Денежных Инвестиций, имеющихся в наличии у КМГ на неконсолидированной основе не менее 1,25;
- соотношение консолидированного чистого долга к чистой капитализации не более 50%.

В добавление к этому, КМГ, в качестве Гаранта, должен соблюдать определенные нефинансовые ковенанты.

По состоянию на 31 декабря 2008 года КМГ соблюдало данные положения договора.

Ковенанты КМГ

В 2008 году КМГ выпустил облигации на сумму 3 миллиарда долларов США. Согласно условиям выпущенных облигаций, КМГ должен выполнять следующее положение:

- соотношение консолидированной чистой задолженности к консолидированной прибыли до вычета процентов, налогов, износа и амортизации не более 3,5:1.

В добавление к этому, КМГ, в качестве Гаранта, должен соблюдать определенные нефинансовые ковенанты.

По состоянию на 31 декабря 2008 года КМГ соблюдало данные положения договора.

Условные обязательства ПКИ

По состоянию на 31 декабря 2008 года, ПКИ имел условные обязательства, связанные с налоговыми и прочими судебными разбирательствами на общую сумму 29.667.715 тысяч тенге (в 2007 году: 39.411.724 тысячи тенге). ПКИ является ассоциированной организацией Группы с долей владения 33%.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

38. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

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

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

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2008 год:

В тысячах тенге	**Разведка и добыча нефти и газа**	**Транспортировка нефти и газа**	**Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов**	**Прочие**	**Элиминирование**	**Итого**
Доход от реализации внешним клиентам	666.149.019	305.441.982	1.555.900.331	9.899.268	–	**2.537.390.600**
Доход от реализации другим сегментам	493.250.909	32.466.391	9.070.232	17.364.031	(552.151.563)	–
Итого доходов	**1.159.399.928**	**337.908.373**	**1.564.970.563**	**27.263.299**	**(552.151.563)**	**2.537.390.600**
Валовая прибыль	880.194.039	122.497.580	178.058.185	16.114.984	(45.458.937)	**1.151.405.851**
Финансовый доход	64.447.249	7.392.992	34.036.382	214.636.621	(217.461.923)	**103.051.321**
Финансовые затраты	(111.018.055)	(20.296.313)	(52.010.911)	(21.682.290)	18.429.609	**(186.577.960)**
Износ, истощение и амортизация	(84.725.988)	(37.009.021)	(29.847.310)	(2.788.191)	–	**(154.370.510)**
(Обесценение) / сторнирование обесценения основных средств	(2.020.654)	5.158	(4.805.448)	(2.000.413)	–	**(8.821.357)**
Обесценение гудвила	–	(17.553.133)	(6.000.000)	–	–	**(23.553.133)**
Доля в доходах / (расходах) ассоциированных компаний	22.470.653	(10.342)	(85.553)	–	–	**22.374.758**
Расходы по подоходному налогу	(214.528.299)	(3.546.217)	(12.306.391)	(23.680.912)	–	**(254.061.820)**
Чистая прибыль за год	**379.988.240**	**45.536.151**	**2.248.444**	**155.497.775**	**(197.760.373)**	**385.510.237**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

38. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)

В тысячах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти и газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Прочая сегментная информация						
Инвестиции в ассоциированные компании	122.200.422	69.370	4.750.911	–	–	**127.020.703**
Капитальные расходы	492.619.829	224.867.391	49.610.829	5.653.143	–	**772.751.192**
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы и сомнительный НДС к возмещению	(3.072.522)	(11.443.902)	(14.151.637)	(4.782.355)	–	**(33.450.416)**
Активы сегмента	**2.835.107.687**	**885.135.558**	**850.882.941**	**1.027.669.108**	**(1.017.351.926)**	**4.581.443.367**
Обязательства сегмента	**1.408.836.614**	**526.670.680**	**672.730.606**	**428.226.477**	**(478.122.871)**	**2.558.341.506**

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2007 год:

В тысячах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти и газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	416.892.935	238.823.373	748.944.697	8.696.768	–	**1.413.357.773**
Доход от реализации другим сегментам	405.935.493	25.933.233	10.281.555	15.557.440	(457.707.721)	–
Итого дохода	**822.828.428**	**264.756.606**	**759.226.252**	**24.254.208**	**(457.707.721)**	**1.413.357.773**
Валовая прибыль	627.085.309	96.937.777	83.862.527	10.492.588	(42.524.704)	**775.853.497**
Финансовый доход	33.086.026	4.008.863	2.492.797	117.667.862	(114.361.275)	**42.894.273**
Финансовые затраты	(37.046.339)	(15.680.482)	(11.369.914)	(6.092.635)	5.157.954	**(65.031.416)**
Износ, истощение и амортизация	(61.658.578)	(29.925.025)	(10.065.403)	(2.005.375)	–	**(103.654.381)**
(Обесценение основных средств) / возврат обесценения	(181.430)	9.395.232	(7.983.961)	(620.757)	–	**609.084**
Доля в доходах / (расходах) ассоциированных компаний	59.196.919	(240.202)	(7.369)	–	–	**58.949.348**
Расходы по подоходному налогу	(222.050.696)	(25.866.299)	(13.086.281)	(10.075.605)	–	**(271.078.881)**
Чистая прибыль за год	**307.390.967**	**41.011.698**	**9.922.065**	**103.695.274**	**(111.784.586)**	**350.235.418**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

38. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)

В тысячах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти и газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Прочая сегментная информация						
Инвестиции в ассоциированные компании	147.357.155	–	9.288.214	–	–	**156.645.369**
Капитальные расходы	362.736.457	141.295.074	426.362.481	13.470.581	–	**943.864.593**
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы и сомнительный НДС к возмещению	(8.547.615)	(9.882.966)	(2.653.712)	(64.826)	–	**(21.149.119)**
Активы сегмента	**1.978.279.316**	**644.248.018**	**1.028.564.688**	**528.855.277**	**(402.042.329)**	**3.777.904.970**
Обязательства сегмента	**961.950.097**	**323.627.488**	**864.015.307**	**62.138.074**	**(125.323.501)**	**2.086.407.465**

39. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

21 января 2009 Группа подписала договор мены с «Самрук-Казына» на обмен 100% доли в АО «Международный Аэропорт Атырау» на 50% долю в АО «Казмортрансфлот». В результате обмена, Группа стала единственным акционером АО «Казмортрансфлот». Стороны согласились оценить обмениваемые доли акций в равном размере в 1.195.906 тысяч тенге без какого-либо дополнительного вознаграждения.

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

4 февраля 2009 года Тенге девальвировал по отношению к Доллару США и другим основным валютам. Обменный курсы до и после девальвации составил 120 Тенге за 1 доллар США и 150 Тенге за 1 доллар США, соответственно. Обменный курс КФБ на 27 марта 2009 года составил 151,35 тенге за 1 доллар США.

26 февраля 2009 года Группа приобрела 50% акций АО «Казахстан Петрокемикал Индастрис» за 4.840.000 тысяч тенге.