

**АО «Национальная Компания  
«КазМунайГаз»**

Консолидированная финансовая отчётность  
*За год, закончившийся 31 декабря 2009 года  
с отчётом независимых аудиторов*

## СОДЕРЖАНИЕ

---

	Стр.
Отчёт независимых аудиторов	
<b>Консолидированная финансовая отчётность</b>	
Консолидированный отчет о финансовом положении	1-2
Консолидированный отчёт о совокупном доходе	3-4
Консолидированный отчёт о движении денежных средств	5-6
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале	7-8
Примечания к консолидированной финансовой отчётности	9-84

## ОТЧЁТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Акционеру АО «НК «КазМунайГаз»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее по тексту - «Группа»), которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2009 года, консолидированный отчёт о совокупном доходе, консолидированный отчёт об изменениях в капитале и консолидированный отчёт о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учётной политики и другие примечания к консолидированной финансовой отчётности.

### *Ответственность руководства в отношении финансовой отчётности*

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

### *Ответственность аудиторов*


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


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

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

### Заключение


По нашему мнению, консолидированная финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Группы на 31 декабря 2009 года, а также её финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.

  
ТОО «Эрнст энд Янг»

  
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: серия МФЮ - 2,  
№ 0000003, выданная Министерством  
Финансов Республики Казахстан от 15 июля  
2005 года

25 марта 2010 года



## КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

В тысячах тенге	Прим.	На 31 декабря		
		2009 года	2008 года Пересчитано*	2007 года Пересчитано*
<b>АКТИВЫ</b>				
<b>Долгосрочные активы</b>				
Основные средства	7	2.215.574.109	1.797.313.755	1.377.836.911
Активы по разведке и оценке	8	114.861.113	81.653.205	45.729.063
Нематериальные активы	9	259.455.337	75.319.359	73.716.240
Долгосрочные банковские вклады	10	18.464.389	29.694.239	34.139.958
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	11	644.811.190	525.187.158	520.245.599
Активы по отсроченному подоходному налогу	31	12.726.727	4.149.908	2.315.512
НДС к возмещению		7.049.861	3.718.369	5.360.935
Авансы за долгосрочные активы		18.647.080	14.041.878	9.875.060
Облигации к получению	16	62.520.986	-	-
Вексель к получению от участника совместного предприятия	19	20.268.928	18.862.018	18.480.085
Вексель к получению от ассоциированной компании	5	16.075.399	-	-
Заем связанной стороне	33	8.028.231	-	-
Прочие долгосрочные активы		10.300.115	7.153.299	5.051.802
		<b>3.408.783.465</b>	<b>2.557.093.188</b>	<b>2.092.751.165</b>
<b>Текущие активы</b>				
Товарно-материальные запасы	12	161.249.685	99.580.320	98.880.181
НДС к возмещению		38.260.134	40.305.715	36.000.362
Предоплата по подоходному налогу	31	11.979.760	7.790.729	8.203.953
Торговая дебиторская задолженность	13	142.179.614	111.796.282	173.509.421
Краткосрочные финансовые активы	14	715.704.597	551.176.232	436.629.496
Вексель к получению от участника совместного предприятия	19	1.082.100	-	-
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	11	14.687.640	-	-
Прочие текущие активы	13	67.458.200	47.156.030	41.967.376
Денежные средства и их эквиваленты	15	564.191.152	491.761.713	359.970.012
		<b>1.716.792.882</b>	<b>1.349.567.021</b>	<b>1.155.160.801</b>
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи		378.378	13.219	18.993.640
		<b>1.717.171.260</b>	<b>1.349.580.240</b>	<b>1.174.154.441</b>
<b>ИТОГО АКТИВОВ</b>		<b>5.125.954.725</b>	<b>3.906.673.428</b>	<b>3.266.905.606</b>

## КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

В тысячах тенге	Прим.	На 31 декабря		
		2009 года	2008 года Пересчитано*	2007 года Пересчитано*
<b>КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>				
<b>Капитал</b>				
Уставный капитал	16	159.647.488	158.049.442	158.049.442
Дополнительный оплаченный капитал	16	2.248.079	9.013.516	9.013.516
Прочий капитал		4.910.393	1.385.035	1.465.300
Резерв от пересчета валюты отчетности	16	182.852.727	(27.798.964)	(30.804.398)
Нераспределенная прибыль		1.532.273.718	1.468.030.832	1.201.823.179
<b>Относящийся к акционеру материнской компании</b>				
Доля меньшинства	16	476.310.276	421.294.451	350.130.443
<b>Итого капитала</b>		<b>2.358.242.681</b>	<b>2.029.974.312</b>	<b>1.689.677.482</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>				
Займы	17	1.384.933.040	961.525.742	359.257.982
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо- Каспийском Проекте»	18	312.052.116	239.500.799	–
К уплате за приобретение дочернего предприятия	5	8.405.223	–	–
Резервы	20	56.809.538	54.536.134	61.517.411
Обязательства по отсроченному подходящему налогу	31	124.938.906	70.827.293	99.379.525
Прочие долгосрочные обязательства		16.966.349	21.113.925	17.009.133
		<b>1.904.105.172</b>	<b>1.347.503.893</b>	<b>537.164.051</b>
<b>Текущие обязательства</b>				
Займы	17	452.741.110	188.445.495	668.987.808
Резервы	20	46.306.787	40.247.587	40.305.445
Подходный налог к уплате	31	32.437.423	57.588.075	63.022.886
Торговая кредиторская задолженность	21	156.470.367	142.902.855	140.019.000
Прочие налоги к уплате	22	83.986.571	36.517.692	35.772.493
Обязательство по опциону пут	5	–	14.895.525	34.387.421
Производные финансовые инструменты		240.707	105.791	1.337.564
Прочие текущие обязательства	21	91.423.907	48.492.203	47.842.378
		<b>863.606.872</b>	<b>529.195.223</b>	<b>1.031.674.995</b>
Обязательства, непосредственно связанные с активами, классифицированными как предназначенные для продажи		–	–	8.389.078
<b>Итого обязательств</b>		<b>2.767.712.044</b>	<b>1.876.699.116</b>	<b>1.577.228.124</b>
<b>ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ</b>		<b>5.125.954.725</b>	<b>3.906.673.428</b>	<b>3.266.905.606</b>

\* Некоторые цифры, приведенные здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчетности за 2008 год и отражают внесенные корректировки, детализированные в Примечании 3.

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 84 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Управляющий директор корпоративного центра

Главный бухгалтер



Бозжанов Т.Д.

Валентинова Н.С.

## КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

В тысячах тенге	За годы, закончившиеся 31 декабря		
	Прим.	2009 года	2008 года Пересчитано*
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	23	1.589.548.621	1.885.605.915
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	24	(1.047.000.855)	(1.199.360.316)
<b>Валовая прибыль</b>		<b>542.547.766</b>	<b>686.245.599</b>
Общие и административные расходы	25	(120.112.802)	(145.704.056)
Расходы по транспортировке и реализации	26	(168.984.918)	(153.731.979)
Обесценение гудвилла	9	(1.306.548)	(23.553.133)
Обесценение основных средств	7	(10.364.236)	(6.614.613)
Доход / (убыток) от выбытия основных средств, нетто		18.147.528	(724.969)
Доход от выбытия дочерней организации	27	5.787.667	2.839.531
Прочий операционный доход		12.416.564	8.242.957
Прочий операционный убыток		(14.606.411)	(6.394.436)
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>		<b>263.524.610</b>	<b>360.604.901</b>
Отрицательная курсовая разница, нетто		(8.180.332)	(13.103.879)
Финансовый доход	28	84.867.177	101.103.794
Финансовые затраты	29	(140.825.733)	(108.358.234)
Нереализованный (убыток) / доход от операций хеджирования нефти		(3.336.487)	3.752.951
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний	11,30	171.738.112	239.771.089
<b>Прибыль до учёта подоходного налога</b>		<b>367.787.347</b>	<b>583.770.622</b>
Расходы по подоходному налогу	31	(179.295.714)	(200.287.189)
<b>Прибыль за год от продолжающейся деятельности</b>		<b>188.491.633</b>	<b>383.483.433</b>
<b>Прекращенная деятельность</b>			
Прибыль за год от прекращенной деятельности, за минусом налога	6	2.127.620	7.637.767
<b>Прибыль за год</b>		<b>190.619.253</b>	<b>391.121.200</b>
Приходится на:			
Акционера материнской компании		112.934.028	298.291.244
Долю меньшинства		77.685.225	92.829.956
		<b>190.619.253</b>	<b>391.121.200</b>

## КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

В тысячах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2009 года	2008 года Пересчитано*
Прочий совокупный доход			
Пересчёт иностранной валюты		225.506.181	3.098.300
Реализованный убыток по имеющимся в наличии для продажи финансовым инвестициям, перегруппированным в прибыль за период		-	435.886
Прочий совокупный доход за период		225.506.181	3.534.186
<b>Итого совокупного дохода за период, за вычетом  подоходного налога</b>		<b>416.125.434</b>	<b>394.655.386</b>
Приходится на:			
Акционера Компании		323.585.719	301.732.564
Долю меньшинства		92.539.715	92.922.822
		<b>416.125.434</b>	<b>394.655.386</b>

\* Некоторые цифры, приведённые здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчётности за 2008 год и отражают внесённые корректировки, детализированные в Примечании 3.

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 84 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Управляющий директор корпоративного центра

Главный бухгалтер



*Бозжанов Т.Д.*

*Валентинова Н.С.*

## КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В тысячах тенге	За годы, закончившиеся 31 декабря		
	Прим.	2009 года	2008 года Пересчитано*
<b>Денежные потоки от операционной деятельности:</b>			
Прибыль до учёта подоходного налога от продолжающейся деятельности		367.787.347	583.770.622
Прибыль до учёта подоходного налога от прекращённой деятельности	6	3.001.876	8.150.302
Прибыль до учёта подоходного налога		370.789.223	591.920.924
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизацию	24,25,26	105.437.657	100.711.945
Долю в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний	30	(171.738.112)	(239.771.089)
Финансовые затраты	29	140.825.733	110.234.987
Финансовый доход	28	(84.867.177)	(101.103.794)
Обесценение основных средств	7	10.364.236	2.736.033
Обесценение гудвилла	9	1.306.548	23.553.133
Нереализованный убыток / (доход) от операций хеджирования нефти		3.336.487	(3.752.951)
(Доход) / убыток от выбытия основных средств, нетто		(18.147.528)	724.969
Доход от выбытия дочерней организации	27	(5.787.667)	(2.839.531)
Резервы	20	12.485.405	9.050.579
Резервы по сомнительной задолженности	25	2.462.345	15.104.105
Резервы по товарно-материальным запасам		(1.978.391)	2.528.492
Признание расходов по опционной программе		248.106	1.314.775
Изъятие долевых инструментов		(164.690)	-
Нереализованную отрицательную курсовую разницу		45.186.725	3.495.394
Прочие неденежные операционные расходы		5.017.821	-
Прибыль от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале		414.776.721	513.907.971
Изменение в товарно-материальных запасах		(71.814.599)	(23.178.552)
Изменение в НДС к возмещению		642.444	(2.021.803)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(37.375.254)	54.618.746
Изменение в прочих текущих активах		(24.786.429)	(1.830.471)
Изменение в прочих налогах к уплате		41.178.589	202.926
Изменение в торговой кредиторской задолженности		4.794.784	(12.264.892)
Изменение в прочих текущих обязательствах		49.640.953	2.823.146
Поступление денежных средств от операционной деятельности		377.057.209	532.257.071
Уплаченный подоходный налог		(177.220.368)	(238.139.421)
Проценты полученные		79.085.953	75.244.897
Проценты уплаченные		(109.386.477)	(83.820.703)
Платежи по операциям хеджирования нефти, нетто		(1.585.454)	(1.528.963)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		167.950.863	284.012.881



## КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В тысячах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2009 года	2008 года Пересчитано*
<b>Денежные потоки от инвестиционной деятельности:</b>			
Размещение вкладов в банках, нетто		(50.709.257)	(114.214.101)
Приобретение дочерних организаций, за вычетом полученных денежных средств	5	(193.716.542)	(37.718.595)
Приобретение доли меньшинства		(2.166.317)	(2.671.077)
Погашение обязательства по опциону пут	5	(15.043.000)	–
Приобретение основных средств и нематериальных активов		(371.120.375)	(315.820.993)
Поступления денежных средств от продажи основных средств и нематериальных активов		34.275.107	23.953.253
Выплаты, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	11	139.493.404	222.925.743
Денежные средства дочерней организации, над которой был потерян контроль Группой	27	(279.563)	–
Денежные средства дочерних организаций, выбывших из Группы	6	(1.527.080)	–
Погашение займа, выданного связанной стороне	19	5.028.218	2.036.327
Выкуп собственных акций дочерней организацией		(21.381.199)	(521.318)
Поступления денежных средств от продажи инвестиций		–	3.811.702
Денежные средства дочерних организаций, переведенных из активов, удерживаемых для продажи		–	105.033
<b>Чистое движение денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности</b>		<b>(477.146.604)</b>	<b>(218.114.026)</b>
<b>Денежные потоки от финансовой деятельности:</b>			
Поступления по займам		555.604.996	745.826.943
Погашение займов		(197.979.803)	(632.260.749)
Дивиденды выплаченные миноритарным акционерам		(19.949.064)	(17.349.487)
Дивиденды выплаченные Акционеру Компании	16	(29.268.027)	(29.209.331)
Прочие выплаты		–	(2.288.590)
<b>Чистое поступление денежных средств от финансовой деятельности</b>		<b>308.408.102</b>	<b>64.718.786</b>
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты		73.217.078	1.174.060
<b>Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов</b>		<b>72.429.439</b>	<b>131.791.701</b>
<b>Денежные средства и их эквиваленты на начало года</b>	15	<b>491.761.713</b>	<b>359.970.012</b>
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец года</b>	15	<b>564.191.152</b>	<b>491.761.713</b>

Существенные неденежные операции раскрыты в Примечании 32.

*\*Некоторые цифры, приведенные здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчетности за 2008 год и отражают внесенные корректировки, детализированные в Примечании 3.*

*Учетная политика и примечания на страницах 9 – 84 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности*

Управляющий директор корпоративного центра

Главный бухгалтер



Бозжанов Т.Д.

Валентинова Н.С.

## КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

В тысячах тенге	Приходится на акционера Компании						Итого	Доля меньшинства	Итого
	Уставный капитал	Дополнительный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчётности	Нераспределённая прибыль	Доля			
Прим.	16	16	16	16	16	16			
На 31 декабря 2007 года	158,049,442	9,013,516	1,465,300	(30,756,757)	1,200,379,503	1,338,151,004	353,346,501	1,691,497,505	
Пересчёты (Примечание 3)	-	-	-	(47,641)	1,443,676	1,396,035	(3,216,058)	(1,820,023)	
На 31 декабря 2007 года (Пересчитано)*	158,049,442	9,013,516	1,465,300	(30,804,398)	1,201,823,179	1,339,547,039	350,130,443	1,689,677,482	
Прибыль за год (Пересчитано)*	-	-	-	-	298,291,244	298,291,244	92,829,956	391,121,200	
Прочий совокупный доход	-	-	435,886	3,005,434	-	3,441,320	92,866	3,534,186	
Общая сумма совокупного дохода за год	-	-	435,886	3,005,434	298,291,244	301,732,564	92,922,822	394,655,386	
Дивиденды (Примечание 16)	-	-	-	-	(29,209,331)	(29,209,331)	(17,349,487)	(46,558,818)	
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	-	-	1,314,775	-	-	1,314,775	-	1,314,775	
Исполнение опционов работников в дочерних организациях	-	-	(1,830,926)	-	880,251	(950,675)	701,195	(249,480)	
Выкуп собственных акций с рынка дочерней организацией (Примечание 16)	-	-	-	-	-	-	(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 в "Rohretrol S.A."	-	-	-	-	(1,465,921)	(1,465,921)	(1,205,156)	(2,671,077)	
Изменения в доле владения дочерних организаций – выбытие дочерней организации	-	-	-	-	-	-	(3,384,048)	(3,384,048)	
На 31 декабря 2008 года (Пересчитано)*	158,049,442	9,013,516	1,385,035	(27,798,964)	1,468,030,832	1,608,679,861	421,294,451	2,029,974,312	

\*Некоторые цифры, приведённые здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчётности за 2008 год и отражают внесённые корректировки, детализированные в Примечании 3.

## КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

В тысячах тенге	Приходится на акционера Компании						Итого	Доля меньшинства	Итого
	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчета валюты отчетности	Нераспределенная прибыль	Итого			
На 31 декабря 2008 года (Пересчитано)*	158.049.442	9.013.516	1.385.035	(27.798.964)	1.468.030.832	1.608.679.861	421.294.451	2.029.974.312	
Прибыль за год	-	-	-	-	112.934.028	112.934.028	77.685.225	190.619.253	
Прочий совокупный доход	-	-	-	210.651.691	-	210.651.691	14.854.490	225.506.181	
Общая сумма совокупного дохода за год	-	-	-	210.651.691	112.934.028	323.585.719	92.539.715	416.125.434	
Взнос в уставный капитал (Примечание 16)	1.598.046	-	-	-	-	1.598.046	-	1.598.046	
Дивиденды (Примечание 16)	-	-	-	-	(29.268.027)	(29.268.027)	(19.949.064)	(49.217.091)	
Распределения акционеру Компании (Примечания 3, 6, 16)	-	(6.765.437)	-	-	(16.795.354)	(23.560.791)	-	(23.560.791)	
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	-	-	248.106	-	-	248.106	-	248.106	
Изъятие долевых инструментов в дочерних предприятиях	-	-	(164.690)	-	-	(164.690)	-	(164.690)	
Исполнение выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	-	-	5.638	-	203.266	208.904	-	208.904	
Выкуп собственных акций с рынка дочерней организацией (Примечание 16)	-	-	-	-	(1.593.431)	(1.593.431)	(19.787.768)	(21.381.199)	
Объединение предприятий (Примечание 5)	-	-	3.436.304	-	-	3.436.304	3.141.663	6.577.967	
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение доли меньшинства в дочерних организациях "Kornetrol Group N.V." (Примечание 5)	-	-	-	-	(1.237.596)	(1.237.596)	(928.721)	(2.166.317)	
На 31 декабря 2009 года	159.647.488	2.248.079	4.910.393	182.852.727	1.532.273.718	1.881.932.405	476.310.276	2.358.242.681	

\*Некоторые цифры, приведенные здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчетности за 2008 год и отражают внесенные корректировки, отраженные в Примечании 3.

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 84 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Управляющий директор корпоративного центра

Боужанов Т.Д.  


Главный бухгалтер

Валентина Н.С.  




# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2009 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» или «Материнская Компания»). Правительство является единственным акционером «Самрук-Казына».

Компания имеет доли участия в 33 компаниях (в 2008 году: 27; в 2007 году: 27) (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 корпоративного центра и Главным бухгалтером Компании 25 марта 2010 года.

### Политические и экономические условия

В Казахстане продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Стабильность Казахской 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 Казахских 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»), выпущенными Советом по МСФО.

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует применения определенных важных 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 тенге, который является валютой представления отчетности Группы.

##### *Операции и сальдо счетов*

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчетов по таким операциям, и от пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на конец года, признаются в прибылях и убытках.

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

##### *Предприятия Группы*

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

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



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

#### Пересчёт иностранной валюты (продолжение)

##### *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 2009 года составлял 148,36 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2009 года (в 2008 году: 120,79 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 25 марта 2010 года составлял 146,95 тенге за 1 доллар США.

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

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

#### Изменения в учётной политике

Принятая учётная политика соответствует учётной политике, применявшейся в предыдущем отчетном году, за исключением следующего.

По состоянию на 1 января 2009 года Группа применила следующие новые или пересмотренные Стандарты и Интерпретации:

- МСФО 2 «Выплаты, основанные на акциях» (в новой редакции): «Условия наделения правами и аннулирование вознаграждения», вступивший в силу 1 января 2009 года
- МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» (в новой редакции): «Усовершенствование раскрытия информации о финансовых инструментах», вступивший в силу 1 января 2009 года
- МСФО 8 «Операционные сегменты», принят досрочно, 1 января 2007 года
- МСБУ 1 «Представление финансовой отчетности», вступивший в силу 1 января 2009 года
- МСБУ 23 «Затраты по займам», принят досрочно, 1 января 2007 года
- МСБУ 32 «Финансовые инструменты: представление информации» и МСБУ 1 «Представление финансовой отчетности»: «Финансовые инструменты с правом обратной продажи эмитенту и обязательства, возникающие при ликвидации», вступившие в силу 1 января 2009 года
- Интерпретация 9 «Повторная оценка встроенных производных инструментов» и МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», вступающие в силу для отчётных периодов, заканчивающихся 30 июня 2009 года или после этой даты
- Интерпретация 13 «Программы, направленные на поддержание лояльности клиентов», вступившая в силу 1 июля 2008 года
- Интерпретация 16 «Хеджирование чистой инвестиции в зарубежное подразделение», вступившая в силу 1 октября 2008 года

В тех случаях, когда принятие стандарта или интерпретации оказало влияние на консолидированную финансовую отчётность или результаты деятельности Группы, это влияние описано ниже:

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Изменения в учётной политике (продолжение)

##### *МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» (в новой редакции)*

В соответствии с новой редакцией стандарта, выпущенной в марте 2009 года, необходимо раскрытие дополнительной информации об оценке по справедливой стоимости и риске ликвидности. Информацию об оценке по справедливой стоимости необходимо раскрывать в зависимости от используемых исходных данных с использованием трёхуровневой иерархии для каждого класса финансовых инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости. Также новая редакция стандарта требует раскрытия детальной информации в отношении уровня 3 иерархии, а также информации о перемещении инструментов между уровнями иерархии. Поправки также разъясняют требования о раскрытии информации о риске ликвидности в отношении производных финансовых инструментов и активов, используемых для целей управления ликвидностью. Раскрытие информации в отношении оценки по справедливой стоимости представлено в *Примечании 34*. Поправки не оказали существенного влияния на раскрытие информации в отношении риска ликвидности, которое представлено в *Примечании 34*.

##### *МСБУ 1 «Представление финансовой отчётности» (новая редакция)*

Стандарт в новой редакции разграничивает изменения в капитале на обусловленные операциями с собственниками, и прочие изменения в капитале. Отчет об изменениях в капитале будет содержать только информацию об операциях с собственниками, все прочие изменения в капитале будут представлены в сверже каждого компонента капитала. Более того, Стандарт вводит требование о составлении отчёта о совокупном доходе, который включает в себя все статьи признанных доходов и расходов, которые могут быть представлены либо в одном едином отчёте, либо в двух взаимосвязанных отчётах. Группа приняла решение о представлении требуемой информации в одном отчёте.

Группа заблаговременно приняла МСБУ 23 «Затраты по займам» и МСФО 8 «Операционные сегменты» по состоянию на 1 января 2007 года. Эффект заблаговременного принятия МСБУ 23 «Затраты по займам» раскрыт в *Примечании 7*. Заблаговременное принятие МСФО 8 «Операционные сегменты» привело к модификации раскрытия по сегментной отчетности (*Примечание 37*).

##### *Выпущенные, но ещё не вступившие в силу стандарты и интерпретации*

Группа не применяла следующие стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу:

- МСФО 2 «Выплаты, основанные на акциях»: «Сделки с выплатами, основанными на акциях, расчёты по которым осуществляются денежными средствами, предусматривающие участие нескольких компаний группы», вступающий в силу 1 января 2010 года.
- МСФО 3 «Объединение бизнеса» (в новой редакции) и МСБУ 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность» (с изменениями), вступившие в силу 1 июля 2009 года, включая сопутствующие поправки к МСФО 7, МСБУ 21, МСБУ 28, МСБУ 31 и МСБУ 39.
- МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» – «Объекты, разрешённые к хеджированию», вступивший в силу 1 июля 2009 года.
- *Интерпретация 17 «Распределение неденежных активов между собственниками»*, вступившая в силу с 1 июля 2009 года.
- *Интерпретация 18 «Передача активов от клиентов»* вступившая в силу с 1 июля 2009 года.
- *Интерпретация 19 «Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами»*, вступившая в силу с 1 июля 2010.
- МСФО 9 Финансовые инструменты.
- МСБУ 24 Раскрытие информации о связанных сторонах, поправка.
- МСБУ 27 Консолидированная и отдельная финансовая отчётность, поправка.
- МСБУ 32 Классификация эмиссии прав.
- МСБУ 39 Объекты, разрешенные к хеджированию.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Изменения в учётной политике (продолжение)

*Выпущенные, но ещё не вступившие в силу стандарты и интерпретации (продолжение)*

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

#### Усовершенствования МСФО

В мае 2008 года и апреле 2009 года Совет по МСФО выпустил первый комплект поправок к своим стандартам, главным образом, с целью устранения внутренних несоответствий и уточнения формулировок. В отношении каждого стандарта существуют отдельные переходные положения. Применение стандартов (с изменениями), перечисленных ниже, привело к изменению учётной политики, но не оказало влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

*МСБУ 1 «Представление финансовой отчётности»:* Активы и обязательства, классифицированные как удерживаемые для проведения торговых операций в соответствии с *МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка»* автоматически не классифицируются в отчёте о финансовом положении как краткосрочные. У Группы нет активов или обязательств, классифицированных как предназначенные для проведения торговых операций, таким образом, поправка не оказала влияния на финансовое положение и результаты деятельности Группы.

*Поправка к МСБУ 16 «Основные средства»:* заменила термин «чистая цена продажи» на термин «справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу». Группа соответствующим образом изменила свою учётную политику, что не привело к изменениям в её финансовом положении.

*МСБУ 18 «Выручка»:* Совет добавил руководство (дополняющее стандарт) по определению того, выступает ли Группа в качестве принципала или в качестве агента. Ниже перечислены основные моменты, которые необходимо учитывать при этом:

- Несёт ли Группа основную ответственность за предоставление товаров или услуг
- Подвержена ли Группа риску обесценения или утраты запасов
- Располагает ли Группа свободой при установлении цен
- Подвержена ли Группа кредитному риску

Группа проанализировала свои договоры, предусматривающие получение выручки в соответствии с этими критериями, и пришла к выводу, что во всех договорах она выступает в качестве принципала. Учётная политика в отношении признания выручки была изменена соответствующим образом.

*МСБУ 23 «Затраты по займам»:* Определение затрат по займам было пересмотрено с целью объединения двух типов статей, считающихся компонентами «затрат по займам», в один – процентные расходы, рассчитываемые с использованием метода эффективной процентной ставки согласно МСБУ 39. Группа соответствующим образом изменила свою учётную политику, что не привело к изменениям в её финансовом положении.

*МСБУ 36 «Обесценение активов»:* Если для оценки «справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу» используются дисконтированные денежные потоки, то согласно внесённой поправке требуется раскрытие дополнительной информации о ставке дисконтирования, а также соответствующей информации, раскрытие которой требуется при использовании дисконтированных денежных потоков для оценки «ценности от использования». Данная поправка не оказала влияния на финансовую отчётность Группы в этом отчётном периоде.

*МСБУ 38 «Нематериальные активы»:* Затраты на рекламу и мероприятия по стимулированию спроса признаются в составе расходов в тот момент, когда Группа либо имеет право на доступ к товарам, либо получает услугу. Настоящая поправка не оказала влияния на деятельность Группы, поскольку Группа не вовлечена в подобные виды деятельности по стимулированию спроса.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Усовершенствования МСФО (продолжение)

Прочие поправки к нижеперечисленным стандартам, принятые в результате проекта «Усовершенствования МСФО», не оказали влияния на учётную политику, финансовое положение или результаты деятельности Группы:

- МСФО 2 «Выплаты, основанные на акциях»
- МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации»
- МСБУ 8 «Учётная политика, изменения в учётных оценках и ошибки»
- МСБУ 10 «События после отчётного периода»
- МСБУ 19 «Вознаграждения работникам»
- МСБУ 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчётность»
- МСБУ 28 «Учёт инвестиций в ассоциированные компании»
- МСБУ 31 «Участие в совместной деятельности»
- МСБУ 34 «Промежуточная финансовая отчётность»
- МСБУ 38 «Нематериальные активы»
- МСБУ 40 «Инвестиционная недвижимость»
- МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка»
- Интерпретация 9 «Повторная оценка встроенных производных инструментов»
- Интерпретация 16 «Хеджирование чистых инвестиций в зарубежное подразделение»

#### Пересчет в связи с изменением в учётной политике и объединением долей в АО «КазМорТрансФлот»

В 2009 году Группа изменила свою учётную политику в отношении учёта своей доли в совместных предприятиях, с метода пропорциональной консолидации на метод учёта по долевого участию. Руководство Группы считает, что метод долевого участия при учёте долей в совместных предприятиях даёт более надёжную и более обоснованную информацию и соответствует политике Материнской компании.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Пересчет в связи с изменением в учётной политике и объединением долей в АО «КазМорТрансФлот» (продолжение)

Данное изменение в учетной политике было учтено ретроспективно, в результате соответствующий сравнительный консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2008 года и консолидированный отчет о совокупном доходе за год, закончившийся на эту дату, были пересчитаны. Влияние такого изменения на сравнительные данные показано в следующей таблице. Эффект пересчета консолидированного отчета о финансовом положении на 31 декабря 2007 года также представлен ниже в соответствии с требованиями МСБУ 1.

Влияние на финансовое положение на 31 декабря:	2008 года	2007 года
Уменьшение в основных средствах	(851.440.801)	(711.892.917)
Уменьшение в нематериальных активах	(1.475.597)	(4.343.141)
Уменьшение в долгосрочных финансовых активах	(364.593)	(35.576)
Уменьшение в активах по отсроченному подоходному налогу	(2.262.672)	(4.223.013)
Уменьшение в НДС к возмещению	(10.522.124)	(6.050.232)
Уменьшение в авансах за долгосрочные активы	(25.407.072)	(1.558.226)
Увеличение в векселе к получению от участника совместного предприятия	9.431.009	9.240.971
Уменьшение в прочих долгосрочных активах	(1.392.562)	(792.193)
<b>Уменьшение в долгосрочных активах</b>	<b>(883.434.412)</b>	<b>(719.654.327)</b>
Уменьшение в товарно-материальных запасах	(19.501.574)	(13.555.546)
Уменьшение в НДС к возмещению	(15.789.317)	(10.598.547)
Уменьшение в предоплате по подоходному налогу	(8.121.137)	(3.142.755)
Уменьшение в торговой дебиторской задолженности	(20.049.582)	(47.270.955)
Уменьшение в краткосрочных финансовых активах	(14.155.393)	(14.429.120)
Уменьшение в прочих текущих активах	(35.192.564)	(37.200.394)
Уменьшение в денежных средствах и их эквивалентах	(75.803.610)	(26.908.688)
<b>Уменьшение в текущих активах</b>	<b>(188.613.177)</b>	<b>(153.106.005)</b>
Уменьшение в активах, классифицированных как предназначенные для продажи	(888.805)	(1.839.262)
<b>Уменьшение в общей сумме активов</b>	<b>(1.072.936.394)</b>	<b>(874.599.594)</b>
Уменьшение в займах	(307.220.194)	(160.749.747)
Уменьшение в займе к уплате участнику совместного предприятия	(89.054.612)	(96.083.536)
Уменьшение в резервах	(20.771.912)	(8.136.612)
Уменьшение в обязательствах по отсроченному подоходному налогу	(84.090.150)	(155.074.606)
Уменьшение в прочих долгосрочных обязательствах	(1.879.086)	(1.810.830)
<b>Уменьшение в долгосрочных обязательствах</b>	<b>(503.015.954)</b>	<b>(421.855.331)</b>
Уменьшение в займах	(27.239.116)	(25.702.082)
Уменьшение в резервах	(1.095.838)	(3.061.173)
Уменьшение в подоходном налоге к уплате	(9.104.419)	(10.513.757)
Уменьшение в торговой кредиторской задолженности	(44.670.555)	(15.316.884)
Уменьшение в прочих налогах к уплате	(20.760.878)	(13.476.930)
Уменьшение в сумме к уплате участнику совместного предприятия	(74.397.258)	(13.043.435)
Уменьшение в прочих текущих обязательствах	(1.358.372)	(4.217.532)
<b>Уменьшение в текущих обязательствах</b>	<b>(178.626.436)</b>	<b>(85.331.793)</b>
Уменьшение в обязательствах непосредственно связанных с активами, классифицированными как предназначенные для продажи	-	(1.992.217)
	<b>(681.642.390)</b>	<b>(509.179.341)</b>
Чистое изменение	(391.294.004)	(365.420.253)
Увеличение в инвестициях в совместные предприятия и ассоциированные компании	398.166.455	363.600.230
<b>Увеличение / (уменьшение) в чистых активах</b>	<b>6.872.451</b>	<b>(1.820.023)</b>
Приходится на:		
Акционера материнской компании	7.543.722	1.396.035
Долю меньшинства	(671.271)	(3.216.058)
	<b>6.872.451</b>	<b>(1.820.023)</b>



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Пересчет в связи с изменением в учетной политике и объединением долей в АО «КазМорТрансФлот» (продолжение)

Увеличение в чистых активах относится к прекращению признания ранее признанного накопленного убытка совместных предприятий в сумме 5.151.294 тысячи тенге на 31 декабря 2008 года (в 2007 году: 166.405 тысяч тенге). Кроме того, 21 января 2009 года Группа подписала соглашение с Самрук-Казына об обмене 100% акций АО «Международный аэропорт Атырау» на 50% акций АО «КазМорТрансФлот», в котором у Группы было 50% доли участия до операции обмена. Сделка по обмену была завершена 2 июля 2009 года. В результате данного обмена Группа стала единственным акционером АО «КазМорТрансФлот». Так как сделка была совершена с Самрук-Казына, она была учтена по методу объединения долей, на основании учетной политики Группы, в соответствии с которой приобретение бизнеса от сторон, находящихся под общим контролем, учитывается по методу объединения долей. Эффект объединения дополнительной 50%-й доли чистых активов АО «КазМорТрансФлот» составил увеличение чистых активов в размере 2.392.428 тысяч тенге на 31 декабря 2008 года (в 2007 году: 1.229.630 тысяч тенге). Выбытие чистых активов АО «Международный аэропорт Атырау» в размере 1.803.354 тысячи тенге было учтено за счет нераспределённой прибыли на дату сделки по обмену как распределение.

В добавление к пересчету, описанному выше, были сделаны определенные перегруппировки в консолидированных отчетах о финансовом положении для соответствия представлению отчетности за текущий период. Наиболее существенные перегруппировки приведены ниже:

<i>В тысячах тенге</i>	<b>Сумма</b>
<b>Консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2007 года:</b>	
Реклассификация краткосрочных резервов из прочих текущих обязательств	5.571.928
Реклассификация активов по разведке и оценке из основных средств в отдельную строку в консолидированном отчете о финансовом положении	45.729.063
<b>Консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2008 года:</b>	
Реклассификация активов по разведке и оценке из основных средств в отдельную строку в консолидированном отчете о финансовом положении	81.653.205
<b>Эффект на показатели деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, относящийся на:</b>	
Эффект от изменения в учетной политике	4.715.439
Эффект объединения доли в АО «КазМорТрансФлот»	895.524
<b>Увеличение в чистой прибыли за год</b>	<b>5.610.963</b>
Влияние пересчетов, относящихся к изменению учетной политики и применению метода объединения долей, на результаты деятельности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, представлено в следующей таблице:	
<b>Влияние на результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2008 года</b>	
Уменьшение в выручке от реализованной продукции и оказанных услуг	(584.995.524)
Уменьшение себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг	133.269.536
Уменьшение в общих и административных расходах	39.956.026
Уменьшение в расходах по транспортировке и реализации	62.197.628
Уменьшение в обесценении основных средств	6.169.842
Уменьшение в убытке от выбытия основных средств, нетто	495.861
Изменения в прочих операционных доходах и расходах, нетто	1.836.426
Уменьшение отрицательной курсовой разнице, нетто	1.627.295
Уменьшение в финансовом доходе	(1.947.527)
Уменьшение в финансовых затратах	76.342.973
Увеличение в доле в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний	217.396.331
Уменьшение в расходах по подоходному налогу	53.262.096
<b>Уменьшение в прибыли за период</b>	<b>5.610.963</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Пересчет в связи с изменением в учетной политике и объединением долей в АО «КазМорТрансФлот» (продолжение)

В дополнение к пересчету, описанному выше, были сделаны определенные перегруппировки в консолидированном отчете о совокупном доходе за 2008 год для соответствия представлению отчетности за текущий период. В 2009 году Группа пересмотрела представление доходов и расходов в консолидированном отчете о совокупном доходе и определила, что более достоверным представлением будет учет реализованных и нереализованных доходов по производным инструментам на нетто основе и их перегруппировка из выручки в себестоимость реализации. Влияние на сравнительные данные 2008 года заключалось в снижении доходов и себестоимости реализации на 23.165.730 тысяч тенге для реализованных доходов и 3.845.548 тысяч тенге для нереализованных доходов.

Кроме того, Группа учла некоторые перегруппировки по данным за 2008 года в отношении показателей прекращенной деятельности, как это раскрыто в Примечании 6.

#### Консолидация

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (Примечание 35).

#### *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.

Финансовая отчетность дочерних компаний подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Все внутригрупповые остатки, доходы и расходы, нереализованные доходы и расходы, а также дивиденды, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключены.

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

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 совокупном доходе, также не осуществляются корректировки гудвила.

#### *Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании*

Группа имеет доли участия в совместных предприятиях в форме совместно контролируемых компаний, в которых участники совместной деятельности вступили в договорное соглашение, устанавливающее совместный контроль над экономической деятельностью компаний. Также, Группа имеет доли участия в ассоциированных компаниях, в которых она имеет существенно влияние над их экономической деятельностью. Инвестиции Группы в совместные предприятия и ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Консолидация (продолжение)

##### *Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании (продолжение)*

В соответствии с методом долевого участия инвестиции в совместное предприятие / ассоциированную компанию учитываются в консолидированном отчете о финансовом положении по первоначальной стоимости плюс изменения, возникшие после приобретения в доле чистых активов совместного предприятия / ассоциированной компании, принадлежащей Группе. Гудвил, относящийся к совместному предприятию / ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Консолидированный отчет о совокупном доходе отражает долю финансовых результатов деятельности совместного предприятия / ассоциированной компании. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале совместного предприятия / ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям Группы с совместным предприятием / ассоциированной компанией, исключены в той степени, в которой Группа имеет долю участия в совместном предприятии / ассоциированной компании.

Доля в прибыли совместных предприятий / ассоциированных компаний представлена непосредственно в консолидированном отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль, приходящуюся на акционеров совместного предприятия / ассоциированной компании, и поэтому определяется как прибыль после учета налогообложения и доли меньшинства в дочерних компаниях совместных предприятий / ассоциированных компаний.

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

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

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

##### *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.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Консолидация (продолжение)

*Внеоборотные активы, классифицированные как предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность (продолжение)*

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

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

#### *Объединение предприятий*

Объединение предприятий 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 прибылях и убытках.

Объединение предприятий, произведенное поэтапно, учитывается в разрезе отдельных этапов. Дополнительно приобретаемая доля не влияет на ранее признанный гудвил.

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, получают 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, учитывается с использованием метода объединения долей.

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.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Расходы по разведке и разработке нефти и природного газа

##### *Затраты до приобретения лицензий*

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

##### *Затраты по приобретению лицензий и имущества*

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

##### *Затраты на разведку и оценку*

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

##### *Затраты на разработку*

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

#### **Нефтегазовое имущество и прочие основные средства**

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

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

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



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Нефтегазовое имущество и прочие основные средства (продолжение)

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

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

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

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.

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 прибыль и убытки за тот период, в котором произошло прекращение признания актива.

#### Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают затраты на приобретение лицензий на разведку нефтегазовых ресурсов, компьютерных программ и 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 прямым методом в течение 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.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Обесценение нефинансовых активов

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

Убытки от обесценения продолжающейся деятельности признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе тех категорий расходов, которые соответствуют функции обесцененного актива.

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки того, что ранее признанные убытки от обесценения актива, за исключением гудвила, больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в оценке, которая использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. Восстановление ограничено таким образом, что балансовая стоимость актива не превышает его возмещаемой стоимости, а также не может превышать балансовую стоимость, за вычетом амортизации, по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был бы признан убыток от обесценения. Такое восстановление стоимости признается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

#### Обязательство по выводу 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 эквивалентна 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 совокупном доходе; и

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации) (продолжение)

(с) 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

##### *Первоначальное признание и оценка*

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

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

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

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

##### *Последующая оценка*

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые активы (продолжение)

##### *Последующая оценка (продолжение)*

##### *Займы и дебиторская задолженность*

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

##### *Инвестиции, удерживаемые до погашения*

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

##### *Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи*

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

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые активы (продолжение)

##### *Последующая оценка (продолжение)*

##### *Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи (продолжение)*

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

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

##### *Прекращение признания*

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

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

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

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

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



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые активы (продолжение)

##### *Обесценение финансовых активов*

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

##### *Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости*

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

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

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

Текущая стоимость ожидаемых денежных потоков дисконтируется по изначальной эффективной ставке процента финансового актива. Если процентная ставка плавающая, то ставкой дисконтирования для анализа на обесценение является текущая эффективная ставка процента.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые активы (продолжение)

##### *Обесценение финансовых активов (продолжение)*

##### *Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи*

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

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

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

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

#### **Товарно-материальные запасы**

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

#### **Налог на добавленную стоимость (НДС)**

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

#### **Денежные средства и их эквиваленты**

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### **Конвертируемые долговые инструменты, приобретенные при объединении предприятий**

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

#### **Опционы пут, возникающие при объединении предприятий**

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

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

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

#### **Финансовые обязательства**

##### *Первоначальное признание и оценка*

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСФО (IAS) 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

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

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

##### *Последующая оценка*

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

##### *Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток*

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

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые обязательства

##### *Последующая оценка (продолжение)*

*Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток (продолжение)*

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

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

##### *Торговая и прочая кредиторская задолженность*

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

##### *Кредиты и займы*

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

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

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

##### *Прекращение признания*

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

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

#### 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.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### 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.

##### *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.



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### 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 узаконенные на отчетную дату.

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

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

Отсроченный налог рассчитывается как для корпоративного подоходного налога, так и для налога на сверхприбыль. Отсроченный налог на сверхприбыль рассчитывается по временным разницам для активов, отнесенных к контрактам на недропользование, по ожидаемой ставке налога на сверхприбыль, подлежащей к уплате по контракту.

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; и

- 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; и

- 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.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Подходный налог (продолжение)

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 узаконены.

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

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

#### 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 акционера Компании.

##### *Платежи на основе долевых инструментов*

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

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

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Капитал (продолжение)

##### *Платежи на основе долевого инструмента (продолжение)*

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

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

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

##### *Дивиденды*

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

#### События после отчетной даты

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

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ 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 в будущем могут потребовать существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых делаются подобные допущения и оценки.

#### Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Запасы нефти и газа (продолжение)

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённости в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Группа включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Группы и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению балансовой стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

#### Обязательства по выбытию активов

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Группа несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Группы относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства. Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике. Группа рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидается, потребуются для погашения обязательства, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку. Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2009 года были в интервале от 2,0% до 5,0% и от 6,3% до 12% соответственно (в 2008 году от 2,0% до 5,5% и от 6,0% до 12%; в 2007 году от 2,0% до 6,0% и от 7,0% до 11,0%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в Примечании 20.

#### 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 2010 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 36. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 20.

#### Налогообложение

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2009 года. Группа начисляет и платит КПН по ставке 20% от налогооблагаемого дохода в 2009 году. В ноябре 2009 года Правительство Республики Казахстан приняло закон, согласно которому изначально принятое постепенное снижение ставок КПН в 2010 и 2011 годах до 17,5% и 15%, соответственно, откладывается на более длительный период. Согласно поправкам, установленные ставки КПН будут снижены до 17,5% в 2013 году, до 15% в 2014 году и далее. В соответствии с вышеупомянутым законом, изначально принятое увеличение ставок налога на добычу полезных ископаемых на 1% в 2010 году и еще на 1% в 2011 году также переносится на более долгий срок. В результате, ставки 2009 года сохраняют силу до 2012 года включительно, тогда как их увеличение произойдет в 2013 и 2014 годах, соответственно.

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



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Налогообложение (продолжение)

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 планирования органами проверки на соответствие. Резерв по налоговым рискам, раскрытый в Примечании 20, 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 36.

#### 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 2009 года составляла 12.726.727 тысяч тенге (в 2008 году: 4.198.908 тысяч тенге; в 2007 году: 2.315.512 тысяч тенге). Более подробная информация содержится в Примечании 31.

#### Обесценение основных средств и гудвила

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



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Обесценение основных средств и гудвила (продолжение)

В 2009 году Группа признала убыток от обесценения основных средств на сумму 10.364.236 тысячи тенге (в 2008 году: 6.530.095 тысяч тенге) и обесценения гудвила на сумму 1.306.548 тысяч тенге (в 2008 году: 23.553.133 тысячи тенге) в консолидированном отчете о совокупном доходе (Примечания 7 и 9).

#### Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

#### Обязательства по операционной аренде – компания в качестве арендатора

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

#### Срок полезной службы основных средств

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

Вышеупомянутый Договор является концессионным соглашением, которое было выведено из сферы рассмотрения Интерпретации 12 «Соглашения сервисных концессий» (так как цедент не контролирует цену, по которой Группа заключает договора с основными покупателями). Последующие дополнения или усовершенствования по данным активам, находящимся в управлении по 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.

#### Справедливая стоимость активов и обязательств, приобретённых при объединении бизнеса

Группа должна отдельно, на дату приобретения, признавать идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства, приобретённые или принятые на себя при объединении бизнеса, по их справедливой стоимости, что предполагает использование оценок. Такие оценки основаны на различных методах оценки, что требует использования значительных суждений при прогнозировании будущих денежных потоков и выработки иных допущений. В 2009 году Группа приобрела доли участия (Примечание 5) в ТОО «Refinery Company RT», АО «Магистаумунайгаз», «Казахстан Пайплайн Венчурз» и «Каспиан Пайплайн Венчурз», и, по состоянию на 31 декабря 2009 года, Группа не завершила оценку справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств приобретённого бизнеса и, таким образом, учла это приобретение по предварительным суммам. Завершение определения справедливой стоимости в 2010 году может привести к существенным корректировкам в учётных суммах идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 5. ПРИОБРЕТЕНИЯ

#### Приобретение АО «Казахстан Петрокемикал Индастрис» («КПИ»)

26 февраля 2009 года Группа заключила договор на приобретение 50% акций «КПИ» за 4.840.000 тысяч тенге. Основной деятельностью «КПИ» является развитие производства нефтехимических продуктов (в основном, битум), и поэтому в настоящее время «КПИ» не ведет производственную деятельность. До приобретения в 2009 году Группа владела 50% акций в «КПИ», которые учитывались по методу долевого участия. Данные инвестиции были приобретены за 3.967.153 тысячи тенге и были полностью обесценены на момент приобретения дополнительной доли в 2009 году. Соответственно, после этого приобретения, Группа получила контроль над «КПИ», которое стало дочерней организацией Группы. Приобретение «КПИ» было учтено по методу покупки.

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

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении	Текущая стоимость
Основные средства	10.259.473	10.259.473
Нематериальные активы	9.122	9.122
Товарно-материальные запасы	150.327	150.327
Торговая дебиторская задолженность	414.152	414.152
Прочие текущие активы	63.394	63.394
Денежные средства и их эквиваленты	2.576	2.576
<b>Итого активы</b>	<b>10.899.044</b>	<b>10.899.044</b>
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	1.830.148	1.830.148
Займы	110.000	110.000
Торговая кредиторская задолженность	2.131.970	2.131.970
Прочие налоги к уплате	209.360	209.360
Прочие текущие обязательства	182.009	182.009
<b>Итого обязательства</b>	<b>4.463.487</b>	<b>4.463.487</b>
<b>Чистые активы</b>	<b>6.435.557</b>	<b>6.435.557</b>
<b>Итого приобретенные чистые активы (50%)</b>	<b>3.217.778</b>	
Гудвил при приобретении (Примечание 9)	1.622.222	
<b>Общая стоимость приобретения</b>	<b>4.840.000</b>	
Минус: денежные средства, приобретенные с дочерней организацией	(2.728)	
<b>Чистый отток денежных средств</b>	<b>4.837.272</b>	

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

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

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

#### Приобретение «Казakhstan Паиплайн Венчурз» («КазПВ») и «Каспian Паиплайн Венчурз» («КасПВ»)

14 апреля 2009 года Группа заключила договора на приобретение 49,9% долей в «КПВ» и «КасПВ» от «Амоко Казахстан Инк.» (дочерняя организация BP Corporation North America Inc.) и векселя «Амоко Казахстан Инк.» к получению от «КасПВ» на общую сумму 250 миллионов долларов США (эквивалентно 37.707.500 тысяч тенге). КПВ является холдинговой компанией, владеющей 1,75% акций в «Каспийский Трубопроводный Консорциум» («КТК»). До приобретения Группа имела 19% долю в «КТК» (Примечание 11), которая учитывалась как инвестиция в ассоциированную компанию. «КасПВ» является промежуточной компаний, созданной для целей финансирования. Обе компании были созданы с целью финансирования деятельности «КТК» со стороны Группы и «Амоко Казахстан Инк.». Финансирование деятельности «КТК» осуществлялось «Амоко Казахстан Инк.», который произвел платежи в пользу «КасПВ», которые были далее переведены «КПВ», и далее «КТК». До приобретения в 2009 году, Группа владела 50,1% долями в «КПВ» и «КасПВ». Однако, в силу финансовых договоренностей между Группой, «КТК», «КПВ» и «КасПВ», Группа не имела прав на активы и обязательства «КПВ» и «КасПВ», кроме прав на 50% доли из 1,75% доли «КПВ» в «КТК».

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

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

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

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

*Приобретение «Казахстан Пайплайн Венчурз» («КазПВ») и «Каспий Пайплайн Венчурз» («КасПВ») (продолжение)*

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

Отток денежных средств при приобретении:

*В тысячах тенге*

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

Балансовая стоимость задолженности по отсроченному платежу за доли «КПВ» и «КасПВ» составила 8.405.223 тысячи тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года.

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

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

#### Приобретение ТОО «Refinery Company RT»

4 августа 2009 года Группа приобрела 100% долю в ТОО «Refinery Company RT» («НПЗ»). НПЗ владеет 58% уставного капитала АО «Павлодарский нефтехимический завод» («ПНХЗ»). ПНХЗ является нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в Казахстане. Оставшиеся 42% уставного капитала ПНХЗ принадлежат Комитету Государственного имущества и приватизации Министерства финансов Республики Казахстан, который принадлежит Правительству.

Приобретение НПЗ было учтено с использованием метода покупки. На 31 декабря 2009 года Группа не смогла завершить оценку справедливой стоимости своей доли в приобретённых идентифицируемых активах, обязательствах и условных обязательствах. Приобретение было учтено с использованием предварительных сумм справедливой стоимости на дату приобретения.

Предварительные суммы справедливой стоимости идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств НПЗ и первоначальная балансовая стоимость по МСФО на дату приобретения представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Предварительная справедливая стоимость, признанная при приобретении	Текущая стоимость
Основные средства	16.811.529	16.811.529
Нематериальные активы	25.398	25.398
Активы по отсроченному подоходному налогу	82.830	82.830
Долгосрочный НДС к возмещению	1.984.110	1.984.110
Прочие долгосрочные активы	2.184.322	2.184.322
Торговая дебиторская задолженность	330.800	330.800
Товарно-материальные запасы	3.795.474	3.795.474
Предоплата по подоходному налогу	124.156	124.156
Прочие текущие активы	270.665	270.665
<i>Денежные средства и их эквиваленты</i>	<i>363.205</i>	<i>363.205</i>
<b>Итого активов</b>	<b>25.972.489</b>	<b>25.972.489</b>
Торговая кредиторская задолженность	249.483	249.483
Авансы полученные	2.767.773	2.767.773
Прочие налоги к уплате	302.765	302.765
Прочие текущие обязательства	547.312	547.312
Резервы	57.811	57.811
<b>Итого обязательств</b>	<b>3.925.144</b>	<b>3.925.144</b>
<b>Чистые активы</b>	<b>22.047.345</b>	
Минус: доля меньшинства в дочерней организации НПЗ	(3.141.663)	
<b>Приобретенная доля в чистых активах</b>	<b>18.905.682</b>	
Предварительная стоимость гудвилла, возникшего при приобретении (Примечание 9)	162.054.318	
<b>Общая стоимость приобретения</b>	<b>180.960.000</b>	

Общая стоимость приобретения включает денежную сумму в 180.960.000 тысяч тенге.

Отток денежных средств при приобретении:

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 5. ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРИОБРЕТЕНИЕ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ (продолжение)

#### *Приобретение ТОО «Refinery Company RT» (продолжение)*

Чистая прибыль Компании за 2009 год включает чистые убытки, приходящиеся на деятельность НПЗ с даты приобретения до 31 декабря 2009 года в размере 442.142 тысяч тенге. Если бы объединение имело место в начале года, выручка Группы составила бы 1.595.809.702 тысячи тенге. Доля НПЗ в годовой чистой прибыли Группы составила бы убыток в размере 2.613.857 тысяч тенге.

#### *Приобретение АО «Мангистаумунайгаз» («ММГ»)*

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

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

На 31 декабря 2009 года МИБВ не завершило оценку справедливой стоимости в приобретённых идентифицируемых активах, обязательствах и условных обязательствах. Приобретение было учтено с использованием предварительных сумм справедливой стоимости на дату приобретения.

Чистая прибыль МИБВ за 2009 год включает долю дохода, приходящегося на 50% долю в чистой прибыли ММГ с даты приобретения по 31 декабря 2009 года в размере 12.433.260 тысяч тенге, которая, в свою очередь, признается через долю в доходе от МИБВ. Текущая стоимость инвестиции в «МИБВ» составила 6.472.650 тысяч тенге на 31 декабря 2009 года.

#### *Приобретение доли меньшинства в дочерних организациях TRG*

В 2009 году Группа увеличила своё долевое участие в следующих дочерних организациях:

- 1.01% в «Rompetrol SA» доведя долевое участие до 100%;
- 1.08% в «Rompetrol Rafinare SA», доведя долевое участие до 76.39%;
- 30% в «Rompetrol Ukraine LLC» доведя долевое участие до 100%;
- 2% в «Rompetrol Georgia LLC» доведя долевое участие до 97%.

Общая сумма уплаченных денежных средств составила 2.166.317 тысяч тенге. Балансовая стоимость приобретённых чистых активов на дату приобретения составила 928.721 тысячу тенге. Разница в 1.237.596 тысяч тенге между уплаченными средствами и балансовой стоимостью приобретённых чистых активов была отнесена на нераспределённую прибыль.



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 5. ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРИОБРЕТЕНИЕ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ (продолжение)

#### Приобретения за 2008 год

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

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

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

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении*	Текущая стоимость*
Основные средства	29.272.537	22.298.635
Товарно-материальные запасы	521.910	521.910
Торговая дебиторская задолженность	3.199.193	3.199.193
Прочие налоги к возмещению	700.611	700.611
Деньги и денежные эквиваленты	1.343.155	1.343.155
<b>Итого активов</b>	<b>35.037.406</b>	<b>28.063.504</b>
Кредиты и займы	2.855.558	2.855.558
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	780.276	780.276
Прочие долгосрочные обязательства	1.155.884	1.155.884
Кредиторская задолженность	687.120	687.120
Налоги к уплате	542.273	542.273
Текущие финансовые обязательства	1.646.188	1.646.188
<b>Всего обязательств</b>	<b>7.667.299</b>	<b>7.667.299</b>
Приобретенная доля в чистых активах	27.370.107	
Минус: инвестиции в BCPL	(8.012.800)	
<b>Общая стоимость приобретения</b>	<b>19.357.307</b>	
Гудвил, возникающий при приобретении (Примечание 9)	19.704.443	
<b>Вознаграждение, выплаченное денежными средствами</b>	<b>39.061.750</b>	
Минус: чистые денежные средства, приобретенные с дочерней организацией	(1.343.155)	
<b>Чистый отток денежных средств</b>	<b>37.718.595</b>	

\* данные были пересчитаны в связи с изменением учетной политики в отношении учета долей в совместные предприятия (Примечание 3).

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

Оценка основных средств была проведена независимым профессиональным оценщиком. Основой для проведения оценки послужила стоимость замещения.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 6. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

14 июля 2009 года Группа объявила решение своего Совета директоров обменять свои 100% акций в «Алатау Жарык Компани» («АЖК») на 102.246 простых акций АО «Самрук-Энерго». Передача АЖК была завершена 24 июля 2009 года. На 31 декабря 2009 и 2008 годов АЖК было классифицировано как прекращённая деятельность.

Финансовые результаты АЖК за семь месяцев, закончившихся 24 июля 2009 года и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, представлены следующим образом:

	2009	2008
Доходы	23.348.668	40.143.628
Расходы	(18.263.803)	(30.116.573)
Валовая прибыль	5.084.865	10.027.055
Финансовые затраты	(2.082.989)	(1.876.753)
Прибыль до налогообложения от прекращённой деятельности	3.001.876	8.150.302
Расходы по подоходному налогу	(874.256)	(512.535)
<b>Прибыль за год от прекращённой деятельности</b>	<b>2.127.620</b>	<b>7.637.767</b>

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

	24 июля 2009 года
<b>Активы</b>	
Основные средства	41.531.594
Нематериальные активы	94.352
Торговая и прочая дебиторская задолженность	4.865.077
Товарно-материальные запасы	5.301.346
Денежные средства и краткосрочные вклады	1.527.080
<b>Итого активов</b>	<b>53.319.449</b>
<b>Обязательства</b>	
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(28.503.472)
Процентные займы и привлечённые средства	(14.858.208)
Обязательство по отсроченному подоходному налогу	(3.192.332)
<b>Итого обязательств</b>	<b>(46.554.012)</b>
<b>Чистые активы, непосредственно связанные с прекращённой деятельностью</b>	<b>6.765.437</b>

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

Чистые денежные потоки АЖК за семь месяцев, закончившихся 24 июля 2009 года, и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, представлены следующим образом:

	2009	2008
Операционная деятельность	1.843.128	1.350.768
Инвестиционная деятельность	(772.805)	(7.655.670)
Финансовая деятельность	(35.630)	5.918.870
<b>Чистый приток / (отток) денежных средств</b>	<b>1.034.693</b>	<b>(386.032)</b>

## 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
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2008 года (пересчитано)</b>	<b>448.439.366</b>	<b>194.021.435</b>	<b>297.552.614</b>	<b>170.468.364</b>	<b>143.479.951</b>	<b>27.128.578</b>	<b>12.182.637</b>	<b>84.565.966</b>	<b>1.377.836.911</b>
Пересчёт валюты отчетности	2.088.490	(345.892)	924.380	63.638	(37.668)	(1.595)	47.728	120.705	2.859.786
Поступления	69.115.979	1.215.571	56.374	5.682.838	5.244.761	5.425.219	7.107.313	146.126.606	239.974.661
Приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	263.476.480	—	—	—	—	—	—	—	263.476.480
Приобретения посредством объединения предприятий	1.059.580	503.995	—	7.566.230	5.185.609	1.182.480	13.594.674	27.288	29.119.856
Выбытия	(5.783.988)	(89.487)	(5.875.156)	(12.478.299)	(1.687.467)	(3.953.875)	(3.639.036)	(2.425.930)	(35.933.238)
Расходы по износу	(27.373.127)	(11.641.618)	(15.180.174)	(9.608.438)	(19.797.773)	(4.797.795)	(4.907.224)	—	(93.306.149)
Накопленный износ по выбытиям	1.537.433	19.820	3.569.200	550.136	736.026	526.119	552.251	—	7.490.985
Резерв на обесценение	(124.087)	(215.610)	—	(4.870.391)	(511.027)	(30.544)	(586.089)	(276.865)	(6.614.613)
Сторнирование резерва на обесценение	—	—	—	280.711	555.661	153.012	38.149	2.851.047	3.878.580
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	35.629.462	22.522.881	10.769.407	33.609.900	44.917.840	3.967.056	3.518.991	(154.935.537)	—
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года (пересчитано)</b>	<b>788.161.123</b>	<b>205.991.095</b>	<b>291.816.645</b>	<b>199.151.836</b>	<b>178.773.727</b>	<b>29.623.899</b>	<b>28.264.810</b>	<b>75.530.620</b>	<b>1.797.313.755</b>
Пересчёт валюты отчетности	129.160.337	756.254	54.334.125	17.964.621	7.119.450	1.570.722	2.439.861	7.321.684	220.667.054
Поступления	193.302.294	5.150.388	537.324	2.139.931	4.301.194	12.554.206	3.792.481	133.672.089	355.449.907
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 5)	—	—	15.588.900	4.452.882	5.713.302	5.448	29.657	1.280.813	27.071.002
Выбытия	(6.387.834)	(250.561)	(555.891)	(7.456.876)	(4.072.928)	(1.010.558)	(3.976.648)	(3.243.382)	(26.954.678)
Расходы по износу	(26.641.019)	(10.226.794)	(20.468.399)	(11.135.078)	(22.674.891)	(4.872.070)	(6.023.465)	—	(102.041.716)
Накопленный износ по выбытиям (Резерв на обесценение) / сторнирование резерва на обесценение	2.915.617	14.221	331.776	1.354.001	1.564.216	358.072	886.156	—	7.424.059
Преуменьшение деятельности (Примечание 6)	(456.205)	(286.756)	—	(6.836.630)	(1.561.518)	(319.706)	(1.313.154)	389.733	(10.364.236)
Потеря контроля над дочерней организацией (Примечание 21)	—	—	—	(12.336.522)	(17.066.745)	(692.745)	(252.721)	(11.182.861)	(41.531.594)
Переводы в нематериальные активы	(4.840.881)	—	—	(173.691)	(233.178)	(154.443)	(173.179)	(1.103.010)	(6.452.481)
Переводы и реклассификации	34.035.883	13.130.325	28.467.216	15.252.205	26.058.142	2.467.329	8.470.185	(127.881.285)	—
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года</b>	<b>1.109.249.315</b>	<b>209.683.192</b>	<b>370.051.696</b>	<b>202.376.679</b>	<b>177.920.771</b>	<b>39.525.793</b>	<b>32.061.850</b>	<b>74.704.813</b>	<b>2.215.574.109</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

В тысячах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	
								Итого	Итого
Первоначальная стоимость	1.260.166.214	248.452.257	420.253.282	243.516.042	239.282.902	55.567.560	49.429.506	77.235.060	2.593.902.823
Накопленный износ и обесценение	(150.976.899)	(38.769.065)	(50.201.586)	(41.139.363)	(61.362.131)	(16.041.767)	(17.367.656)	(2.530.247)	(378.328.714)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года</b>	<b>1.109.249.315</b>	<b>209.683.192</b>	<b>370.051.696</b>	<b>202.376.679</b>	<b>177.920.771</b>	<b>39.525.793</b>	<b>32.061.850</b>	<b>74.704.813</b>	<b>2.215.574.109</b>
Первоначальная стоимость	943.066.807	234.280.832	316.225.205	227.549.246	246.307.808	50.492.235	56.985.576	78.450.600	2.153.356.309
Накопленный износ и обесценение	(154.905.684)	(28.289.737)	(24.408.560)	(28.397.410)	(67.534.081)	(20.868.336)	(28.720.766)	(2.919.980)	(356.044.554)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года (пересчитано)</b>	<b>788.161.123</b>	<b>205.991.095</b>	<b>291.816.645</b>	<b>199.151.836</b>	<b>178.773.727</b>	<b>29.623.899</b>	<b>28.264.810</b>	<b>75.530.620</b>	<b>1.797.313.755</b>

В 2009 году Группа капитализировала затраты по займам, по средней ставке капитализации в 2,44% на сумму 765,272 тысячи тенге, относящиеся к строительству новых активов, которое было начато в 2007 году (в 2008 году: 1,210,990 тысяч тенге).

На 31 декабря 2009 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 22,818,489 тысяч тенге (в 2008 году: 74,022,780 тысяч тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам, предоставленным Группе (Примечание 17).

#### Обесценение основных средств

В 2009 году Группа признала чистый резерв по обесценению в размере 10,364,236 тысяч тенге, который приходится, в основном, на обесценение основных средств АО «Торговый Дом КазМунайГаз» («ТД КМГ», 100% дочерняя организация Группы) на общую сумму в 9,017,379 тысяч тенге.

На 31 декабря 2009 года ТД КМГ осуществил проверку на обесценение основных средств, которые вовлечены в деятельность по розничной торговле в Казахстане, а также рекреационного центра «Ақбулак», расположенного в Алматинской области, которая привела к признанию убытка от обесценения в размере 5,176,008 тысяч тенге и 1,753,260 тысяч тенге, соответственно. Возмещаемые суммы были основаны на стоимости от использования и были определены на уровне генерирующих единиц. Генерирующие единицы состоят из активов, занятых в розничной торговле, и рекреационного центра «Ақбулак», соответственно. При определении стоимости от использования для генерирующих единиц, денежные потоки были дисконтированы по ставке до налогообложения в 22,4% (в 2008 году: 24,9%).

Кроме того, в 2009 году ТД КМГ признал обесценение в размере 2,088,111 тысяч тенге, относящееся к земле в «Dunef» Франция (дочерняя организация, полностью принадлежащая TRG), на основании переоценки балансовой стоимости земли, на которой расположен склад, запланированный к выводу из эксплуатации в 2014 году.



**СРЕДСТВА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

**СРЕДСТВА**

	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
01. Денежные средства и эквиваленты	1 000 000	1 000 000
02. Финансовые вложения (неконтролируемые доли в зависимых организациях)	0	0
03. Финансовые вложения (контролируемые доли в зависимых организациях)	0	0
04. Прочие финансовые вложения	0	0
05. Прочие средства	0	0
<b>Итого</b>	<b>1 000 000</b>	<b>1 000 000</b>

**ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ**

**ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
06. Долгосрочные обязательства	0	0
07. Краткосрочные обязательства	0	0
08. Прочие обязательства	0	0
<b>Итого</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Средств и обязательств не выявлено.

Обязательств не выявлено.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 9. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Гудвил	Нематериальные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2008 года (пересчитано)</b>	32.669.137	22.367.055	7.914.124	10.765.924	73.716.240
Пересчет валюты отчетности	699.139	61.003	4.297	46.582	811.021
Поступления	–	–	2.651.587	5.032.974	7.684.561
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 5)	19.704.443	–	1.166	–	19.705.609
Выбытия	–	–	(97.394)	(209.457)	(306.851)
Расходы по амортизации	–	(145.657)	(2.026.695)	(4.073.277)	(6.245.629)
Накопленная амортизация по выбытиям	–	–	78.802	150	78.952
Резерв по обесценению	(23.553.133)	–	–	–	(23.553.133)
Переводы из активов, удерживаемых для продажи	–	–	–	2.905.929	2.905.929
Переводы из незавершенного строительства	–	–	309.036	213.624	522.660
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года (пересчитано)</b>	<b>29.519.586</b>	<b>22.282.401</b>	<b>8.834.923</b>	<b>14.682.449</b>	<b>75.319.359</b>
Пересчет валюты отчетности	7.113.221	5.095.286	228.546	3.329.094	15.766.147
Поступления	–	27.455	2.180.190	4.984.454	7.192.099
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 5)	163.676.540	–	24.081	10.439	163.711.060
Выбытия	–	–	(123.847)	(254.793)	(378.640)
Расходы по амортизации	–	(196.870)	(2.931.793)	(2.737.335)	(5.865.998)
Накопленная амортизация по выбытиям	–	–	82.629	22.618	105.247
Прекращенная деятельность (Примечание 6)	–	–	(76.898)	(17.454)	(94.352)
Резерв по обесценению	(1.306.548)	–	–	–	(1.306.548)
Переводы из незавершенного строительства	–	–	260.430	4.746.533	5.006.963
Переводы и корректировки	–	–	1.735.102	(1.735.102)	–
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года</b>	<b>199.002.799</b>	<b>27.208.272</b>	<b>10.213.363</b>	<b>23.030.903</b>	<b>259.455.337</b>
Первоначальная стоимость	230.583.160	27.562.884	18.218.168	38.699.376	315.063.588
Накопленная амортизация и обесценение	(31.580.361)	(354.612)	(8.004.805)	(15.668.473)	(55.608.251)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года</b>	<b>199.002.799</b>	<b>27.208.272</b>	<b>10.213.363</b>	<b>23.030.903</b>	<b>259.455.337</b>
Первоначальная стоимость	54.775.578	22.440.143	14.069.710	27.649.487	118.934.918
Накопленная амортизация и обесценение	(25.255.992)	(157.742)	(5.234.787)	(12.967.038)	(43.615.559)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года (пересчитано)</b>	<b>29.519.586</b>	<b>22.282.401</b>	<b>8.834.923</b>	<b>14.682.449</b>	<b>75.319.359</b>



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 9. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Балансовая стоимость гудвила по состоянию на 31 декабря, отнесенного на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2009	2008
Нефтепереработка	16.798.358	13.674.425
Downstream Romania	6.229.551	5.071.063
Dyneff	3.907.646	3.180.955
Прочее	4.897.226	4.123.480
<b>Итого TRG</b>	<b>31.832.781</b>	<b>26.049.923</b>
Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми	2.370.792	2.151.310
Казахстан Петрокерамикал Индастрис	1.622.222	—
Группа единиц, генерирующих денежные потоки, приобретенная в нефтепереработке	162.054.318	—
Прочие	1.122.686	1.318.353
<b>Итого гудвил</b>	<b>199.002.799</b>	<b>29.519.586</b>

Расходы по обесценению гудвила, признанные в отчете о совокупном доходе, включали:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2009	2008
Нефтехимия	—	3.470.000
Нефтепереработка	—	2.530.000
Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми	1.306.548	17.553.133
	<b>1.306.548</b>	<b>23.553.133</b>

#### Нефтепереработка

Возмещаемая стоимость подразделения «Нефтепереработка» была определена на основании справедливой стоимости за вычетом расходов на реализацию с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применимая к прогнозу денежных потоков, равна 11,5% (в 2008 году: 11,2%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста, что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 10%.

#### Downstream Romania

Возмещаемая стоимость подразделения Downstream Romania также определялась на основании справедливой стоимости за вычетом расходов на реализацию с применением финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период и на таких же условиях, как и единица «Нефтепереработка».

#### Dyneff

Возмещаемая стоимость подразделения Dyneff была определена на основании справедливой стоимости за вычетом расходов на реализацию с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применимая к прогнозу движения денежных потоков, равна 8,8% (в 2008 году: 7,8%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста, что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 7,3%.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 9. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

#### *Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми*

В результате анализа, в 2009 году руководство признало расходы по обесценению гудвила по нефтеналивному терминалу Батуми и морскому порту Батуми в размере 1.306.548 тысяч тенге (в 2008 году: 17.553.133 тысячи тенге). Возмещаемая стоимость Нефтеналивного терминала Батуми и Морского порта Батуми была определена на основе расчёта стоимости от использования с использованием прогнозов денежных потоков, охватывающих десятилетний период. Ставка дисконта до налогообложения, использованная для прогнозов денежных потоков составляет 19,11%

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

Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию согласно указанному выше, представлены следующим образом:

- Валовая прибыль;
- Ставки дисконтирования;
- Нормы роста, применявшиеся для экстраполирования денежных потоков в течение бюджетного периода.

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

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

Оценки норм роста – нормы, которые основаны на опубликованных исследованиях по данной промышленности.

#### *Чувствительность к изменениям в допущениях*

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

#### *Нефтепереработка, Downstream Romania, Duneff и Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми*

На 31 декабря 2009 года расчетная возмещаемая стоимость единиц *Нефтепереработка, Downstream Romania, Duneff, нефтеналивного терминала Батуми и морского порта Батуми* приближалась к их балансовой стоимости, а значит любые нежелательные изменения в основных допущениях могут вызвать в дальнейшем убытки от обесценения, которые будут признаваться по данным единицам.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 10. ДОЛГОСРОЧНЫЕ БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Выраженные в долларах США	10.748.186	26.546.657	29.264.896
Выраженные в тенге	7.716.203	3.147.582	4.875.062
	<b>18.464.389</b>	29.694.239	34.139.958

На 31 декабря 2009 года долгосрочные банковские депозиты в размере 17.777.035 тысяч тенге были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Народный Сберегательный Банк Казахстана», которые рассматриваются как связанные стороны Группы (Примечание 33) (в 2008 году: ноль).

На 31 декабря 2009 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 7,3% (в 2008 году: 5,0%; в 2007 году: 4,8%).

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Срок погашения от 1 до 2 лет	17.613.422	4.385.534	3.465.562
Срок погашения свыше 2 лет	850.967	25.308.705	30.674.396
	<b>18.464.389</b>	29.694.239	34.139.958

На 31 декабря 2009 года долгосрочные банковские вклады включают выраженные в долларах США денежные средства, находящиеся на счетах в банках в качестве залогового обеспечения, в сумме 75.255 тысяч тенге (в 2008 году: 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 11).

### 11. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2009		2008 (пересчитано)		2007 (пересчитано)	
	Балансовая стоимость	Доля владения	Балансовая стоимость	Доля владения	Балансовая стоимость	Доля владения
<b>Совместные предприятия:</b>						
ТОО «ТенгизшеврОйл»	227.760.165	20,00%	196.670.976	20,00%	184.314.299	20,00%
ТОО «КазГерМунай»	104.718.029	50,00%	102.455.376	50,00%	97.818.779	50,00%
АО «КазРосГаз»	91.609.714	50,00%	40.707.238	50,00%	21.564.276	50,00%
ТОО «Казайл-Актобе»	37.231.244	50,00%	34.776.919	50,00%	32.453.848	50,00%
«Валсера Холдингс Б.В.»	17.576.499	50,00%	17.610.654	50,00%	19.281.636	50,00%
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	6.472.650	50,00%	–	50,00%	–	50,00%
АО «МунайГас»	5.262.464	50,00%	5.651.054	50,00%	2.852.054	50,00%
АО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	–	50,00%	3.289.056	50,00%	3.318.413	50,00%
«Батуми Капитал Партнерс Лимитед»	–	–	–	–	7.535.685	50,00%
Прочие	12.276.428		9.338.624		7.026.733	
<b>Ассоциированные компании:</b>						
«ПетроКазахстан Инк.»	118.988.662	33,00%	109.797.608	33,00%	134.791.662	33,00%
«Каспийский Трубопроводный Консорциум»	16.285.435	20,75%	–	19,00%	–	19,00%
Прочие	6.629.900		4.889.653		9.288.214	
	<b>644.811.190</b>		525.187.158		520.245.599	

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 11. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

33%-я доля в ПетроКазakhstan Инк. («ПКИ») была заложена в качестве обеспечения по займу, полученному на приобретение данной доли. Однако заложенные акции не могут быть обращены в течение первых 7 лет финансирования с даты приобретения (4 июля 2006 года) (Примечание 17).

В течение 2009 года Группа признала свою долю в прибыли от совместных предприятий и ассоциированных компаний в сумме 171.738.112 тысяч тенге (в 2008 году: 239.771.089 тысяч тенге), что привело к увеличению балансовой стоимости инвестиций. Общая сумма дивидендов, полученных от совместных предприятий и ассоциированных компаний в 2009 году, составила 139.493.404 тысячи тенге (в 2008 году: 222.925.743 тысячи тенге) и привела к соответствующему уменьшению балансовой стоимости инвестиций. Оставшаяся часть изменений инвестиций в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях относится к корректировке по пересчету валюты отчетности и приобретению 0,875% доли в «КТК» через приобретение «КПВ» (Примечание 5).

Более того, 4 декабря 2009 года, «ПКИ» объявил дополнительные дивиденды в размере 300 миллионов долларов США, которые не были выплачены по состоянию на 31 декабря 2009 года. Доля КМГ в дивидендах к получению составляла 99 миллионов долларов США, что эквивалентно 14.687.640 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года (в 2008 году: ноль).

Также Группа владеет 50%-й долей в «CITIC Canada Energy Limited» («CCEL»). Чистые активы CCEL равны нулю, так как CCEL обязан распределять весь доход своим участникам и, соответственно, классифицирует весь распределяемый доход в качестве обязательства в своей финансовой отчетности (Примечание 19).

На 31 декабря 2009 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 95.250.404 тысяч тенге (в 2008 году: 41.663.032 тысяч тенге; в 2007 году: 34.939.170 тысяч тенге).

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

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
<b>Суммарные активы и обязательства совместных предприятий и ассоциированных компаний на 31 декабря</b>			
Краткосрочные активы	419.557.031	236.312.679	199.011.123
Долгосрочные активы	1.119.627.710	810.378.979	762.569.563
Краткосрочные обязательства	(200.515.374)	(138.914.376)	(111.037.248)
Долгосрочные обязательства	(693.858.177)	(382.590.124)	(330.297.839)
<b>Чистые активы</b>	<b>644.811.190</b>	<b>525.187.158</b>	<b>520.245.599</b>

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)
<b>Суммарная выручка и чистая прибыль в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях за год</b>		
Выручка	742.142.448	752.859.658
Чистая прибыль	171.738.112	239.771.089

### 12. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Нефтепродукты	57.658.745	34.154.836	48.273.774
Материалы и запасы	50.170.779	40.563.369	28.864.131
Продукты переработки газа	30.786.537	15.754.787	7.310.255
Сырая нефть	29.255.899	17.707.994	19.576.946
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	(6.622.275)	(8.600.666)	(5.144.925)
	<b>161.249.685</b>	<b>99.580.320</b>	<b>98.880.181</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 13. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Авансы выданные и расходы будущих периодов	40.096.091	15.689.207	18.677.298
Налоги к возмещению	4.431.015	1.638.981	566.338
Прочие текущие активы	28.523.350	30.833.216	26.789.825
Минус: резерв по сомнительным долгам	(5.592.256)	(1.005.374)	(4.066.085)
<b>Итого прочих текущих активов</b>	<b>67.458.200</b>	<b>47.156.030</b>	<b>41.967.376</b>
Торговая дебиторская задолженность	152.006.430	126.534.846	180.080.058
Минус: резерв по сомнительным долгам	(9.826.816)	(14.738.564)	(6.570.637)
<b>Торговая дебиторская задолженность</b>	<b>142.179.614</b>	<b>111.796.282</b>	<b>173.509.421</b>
	<b>209.637.814</b>	<b>158.952.312</b>	<b>215.476.797</b>

По состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 годов по торговой дебиторской задолженности, авансам выданным, и прочим текущим активам проценты не начислялись.

По состоянию на 31 декабря 2009 года торговая дебиторская задолженность в размере 15.933.804 тысяч тенге находилась в качестве залогового обеспечения обязательств Группы (в 2008 году: 9.299.290 тысяч тенге) (Примечание 17).

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

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
На 1 января 2008 года (пересчитано)	10.636.722
Начисления за год (Примечание 25)	12.157.083
Списание дебиторской задолженности	(5.321.984)
Восстановлено (Примечание 25)	(1.727.883)
<b>На 31 декабря 2008 года (пересчитано)</b>	<b>15.743.938</b>
Начисления за год (Примечание 25)	4.322.213
Списание дебиторской задолженности	(864.444)
Прекращенная деятельность (Примечание 6)	(2.802.475)
Потеря контроля над дочерним предприятием (Примечание 27)	(830.915)
Пересчет валюты отчетности	1.710.623
Восстановлено (Примечание 25)	(1.859.868)
<b>На 31 декабря 2009 года</b>	<b>15.419.072</b>

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

<i>В тысячах тенге</i>	Итого	Не просроченная, не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			<30 дней	30 – 60 дней	60 – 90 дней	90 – 120 дней	>120 дней
2008 (пересчитано)	111.796.282	82.344.849	18.267.948	5.394.458	1.655.706	1.527.014	2.606.307
<b>2009</b>	<b>142.179.614</b>	<b>97.755.581</b>	<b>25.081.053</b>	<b>4.718.176</b>	<b>2.175.573</b>	<b>2.908.519</b>	<b>9.540.712</b>



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 14. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Краткосрочные банковские вклады	712.449.462	538.919.323	427.110.850
Займы связанным сторонам	7.930.040	9.116.332	6.577.135
Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи	–	11.097.038	6.277.414
Минус: резерв по сомнительным займам связанным сторонам	(4.674.905)	(7.956.461)	(3.335.903)
	<b>715.704.597</b>	<b>551.176.232</b>	<b>436.629.496</b>

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Краткосрочные финансовые активы в долларах США	563.319.346	388.793.376	232.799.131
Краткосрочные финансовые активы в тенге	125.356.573	162.037.379	203.584.473
Краткосрочные финансовые активы в других валютах	27.028.678	345.477	245.892
	<b>715.704.597</b>	<b>551.176.232</b>	<b>436.629.496</b>

На 31 декабря 2009 года краткосрочные банковские депозиты в размере 257.126.894 тысячи тенге были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Народный Сберегательный Банк Казахстана», которые рассматриваются как связанные стороны Группы (Примечание 33) (в 2008 году: 319.393.197 тысяч тенге).

На 31 декабря 2009 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 8,2% (в 2008 году: 6,8%; в 2007 году: 8,6%).

На 31 декабря 2009 года краткосрочные вклады, выраженные в долларах США, включают денежные средства ограниченного использования в размере 9.840.620 тысяч тенге (в 2008 году: ноль), которые размещены на заблокированном счете в качестве обеспечения по выплате вознаграждения и основного долга, привлеченного для приобретения 33% доли в «ПКИ» (Примечание 11).

Займы связанным сторонам учитываются по амортизированной стоимости.

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

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
На 1 января 2008 года (пересчитано)	3.335.903
Отчисления за год (Примечание 25)	4.674.905
Списание займов	(54.347)
На 31 декабря 2008 года (пересчитано)	7.956.461
Прекращенная деятельность (Примечание 6)	(3.281.556)
На 31 декабря 2009 года	4.674.905

### 15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Срочные вклады в банках – доллары США	181.164.362	318.996.992	201.619.273
Текущие счета в банках – доллары США	168.773.694	37.653.623	25.743.960
Срочные вклады в банках – тенге	95.266.288	86.623.836	116.606.535
Текущие счета в банках – тенге	90.040.843	28.605.258	10.402.576
Текущие счета в банках – другие валюты	20.322.989	5.753.322	2.872.424
Срочные вклады в банках – другие валюты	6.924.413	13.250.932	2.037.784
Кассовая наличность	1.698.563	877.750	687.460
	<b>564.191.152</b>	<b>491.761.713</b>	<b>359.970.012</b>



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ (продолжение)

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 2009 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 5,0% (в 2008 году: 4,6%; в 2007 году: 7,6%).

На 31 декабря 2009 года денежные средства и их эквиваленты в размере 288.163.835 тысяч тенге были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Народный Сберегательный Банк Казахстана», которые рассматриваются как связанные стороны Группы (Примечание 33) (в 2008 году: 133.417.653 тысячи тенге).

### 16. КАПИТАЛ

#### Уставный капитал

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

<i>В тысячах тенге</i>	Количество выпущенных акций	Количество оплаченных акций	Уставный капитал
На 31 декабря 2007 года	316.098.884	316.098.884	158.049.442
Выпущено	—	—	—
На 31 декабря 2008 года	316.098.884	316.098.884	158.049.442
Выпущено	4.042.365	3.196.092	1.598.046
<b>На 31 декабря 2009 года</b>	<b>320.141.249</b>	<b>319.294.976</b>	<b>159.647.488</b>

На 31 декабря 2008 года все акции были объявлены, выпущены и полностью оплачены. В 2009 году КМГ объявило и выпустило 4.042.365 простых акций, номинальной стоимостью 500 тенге за одну акцию на общую сумму 2.021.183 тысячи тенге. Неоплаченный капитал на 31 декабря 2009 года включал 423.138 тысяч тенге.

Взнос был осуществлен в форме инвестиций в АО «Институт химических наук им. А.Б. Бектурова» и АО «Институт органического катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского», по справедливой стоимости в 1.312.412 тысяч тенге и 262.352 тысячи тенге, соответственно. Оставшийся взнос был осуществлен в форме прочих основных средств.

#### Дополнительный оплаченный капитал

В июле 2009 года Группа обменяла 100% акций «АЖК» на 102.246 акций АО «Самрук-Энерго» (Примечание 6). Результат этой операции в размере 6.765.437 тысяч тенге были признаны в капитале как распределение акционеру Компании, так как сделка была осуществлена с акционером Группы.

#### Резерв от пересчета валюты отчетности

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 16. КАПИТАЛ (продолжение)

#### Выплаты акционеру

##### Операция с Материнской Компанией

В июле 2009 года Компания выпустила облигации на КФБ, которые были приобретены Самрук-Казына за общую сумму в 190 миллиардов тенге. Процентная ставка по облигациям составляет 5%, и они подлежат погашению через 35 лет. В этот же день Самрук-Казына выпустил облигации на КФБ, которые были приобретены Компанией за 190 миллиардов тенге. Процентная ставка по облигациям составляет 4% в год, и они подлежат погашению через 35 лет. Облигации к получению и облигации к погашению были дисконтированы по ставке в 12,5%, которая приблизительно равна рыночной процентной ставке, применимой для Компании и Материнской Компании на дату сделки. Разница в размере 14.992.000 тысячи тенге между полученным дисконтом по облигациям к погашению в размере 112.593.515 тысяч тенге и дисконтом по облигациям к получению в сумме 127.585.515 тысяч тенге был учтен как выплата акционеру Компании.

##### Дивиденды

В 2009 году КМГ начислил и выплатил дивиденды своему акционеру в размере 92,59 тенге за акцию в общей сумме 29.268.027 тысяч тенге (в 2008 году: 92,41 тенге за акцию в общей сумме 29.209.331 тысяча тенге).

#### Доля меньшинства

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
АО «Разведка Добыча КазМунайГаз»	399.867.006	355.681.135	271.828.698
Дочерние организации АО «Торговый Дом «КазМунайГаз»	75.862.949	65.186.774	77.159.789
Прочие	580.321	426.542	1.141.956
	<b>476.310.276</b>	<b>421.294.451</b>	<b>350.130.443</b>

В 2009 году АО «Разведка Добыча КазМунайГаз» увеличило собственные выкупленные акции в результате выкупа собственных акций (1.499.180 простых акций) на сумму 21.381.199 тысяч тенге (в 2008 году: 55.748 простых акций на сумму 521.318 тысяч тенге). Разница между уплаченным вознаграждением и балансовой стоимостью вышедшей доли меньшинства в размере 1.593.431 тысяча тенге была признана в нераспределенной прибыли.

### 17. ЗАЙМЫ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	1.223.976.364	522.808.100	582.192.532
Средневзвешенные ставки вознаграждения	9,69%	8,40%	6,33%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	613.697.786	627.163.137	446.053.258
Средневзвешенные ставки вознаграждения	3,27%	4,56%	7,09%
	<b>1.837.674.150</b>	<b>1.149.971.237</b>	<b>1.028.245.790</b>

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Займы, выраженные в долларах США	1.401.536.319	1.065.340.407	927.813.723
Займы, выраженные в тенге	386.449.500	14.653.253	2.714.918
Займы, выраженные в евро	26.632.828	44.376.253	60.152.120
Займы, выраженные в других валютах	23.055.503	25.601.324	37.565.029
	<b>1.837.674.150</b>	<b>1.149.971.237</b>	<b>1.028.245.790</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 17. ЗАЙМЫ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Текущая часть	452.741.110	188.445.495	668.987.808
Долгосрочная часть	1.384.933.040	961.525.742	359.257.982
	<b>1.837.674.150</b>	<b>1.149.971.237</b>	<b>1.028.245.790</b>

Облигации к получению от Самрук-Казына (Примечание 16) заложены в «Национальный Банк Республики Казахстан» («НБРК») по соглашению РЕПО, в результате которого Группа получила 180,5 миллиардов тенге от НБРК на период в четыре месяца под 8,5% в год. Проценты по облигациям к погашению Самрук-Казына начисляются раз в полгода, начиная с 2009 года. Проценты по облигациям к погашению НБРК начисляются ежемесячно, начиная с 2009 года.

По состоянию на 31 декабря 2009 года, займы Группы были обеспечены заложенными основными средствами на сумму 22.818.489 тысяч тенге (в 2008 году: 74.022.780 тысяч тенге), долгосрочными банковскими депозитами на сумму 75.255 тысяч тенге (в 2008 году: 23.944.355 тысяч тенге), инвестицией в «ПКИ» в размере 131.904.472 тысячи тенге (в 2008 году: 109.797.608 тысяч тенге), торговой дебиторской задолженностью на сумму 15.933.804 тысячи тенге (в 2008 году: 9.299.290 тысяч тенге) и краткосрочными банковскими депозитами на сумму 9.840.620 тысяч тенге (в 2008 году: ноль).

### 18. К УПЛАТЕ ЗА ПРИОБРЕТЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОЛИ В «СЕВЕРО-КАСПИЙСКОМ ПРОЕКТЕ»

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 (Примечания 7 и 8). Цена приобретения включает фиксированную сумму в размере 1,78 миллиардов долларов США и годовое вознаграждение в размере LIBOR плюс 3 процента, который ежегодно капитализируется в сумму основного долга. Данная задолженность обеспечена дополнительной приобретенной долей в размере 8,48%. По состоянию на 31 декабря 2009 года балансовая стоимость заложенных активов (основные средства и активы по разведке и оценке) составляла 447.381.805 тысяч тенге (в 2008 году: 271.556.900 тысяч тенге).

### 19. РАСЧЕТЫ С УЧАСТНИКОМ СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

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

CCEL обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время Группа приняла на себя обязательство переводить CITIC любые дивиденды полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 790,5 миллионов долларов США (117.288.512 тысяч тенге) на 31 декабря 2009 года (в 2008 году: 778,8 миллионов долларов США или 94.056.389 тысяч тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли компании в первоначальной цене приобретения профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. Группа не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму CCEL. Соответственно, Группа признает в своем консолидированном отчете о финансовом положении только право на получение дивидендов от CCEL в размере гарантированной выплаты на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Балансовая стоимость этой дебиторской задолженности составила 141,7 миллиона долларов США (21.022.017 тысяч тенге) на 31 декабря 2009 года (в 2008 году: 153,5 миллиона долларов США или 18.533.003 тысячи тенге).

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 19. РАСЧЕТЫ С УЧАСТНИКОМ СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ (продолжение)

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

### 20. РЕЗЕРВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Обязатель- ство за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
<b>Резерв на 31 декабря 2007 года (пересчитано)</b>	<b>25.590.051</b>	<b>34.681.103</b>	<b>20.992.157</b>	<b>20.559.545</b>	<b>101.822.856</b>
Пересчет валюты отчетности	75.732	69.208	–	66	145.006
Изменение в оценке	(11.229.046)	–	–	–	(11.229.046)
Увеличение на сумму дисконта	1.914.791	–	–	–	1.914.791
Резерв за год	7.549.447	–	7.673.793	4.258.213	19.481.453
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(529.177)	(2.149.174)	(203.076)	(2.881.427)
Использование резерва	(603.397)	(3.063.907)	(289.610)	(10.512.998)	(14.469.912)
<b>Резерв на 31 декабря 2008 года (пересчитано)</b>	<b>23.297.578</b>	<b>31.157.227</b>	<b>26.227.166</b>	<b>14.101.750</b>	<b>94.783.721</b>
Пересчет валюты отчетности	1.358.581	2.167.407	91.991	354.754	3.972.733
Изменение в оценке	(3.886.013)	940.891	162.451	970.536	(1.812.135)
Увеличение на сумму дисконта	1.864.736	8.457	–	122.000	1.995.193
Резерв за год	5.320.355	9.231	17.018.727	6.212.347	28.560.660
Сторнирование неиспользованных сумм	(1.706.484)	–	(10.713.351)	(408.943)	(12.828.778)
Поступления при объединении предприятий (Примечание 5)	–	57.811	–	–	57.811
Использование резерва	(1.084.326)	(3.506.648)	(1.248.600)	(5.773.306)	(11.612.880)
<b>Резерв на 31 декабря 2009 года</b>	<b>25.164.427</b>	<b>30.834.376</b>	<b>31.538.384</b>	<b>15.579.138</b>	<b>103.116.325</b>

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

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 20. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Обязатель- ство за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
<b>На 31 декабря 2009 года</b>					
Текущая часть	999.735	6.678.269	28.848.511	9.780.272	<b>46.306.787</b>
Долгосрочная часть	24.164.692	24.156.107	2.689.873	5.798.866	<b>56.809.538</b>
<b>Резерв на 31 декабря 2009 года</b>	<b>25.164.427</b>	<b>30.834.376</b>	<b>31.538.384</b>	<b>15.579.138</b>	<b>103.116.325</b>
<b>На 31 декабря 2008 года</b>					
Текущая часть	1.120.014	6.386.534	25.743.945	6.997.094	<b>40.247.587</b>
Долгосрочная часть	22.177.564	24.770.693	483.221	7.104.656	<b>54.536.134</b>
<b>Резерв на 31 декабря 2008 года (пересчитано)</b>	<b>23.297.578</b>	<b>31.157.227</b>	<b>26.227.166</b>	<b>14.101.750</b>	<b>94.783.721</b>
<b>На 31 декабря 2007 года</b>					
Текущая часть	1.427.890	2.813.003	19.500.658	16.563.894	<b>40.305.445</b>
Долгосрочная часть	24.162.161	31.868.100	1.491.499	3.995.651	<b>61.517.411</b>
<b>Резерв на 31 декабря 2007 года (пересчитано)</b>	<b>25.590.051</b>	<b>34.681.103</b>	<b>20.992.157</b>	<b>20.559.545</b>	<b>101.822.856</b>

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

### 21. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Авансы полученные	<b>58.021.587</b>	11.898.102	19.671.675
Задолженность перед сотрудниками	<b>11.989.441</b>	13.741.326	14.459.819
Прочие	<b>21.412.879</b>	22.852.775	13.710.884
<b>Итого прочих текущих обязательств</b>	<b>91.423.907</b>	48.492.203	47.842.378
Торговая кредиторская задолженность	<b>156.470.367</b>	142.902.855	140.019.000
	<b>247.894.274</b>	191.395.058	187.861.378

На 31 декабря 2009 и 2008 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

### 22. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Рентный налог на экспорт сырой нефти	<b>20.941.235</b>	–	–
Акцизный налог	<b>16.366.721</b>	11.427.406	10.560.099
Налог на добычу полезных ископаемых	<b>15.277.760</b>	–	–
Специальный фонд на нефтепродукты	<b>11.525.958</b>	8.236.264	9.278.720
НДС	<b>8.924.377</b>	8.856.686	8.801.144
Прочие	<b>10.950.520</b>	7.997.336	7.132.530
	<b>83.986.571</b>	36.517.692	35.772.493

Рентный налог на экспорт сырой нефти и налог на добычу полезных ископаемых являются новыми налогами, применимыми для Группы, которые были введены измененным налоговым кодексом, вступившим в силу с 1 января 2009 года.



## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 23. ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2009</b>	2008 (пересчитано)
Реализация нефтепродуктов	1.045.224.923	1.107.132.183
Реализация сырой нефти	429.098.384	658.085.086
Оплата за транспортировку	250.000.000	197.140.053
Реализация продуктов переработки газа	63.999.189	61.703.584
Прочий доход	74.436.443	81.187.109
Минус: налоги с продаж и коммерческие скидки	(273.210.318)	(219.642.100)
	<b>1.589.548.621</b>	<b>1.885.605.915</b>

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

### 24. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2009</b>	2008 (пересчитано)
Материалы и запасы	697.928.202	900.345.303
Расходы по заработной плате	97.004.419	80.257.716
Износ, истощение и амортизация	81.375.992	76.721.531
Налог на добычу полезных ископаемых	55.072.185	—
Ремонт и обслуживание	34.126.334	35.016.750
Электроэнергия	15.357.015	13.507.691
Прочие налоги	5.575.387	6.935.418
Роялти	—	28.364.477
Прочее	60.561.321	58.211.430
	<b>1.047.000.855</b>	<b>1.199.360.316</b>

В результате введения нового налогового кодекса, вступившего в силу с 1 января 2009 года (Примечание 4), роялти более не применимы для операций Группы. В соответствии с новым налоговым кодексом, был введен налог на добычу полезных ископаемых, который применим к операциям Группы.

### 25. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2009</b>	2008 (пересчитано)
Расходы по заработной плате	43.445.926	46.979.660
Консультационные услуги	19.514.503	9.686.564
Износ и амортизация	13.468.610	13.251.291
Налоги	11.041.693	6.295.907
Благотворительность	6.569.361	5.047.718
Резервы по сомнительным долгам (Примечания 13 и 14)	2.462.345	14.154.020
Прочее	23.610.364	50.288.896
	<b>120.112.802</b>	<b>145.704.056</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 26. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)
Транспортировка	66.453.906	47.679.449
Рентный налог	58.673.500	–
Расходы по заработной плате	13.813.555	11.307.836
Износ и амортизация	10.593.055	8.397.208
Таможенные пошлины	–	68.796.006
Прочее	19.450.902	17.551.480
	<b>168.984.918</b>	<b>153.731.979</b>

Таможенные экспортные пошлины на сырую нефть были введены Правительством Казахстана в 2008 году. В соответствии с положениями налогового кодекса, вступившего в силу с 1 января 2009 года, таможенные экспортные пошлины не применимы к плательщикам рентного налога.

### 27. ДОХОД ОТ ВЫБЫТИЯ ДОЧЕРНЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

В соответствии с решением городского суда г. Кутаиси от 16 марта 2009 года, Группа потеряла контроль над своей дочерней организацией КТГ-Тбилиси, в результате передачи последней в специальное управление Национального Комитета Грузии по управлению энергетикой и водными ресурсами. Таким образом, Группа потеряла своё право определять финансовую и операционную деятельность КТГ-Тбилиси, соответственно, потеряв контроль над дочерней организацией и права на экономические выгоды, связанные с таким контролем. Консолидация этой дочерней организации прекращена с 16 марта 2009 года, даты потери контроля.

Основные классы активов и обязательств КТГ-Тбилиси на 16 марта 2009 года представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	16 марта 2009 года
Основные средства	6.452.481
Нематериальные активы	16.764
Товарно-материальные запасы	196.572
Торговая дебиторская задолженность	4.065.394
Налоги к возмещению	580.217
Денежные средства и их эквиваленты	279.563
<b>Итого активов</b>	<b>11.590.991</b>
Процентные займы и привлечённые средства	(9.220.121)
Займы от связанных сторон	(8.530.375)
Обязательство по отсроченному корпоративному подоходному налогу	(658.013)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(7.650.051)
Прочие текущие обязательства	(1.127.500)
<b>Итого обязательств</b>	<b>(27.186.060)</b>
<b>Чистые обязательства</b>	<b>(15.594.069)</b>
Минус: резерв по пересчету иностранной валюты	2.389.402
Минус: резерв по обязательству дочерней организации, гарантированному Группой	7.418.000
<b>Доход от потери контроля над дочерней организацией</b>	<b>(5.787.667)</b>

В декабре 2009 года Группа подписала суб-консорциальное соглашение с Credit Suisse. В соответствии с суб-консорциальным соглашением, Группа погасила задолженность по обязательствам КТГ-Тбилиси путем приобретения права требования от КТГ-Тбилиси по займу от Credit Suisse в сумме 7.418.000 тысяч тенге. Группа полностью обесценила права требования от КТГ-Тбилиси.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 27. ДОХОД ОТ ВЫБЫТИЯ ДОЧЕРНЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (продолжение)

Показатели КТГ-Тбилиси за два с половиной месяца, закончившихся 16 марта 2009 года, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2009
Выручка	4.107.697
Себестоимость реализации	(3.649.288)
Административные расходы	(262.015)
Расходы по реализации	(942.912)
Прочие расходы	(493.555)
<b>Убыток до налогообложения</b>	<b>(1.240.073)</b>
Расходы по подоходному налогу	(25.667)
<b>Убыток за период</b>	<b>(1.265.740)</b>

При прекращении консолидации накопленная сумма резерва по пересчёту иностранной валюты КТГ-Тбилиси в размере 2.389.402 тысячи тенге была включена в доход от потери контроля над дочерней организацией.

В сентябре 2008 года оставшаяся часть доли участия TRG в Straulesti Project Development выбыла при продаже всей доли участия в дочерней организации SC Astra Investitii Imobiliare SRL компании, зарегистрированной на Кипре, DPS Investments Ltd. за 7.819.500 тысяч тенге. Прибыль, полученная в результате данной продажи, в размере 2.839.531 тысяча тенге была признана в консолидированном отчете о совокупном доходе за 2008 год.

### 28. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)
Процентный доход по вкладам в банках и облигациям	81.599.140	68.508.325
Переоценка обязательства по опциону пут	–	24.616.953
Прочие	3.268.037	7.978.516
	<b>84.867.177</b>	<b>101.103.794</b>

Переоценка обязательства по опциону пут в 2008 году представляет собой разницу между справедливой стоимостью обязательства по опциону пут с момента приобретения TRG (Примечание 5) и 31 декабря 2008 года.

### 29. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	121.964.543	91.544.892
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов	1.995.193	1.914.791
Амортизация дисконта по обязательству по опциону пут	–	5.125.057
Прочее	16.865.997	9.773.494
	<b>140.825.733</b>	<b>108.358.234</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 30. ДОЛЯ В ДОХОДАХ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)
ТОО «Тенгизшевройл»	111.024.753	145.347.057
ТОО «КазРосГаз»	44.475.814	21.012.331
«ПетроКазахстан Инк.»	9.221.421	22.470.653
ТОО «Казахойл-Актобе»	2.454.323	2.323.071
ТОО «КазГерМунай»	1.553.769	44.648.843
Прочее	3.008.032	3.969.134
	<b>171.738.112</b>	<b>239.771.089</b>

### 31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2009 года в сумме 11.979.760 тысяч тенге (в 2008 году: 7.790.729 тысяч тенге, в 2007 году: 8.203.953 тысячи тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог.

На 31 декабря подоходный налог к уплате представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Налог на сверхприбыль	19.245.506	55.977.064	51.460.579
Корпоративный подоходный налог	13.191.917	1.611.011	11.562.307
<b>Подоходный налог к уплате</b>	<b>32.437.423</b>	<b>57.588.075</b>	<b>63.022.886</b>

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

<i>В тысячах тенге</i>	2009	2008 (пересчитано)
<b>Текущий подоходный налог:</b>		
Корпоративный подоходный налог	88.283.388	151.712.516
Налог на сверхприбыль	30.914.304	60.534.506
Налог у источника выплаты по полученным дивидендам	27.444.776	20.358.277
<b>Отсроченный подоходный налог:</b>		
Корпоративный подоходный налог	1.128.942	(28.899.981)
Налог на сверхприбыль	(106.070)	(3.207.621)
Налог у источника выплаты по дивидендам	31.630.374	(210.508)
<b>Расходы по подоходному налогу</b>	<b>179.295.714</b>	<b>200.287.189</b>

В соответствии с изменениями 2006 года в налоговом законодательстве, вступившими в силу 1 января 2007 года, дивиденды, полученные от Казахских налогоплательщиков, не подлежат налогообложению налогом у источника выплаты. Следуя этим изменениям в налоговом законодательстве, в 2006 году Группа сторнировала обязательства по отсроченному налогу на нераспределенную прибыль от дочерних организаций, зарегистрированных в Республике Казахстан, которые были признаны в прошлые годы. Однако, в течение 2007-2009 годов Группа получала дивиденды от ТОО «Тенгизшевройл» (20% совместное предприятие Группы, Казахский налогоплательщик) за минусом налога у источника выплаты, так как существует неопределенность того, распространяется ли отмена налога у источника выплаты на стабильный налоговый режим ТОО «Тенгизшевройл». Группа пыталась оспорить удержание налога у источника, но не добилась этого по состоянию на 31 декабря 2009 года. Соответственно, руководство Группы решило признать отсроченное обязательство по налогу у источника выплаты на нераспределенную прибыль ТОО «Тенгизшевройл», так как это является наилучшей оценкой того, что Группа в последующем будет получать дивиденды за вычетом налога у источника выплаты.

В декабре 2008 года Правительство Республики Казахстан утвердило поправки в налоговый кодекс, вступившие в силу с 1 января 2009 года, в соответствии с которыми ставка подоходного налога была определена как 20% на 2009 год, 17,5% на 2010 год и 15% на 2011 год и далее. Группа произвела расчеты текущих и отсроченных налогов с учетом данных изменений по состоянию на 31 декабря 2008 года.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

В ноябре 2009 года Правительство Республики Казахстан утвердило дальнейшие поправки в налоговый кодекс, которые вступили в силу 1 января 2009 года, в соответствии с которыми ставка подоходного налога была определена как 20% на 2009-2012 года, 17,5% в 2013 году и 15% в 2014 году и далее. Механизм расчета НСП также изменяется с 2009 года. Группа произвела расчеты текущих и отсроченных налогов с учетом данных изменений по состоянию на 31 декабря 2009 года. Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2009 году и 30% в 2008 году) к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2009</b>	<b>2008</b> (пересчитано)
Прибыль до налогообложения от продолжающейся деятельности	<b>367.787.347</b>	583.770.622
Убыток до налогообложения от прекращенной деятельности	<b>3.001.876</b>	8.150.302
Ставка подоходного налога	<b>20%</b>	30%
<b>Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли</b>	<b>74.157.845</b>	177.576.277
<b>Налоговый эффект постоянных разниц</b>		
Налог на сверхприбыль	<b>30.808.234</b>	57.326.885
Налог у источника выплаты по дивидендам	<b>59.075.150</b>	20.147.769
Налоговый эффект статей не относимых на вычеты или не подлежащих обложению в целях налогообложения	<b>8.015.222</b>	40.929.647
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	<b>(3.723.562)</b>	(6.528.101)
Эффект изменения ставок подоходного налога	<b>(521.177)</b>	(83.495.396)
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	<b>12.358.258</b>	(5.157.357)
<b>Расходы по корпоративному подоходному налогу, представленные в консолидированном отчете о совокупном доходе</b>	<b>180.169.970</b>	200.799.724
Расходы по подоходному налогу по прекращенной деятельности	<b>(874.256)</b>	(512.535)
<b>Расходы по подоходному налогу от продолжающейся деятельности</b>	<b>179.295.714</b>	200.287.189



**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 отчетов о финансовом положении, к временным различиям между основой для расчета активов и обязательств и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчетности, на 31 декабря включают следующее:

В тысячах тенге	2009 год		2009 год		2009 год		2008 год		2008 год		2007 год		2007 год	
	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на сверхприбыль	Налог на источник	Итого	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на источник	Итого	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на источник	Итого	
<b>Активы по отсроченному налогу</b>														
Основные средства	4.289.067	-	-	-	4.289.067	1.913.445	-	-	1.913.445	8.392.149	-	-	8.392.149	-
Перенесенные налоговые убытки	11.508.406	-	-	-	11.508.406	163.243	-	-	163.243	1.592.603	-	-	1.592.603	-
Начисленные обязательства в отношении работников	2.150.854	228.693	-	-	2.379.547	3.171.827	25.285	-	3.197.112	1.213.091	-	-	1.213.091	-
Обесценение финансовых активов	418.160	-	-	-	418.160	1.825.328	-	-	1.825.328	806.895	-	-	806.895	-
Обязательство за загрязнение окружающей среды	2.307.409	-	-	-	2.307.409	1.046.519	11.563	-	1.058.082	1.418.368	-	-	1.418.368	-
Прочие	13.405.861	2.672.608	-	-	16.078.469	6.215.980	94.667	-	6.310.627	9.362.610	4.424.247	-	13.786.857	-
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(14.956.699)	-	-	-	(14.956.699)	(2.598.441)	-	-	(2.598.441)	(7.755.798)	-	-	(7.755.798)	-
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(8.226.041)	(1.071.591)	-	-	(9.297.632)	(7.587.973)	(131.515)	-	(7.719.488)	(12.714.406)	(4.424.247)	-	(17.138.653)	-
<b>Активы по отсроченному налогу</b>	<b>10.897.017</b>	<b>1.829.710</b>	-	-	<b>12.726.727</b>	<b>4.149.908</b>	-	-	<b>4.149.908</b>	<b>2.315.512</b>	-	-	<b>2.315.512</b>	-
<b>Обязательства по отсроченному налогу</b>														
Основные средства	92.112.117	2.787.348	-	-	94.899.465	61.191.362	131.515	-	61.322.877	140.699.676	34.254.570	-	174.954.246	-
Нераспределенная прибыль дочерних компаний	2.389.786	-	34.164.025	-	36.553.811	132.024	-	2.106.116	2.238.140	(39.375.168)	(27.562.618)	2.310.121	(64.627.665)	-
Прочее	2.775.379	7.883	-	-	2.783.262	14.985.764	-	-	14.985.764	5.260.329	931.268	-	6.191.597	-
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(8.226.041)	(1.071.591)	-	-	(9.297.632)	(7.587.973)	(131.515)	-	(7.719.488)	(12.714.406)	(4.424.247)	-	(17.138.653)	-
<b>Обязательства по отсроченному налогу</b>	<b>89.051.241</b>	<b>1.723.640</b>	<b>34.164.025</b>	-	<b>124.938.906</b>	<b>68.721.177</b>	-	<b>2.106.116</b>	<b>70.827.293</b>	<b>93.870.431</b>	<b>3.198.973</b>	<b>2.310.121</b>	<b>99.379.525</b>	-
<b>Чистые обязательства по отсроченному налогу</b>	<b>78.154.224</b>	<b>(106.070)</b>	<b>34.164.025</b>	-	<b>112.212.179</b>	<b>64.571.269</b>	-	<b>2.106.116</b>	<b>66.677.385</b>	<b>91.554.919</b>	<b>3.198.973</b>	<b>2.310.121</b>	<b>97.064.013</b>	-

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)**

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

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объем контрактов на недропользование. Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы. На 31 декабря 2009 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 10.684.951 тысяча тенге (в 2008 году: ноль).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2009 года истекают в течении десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения. Следовательно, основная часть перенесенных налоговых убытков Группы по состоянию на 31 декабря 2009 года истекает в 2019 году для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах по отсроченному налогу представлены следующим образом:

	2009 год		2009 год		2009 год		2008 год		2008 год		2008 год	
	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на сверхприбыль	Налог у источника	Итого	Корпоративный подоходный налог (пересчитано)	Налог на сверхприбыль (пересчитано)	Налог у источника (пересчитано)	Налог на сверхприбыль (пересчитано)	Налог у источника (пересчитано)	Итого (пересчитано)	2008 год (пересчитано)
<b>Сальдо на 1 января</b>	64.571.269	-	2.106.116	66.677.385	91.554.919	3.198.973	2.310.121	97.064.013				
Пересчет валюты отчетности	10.947.074	-	427.535	11.374.609	114.876	8.648	6.503	130.027				
Прекращенная деятельность	(2.933.936)	-	-	(2.933.936)	-	-	-	-				
Потеря контроля над дочерней организацией	(658.013)	-	-	(658.013)	-	-	-	-				
Приобретение дочерних и совместно-контролируемых организаций (Примечание 5)	5.098.888	-	-	5.098.888	1.801.455	-	-	1.801.455				
Отражено в консолидированном отчете о совокупном доходе	1.128.942	(106.070)	31.630.374	32.653.246	(28.899.981)	(3.207.621)	(210.508)	(32.318.110)				
<b>Сальдо на 31 декабря</b>	78.154.224	(106.070)	34.164.025	112.212.179	64.571.269	-	2.106.116	66.677.385				

**32. СУЩЕСТВЕННЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ**

В 2009 году сумма задолженности в 10.830.585 тысяча тенге по условиям соглашения о предэкспортном финансировании была погашена сырой нефтью (в 2008 году: 17.862.800 тысяча тенге).

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 33. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

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

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами в 2009 и 2008 годах и соответствующие сальдо по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 годов:

		Задолжен- ность связанных сторон	Задолжен- ность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон	Задолжен- ность по займам связанным сторонам
<i>В тысячах тенге</i>					
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	2009	3.783.328	652.724	563.067.764	128.017.415
	2008	9.426.825	572.746	452.810.850	12.445.854
	2007	3.034.596	176.972	–	–
Прочие предприятия, контролируемые государством	2009	785.946	423.056	–	–
	2008	–	7.274.673	–	–
	2007	–	–	–	–
Ассоциированные компании	2009	–	1.205.228	–	–
	2008	457.198	3.280.178	–	–
	2007	–	–	–	–
Прочие связанные стороны	2009	8.028.231	–	–	–
	2008	–	16.098.641	–	–
	2007	–	–	–	–
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2009	29.233.823	40.749.677	–	–
	2008	7.979.707	5.987.771	–	–
	2007	7.135.216	9.095.519	–	–
<i>В тысячах тенге</i>					
Компании, входящие в «Самрук-Казына»		Продажи связанным сторонам	Приобрете- ния у связанных сторон	Вознаграж- дение от связанных сторон	Вознаграж- дение связанным сторонам
	2009	8.597.668	19.141.376	27.626.412	3.173.832
	2008	6.319.999	20.391.556	–	–
Прочие предприятия, контролируемые государством	2009	1.106.860	12.651.588	–	–
	2008	827.958	9.289.979	–	–
Ассоциированные компании	2009	9.158.154	291.208	–	–
	2008	14.767.826	404.734	–	–
Прочие связанные стороны	2009	–	4.315.000	–	–
	2008	–	–	–	–
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2009	23.719.479	78.717.544	–	–
	2008	3.889.553	49.461.653	–	–

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 33. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

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

По состоянию на 31 декабря 2009 год Группа имела дебиторскую задолженность по беспроцентным займам, выданным связанным сторонам, в размере 11.283.366 тысяч тенге (долгосрочная и краткосрочная части, за минусом резерва по сомнительным счетам) (в 2008 году: 1.159.871 тысяча тенге). Беспроцентные займы в основном представлены долгосрочным займом на сумму 8.028.231 тысяча тенге, выданным КТГ-Тбилиси, над которым Группа потеряла контроль (Примечание 27), что привело к его деконсолидации в 2009 году, что далее привело к признанию дебиторской задолженности в консолидированном отчете о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2009 года. Беспроцентные займы изначально признаются по справедливой стоимости, что приводит к признанию дисконтов на момент предоставления займов. В последствии эти беспроцентные займы учитываются по амортизированной стоимости.

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 Группы и «Самрук-Казына». 2 февраля 2009 года Правительство, в лице АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына», стало контролирующим акционером АО «Альянс Банк» и АО «БТА Банк» с 76 и 78 процентами владения, соответственно, от общего числа акций. С этой даты Группа считает данные банки связанными сторонами для целей раскрытия в консолидированной финансовой отчетности. Средства Группы, размещенные в этих банках включают деньги, краткосрочные и долгосрочные депозиты, как это раскрыто в Примечаниях 10, 14 и 15.

По состоянию на 31 декабря 2009 года, балансовая стоимость по основному долгу Группы к уплате АО «Банк Развития Казахстана» (принадлежащего «Самрук-Казына») составила 118.184.954 тысячи тенге (в 2008 году: ноль).

В добавление к операциям со связанными сторонами, раскрытыми в таблице, как это раскрыто в Примечании 16, в июле 2009 года Компания выпустила облигации на КФБ, которые были приобретены Самрук-Казына за общую сумму в 190 миллиардов тенге. Номинальная процентная ставка по облигациям составляет 5% и они подлежат погашению через 35 лет. В этот же день Самрук-Казына выпустил облигации на КФБ, которые были приобретены Компанией за 190 миллиардов тенге. Номинальная процентная ставка по облигациям составляет 4% в год, и они подлежат погашению через 35 лет. Облигации к получению и облигации к погашению были дисконтированы по ставке в 12.5%, которая приблизительно равна рыночной процентной ставке, применимой для Компании на дату сделки. Возникающая разница в сумме 14.992.000 тысячи тенге между полученным дисконтом по облигациям к погашению в размере 112.593.515 тысяч тенге и дисконтом по облигациям к получению в сумме 127.585.515 тысяч тенге была учтена как выплата Акционеру. Вознаграждение, начисленное на облигации к получению и облигации к уплате, составило 4.697.222 тысячи тенге и 3.757.778 тысячи тенге, соответственно, за год, закончившийся 31 декабря 2009 года. Амортизация дисконта по облигациям к получению и облигациям к уплате составила 106.500 тысяч тенге и 93.978 тысяч тенге, соответственно, за год, закончившийся 31 декабря 2009 года.

Общая сумма вознаграждения, выплаченная ключевому управленческому персоналу, включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 2.155.192 тысячи тенге и 2.242.301 тысяча тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 годов, соответственно. Вознаграждение, выплаченное ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премиями, основанными на операционных результатах.



## ПРИМЕЧАНИЕ 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 отчет о финансовом положении Группы могут оказать значительное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США. 80% дохода Группы выражено в долларах США, в то время как 40% себестоимости продаж выражено в тенге.

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

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налого- обложения
2009	+10%	(143.261.535)
	-15%	214.892.306
2008	+25%	(115.981.377)
	+40%	(185.548.470)



## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

#### Риск изменения процентных ставок

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

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

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

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого- обложения
<b>2009 год</b>		
ЛИБОР	+10	178.062
	-25	(421.919)
<b>2008 год</b>		
ЛИБОР	+50	(2.749.991)
	-50	2.749.991

#### 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 13. 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.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

#### Кредитный риск (продолжение)

В следующей таблице показаны сальдо денежных средств, краткосрочных и долгосрочных депозитов (Примечания 10, 14 и 15) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's».

Банки	Местонахождение	Рейтинг <sup>1</sup>		2009	2008
		2009	2008		
Народный Банк	Казахстан	B+	BB+	383.564.814	289.409.751
Казкоммерцбанк	Казахстан	B	BB	377.917.674	404.266.180
БТА Банк	Казахстан	D	(отрицательный)	177.169.186	163.401.099
Ситибанк Казахстан	Казахстан	A (стабильный)	–	63.568.354	101.247
АТФ Банк <sup>2</sup>	Казахстан	Рейтинг отозван	Рейтинг отозван	52.593.773	47.144.222
RBS Казахстан	Казахстан	A	A+	48.323.216	10.265.124
HSBC	Казахстан	AA	AA-	31.405.238	27.948.577
Сбербанк России	Россия	(отрицательный)	Нет рейтинга	15.573.342	1.681.125
Банк Центр Кредит	Казахстан	В (стабильный)	BB-	10.420.406	8.643.603
Дойче Банк	Германия	A+ (стабильный)	–	4.590.631	–
КазИнвестБанк	Казахстан	B-	–	3.902.924	–
Credit Suisse	Британские	(отрицательный)	–	–	–
ING Bank	Виргинские острова	A+	A+	3.089.894	3.439.832
	Нидерланды	A+	AA	1.501.120	341.780
Каспи Банк	Казахстан	B	B+	471.168	4.234
Прочие банки		(отрицательный)		8.285.510	29.142.008
Прочие дочерние организации				111.029.190	73.708.743
Наличные денежные средства				1.698.563	877.750
				<b>1.295.105.003</b>	<b>1.060.375.275</b>

В результате текущего дефицита ликвидности, спровоцированного продолжающимся глобальным кризисом, Группа не в состоянии отзывать значительные суммы денег, не причиняя тяжелый урон банкам. По состоянию на 31 декабря 2009 года Группа имеет денежные средства на текущих счетах и на краткосрочных депозитных счетах с различными сроками погашения в АО «БТА Банк» в общей сумме, указанной в таблице выше. АО «БТА Банк» требуется реструктуризация своих обязательств для того, чтобы продолжать свою деятельность в соответствии с принципом непрерывности.

#### 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.

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

<sup>2</sup> АТФ Банк является членом ЮниКредит Групп

## ПРИМЕЧАНИЕ 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 2009 и 2008 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
<b>На 31 декабря 2009 года</b>						
Займы	24.624.387	41.750.001	321.603.601	1.507.722.094	928.038.458	<b>2.823.738.541</b>
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и К уплате за приобретение дочерней организации	—	—	—	373.916.276	—	<b>373.916.276</b>
Торговая кредиторская задолженность	105.107.730	46.138.605	3.729.684	1.494.348	—	<b>156.470.367</b>
Прочие текущие обязательства	30.918.550	25.548.390	32.484.975	1.015.716	1.456.276	<b>91.423.907</b>
	<b>160.650.667</b>	<b>113.436.996</b>	<b>357.818.260</b>	<b>1.884.148.434</b>	<b>929.494.734</b>	<b>3.445.549.091</b>
<b>На 31 декабря 2008 года (пересчитано)</b>						
Займы	17.029.304	80.148.593	185.628.386	1.198.201.836	264.135.238	<b>1.745.143.357</b>
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и К уплате за приобретение дочернего предприятия	—	—	—	—	304.744.376	<b>304.744.376</b>
Торговая кредиторская задолженность	37.360.625	103.999.199	1.518.071	24.960	—	<b>142.902.855</b>
Обязательство по опциону пут	—	—	14.895.525	—	—	<b>14.895.525</b>
Прочие текущие обязательства	17.111.090	16.195.643	3.014.892	12.170.578	—	<b>48.492.203</b>
	<b>71.501.019</b>	<b>200.343.435</b>	<b>205.056.874</b>	<b>1.210.397.374</b>	<b>568.879.614</b>	<b>2.256.178.316</b>

#### Управление капиталом

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

Структура капитала Группы состоит из задолженности, которая включает займы, раскрытые в Примечании 17 и капитала, включающего выпущенный капитал, дополнительный оплаченный капитал, прочие резервы и нераспределенную прибыль, как это раскрыто в Примечании 16.

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%.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

#### Управление капиталом (продолжение)

Коэффициент на конец года представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2009</b>	2008 (пересчитано)
Займы	1.837.674.150	1.149.971.237
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и К уплате за приобретение дочернего предприятия	320.457.339	239.500.799
Обязательство по опциону пут	–	14.895.525
Прочие обязательства, составляющие чистую задолженность	6.590.029	6.593.287
<b>Задолженность</b>	<b>2.164.721.518</b>	<b>1.410.960.848</b>
<b>Минус: денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>564.191.152</b>	<b>491.761.713</b>
<b>Чистая задолженность</b>	<b>1.600.530.366</b>	<b>919.199.135</b>
<b>Чистая капитализация</b>	<b>3.482.462.771</b>	<b>2.527.878.996</b>
<b>Соотношение чистой задолженности к чистой капитализации</b>	<b>46%</b>	<b>36%</b>

#### Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

<i>В тысячах тенге</i>	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	<b>2009</b>	2008 (пересчитано)	<b>2009</b>	2008 (пересчитано)
<b>Финансовые активы</b>				
Денежные средства и их эквиваленты	564.191.152	491.761.713	564.191.152	491.761.713
Краткосрочные финансовые активы	715.704.597	551.176.232	715.704.597	551.176.232
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	14.687.640	–	14.687.640	–
Торговая дебиторская задолженность	142.179.614	111.796.282	142.179.614	111.796.282
Вексель к получению от участника совместного предприятия (краткосрочная и долгосрочная части)	21.351.028	18.862.018	21.351.028	18.862.018
Вексель к получению от ассоциированной компании	16.075.399	–	16.075.399	–
Облигации к получению	62.520.986	–	62.520.986	–
Долгосрочный заем связанной стороне	8.028.231	–	8.028.231	–
Долгосрочные банковские вклады	18.464.389	29.694.239	18.464.389	29.694.239
<b>Финансовые обязательства</b>				
Займы	1.837.674.150	1.149.971.237	1.816.080.184	1.170.544.264
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	320.457.339	239.500.799	320.457.339	239.500.799
К уплате за приобретение дочерней организации	8.405.223	–	8.405.223	–
Торговая кредиторская задолженность	156.470.367	142.902.855	156.470.367	142.902.855
Обязательство по опциону пут	–	14.895.525	–	14.895.525
Прочие текущие и долгосрочные обязательства (исключая полученные авансы)	33.402.320	36.594.101	33.402.320	36.594.101

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

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 35. КОНСОЛИДАЦИЯ

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

Существенные организации	Доля владения		
	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
<b>Дочерние организации</b>			
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») и дочерние организации	57,95%	57,95%	57,95%
АО «КазТрансГаз» («КТГ») и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
АО «КазТрансОйл» («КТО») и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
АО «Торговый Дом «КазМунайГаз» («ТД КМГ») и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
АО «КазМунайТениз» («КМТ») и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
«КМГ Кашаган Б.В.»	100,00%	100,00%	100,00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
ТОО «Н Оперейтинг Компани»	100,00%	100,00%	–
ТОО «КМГ Транскаспий»	100,00%	100,00%	–
«Казахстан Пайплайн Венчурс» и ассоциированная компания	100,00%	50,10%	50,10%
АО «КазМорТрансФлот»	100,00%	100,00%	100,00%

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

#### Экологические обязательства

Законодательство по защите окружающей среды в Казахстане находится в процессе развития и поэтому подвержено постоянным изменениям. Штрафы за нарушение законодательства Республики Казахстан в области охраны окружающей среды могут быть весьма суровы. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате более строгой интерпретации существующих положений, гражданских исков или изменений в законодательстве не могут быть достоверно оценены. Помимо тех сумм, по которым были сформированы резервы (Примечание 20), руководство считает, что не существует вероятных либо возможных экологических обязательств, которые могут оказать существенное отрицательное влияние на финансовое положение Группы, консолидированный отчет о совокупном доходе и консолидированный отчет о движении денежных средств.

#### Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах налоговые проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2009 года.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

#### Налогообложение (продолжение)

Руководство считает, что на 31 декабря 2009 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 20).

#### *Контроль по трансфертному ценообразованию*

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

Новый закон о трансфертном ценообразовании в Казахстане вступил в силу с 1 января 2009 года. Новый закон не является четко выраженным и некоторые из его положений имеют малый опыт применения. Более того, закон не предоставляет детальных инструкций, которые находятся на стадии разработки. В результате, применение закона о трансфертном ценообразовании к различным видам операций не является четко выраженным.

Из-за неопределенностей, связанных с Казахским законом о трансфертном ценообразовании, существует риск того, что позиция налоговых органов может отличаться от позиции Группы, что может привести к дополнительным суммам налогов, штрафов и пени по состоянию на 31 декабря 2009 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2009 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

#### *Налоговый аудит «РД КМГ»*

Налоговый комитет Министерства финансов Республики Казахстан провел налоговую проверку «РД КМГ» за 2004 и 2005 годы. По результатам проверки, начатой в 2007 году и завершённой в августе 2009 года, налоговым органом было произведено доначисление в размере 32.005.320 тысяч тенге, из которых 16.170.934 тысячи тенге – сумма налогов, 8.034.790 тысяч тенге – административный штраф вследствие налогового правонарушения и 7.799.596 тысяч тенге – пени за несвоевременную уплату.

Руководство Группы убеждено, что его интерпретация налогового законодательства справедлива и имеются весомые аргументы для оспаривания позиции «РД КМГ» в полном объеме согласно действующему законодательству Республики Казахстан. 15 сентября 2009 года «РД КМГ» подала апелляцию в Министерство финансов на результаты данной комплексной проверки. В результате, 9 февраля 2010 года Министерство финансов выпустило определение, согласно которому основная сумма начисленного налога была уменьшена до 3.846.878 тысяч тенге, а соответствующие проценты на несвоевременную уплату были снижены до 3.936.615 тысяч тенге (вероятно, что также последует решение касательно административного штрафа). В свете этих положительных событий, руководство, в настоящее время, оценивает варианты касательно подачи следующих апелляций. 4 марта 2010 года «РД КМГ» обратилось с иском в Специализированный межрайонный экономический суд города Астаны с целью обжалования оставшейся суммы доначислений в полном объеме.

12 марта 2010 года налоговый комитет Министерства Финансов предоставил в «РД КМГ» измененную версию уведомления. Сумма начисленного налога была увеличена до 10.766.097 тысяч тенге, а соответствующая пеня снижена до 3.884.684 тысяч тенге. «РД КМГ» намеревается обжаловать данную сумму в полном объеме.



## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

#### Налогообложение (продолжение)

##### *Налоговый аудит «РД КМГ» (продолжение)*

Тем не менее, руководство «РД КМГ» признает неопределенность и низкую вероятность положительного исхода всех судебных разбирательствах ввиду двусмысленности, различных интерпретаций налогового законодательства и непоследовательности позиции налоговых органов. В связи с этим руководство «РД КМГ» начислило определенные суммы в отношении доначислений, произведенных налоговым органом. По состоянию на 31 декабря 2009 года «РД КМГ» начислило 7.285.707 тысяч тенге, относящихся к доначислениям за 2004 и 2005 годы и дополнительно 4.135.935 тысяч тенге по этим вопросам за период с 2006 года по 2009 года, включая проценты за несвоевременную уплату (Примечание 20).

##### *Уведомление по таможенной пошлине («РД КМГ»)*

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

23 сентября 2009 года «РД КМГ» подало апелляцию в суд первой инстанции. 1 декабря 2009 года суд первой инстанции вынес решение в пользу «РД КМГ». Тем не менее, 20 января 2010 года суд второй инстанции удовлетворил апелляцию таможенного комитета. 8 февраля 2010 года «РД КМГ» подало апелляцию в суд третьей инстанции. 9 марта 2010 года кассационная инстанция оставила в силе постановление суда от 20 января 2010 года. В настоящее время «РД КМГ» готовится к подаче жалобы в Надзорную Коллегию Верховного Суда Республики Казахстан.

Руководство Группы полагает, что законодательство Республики Казахстан не допускает двойного налогообложения и поэтому экспортная таможенная пошлина, в конечном счете, может быть не начислена на объемы нефти, экспортированные начиная с 1 января 2009 года (дата вступления в силу нового налогового кодекса), по которым рентный налог был начислен и оплачен. Руководство также полагает, что в итоге оно окажется правым в данном вопросе и в связи с этим суммы не были начислены в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2009 года.

#### **Обязательства по поставкам на внутренний рынок**

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

##### *Обязательства по поставке сырой нефти*

На 31 декабря 2009 года у «РД КМГ» было обязательство, согласно постановлению Правительства, на поставку 2,2 миллиона тонн сырой нефти на внутренний рынок в 2009 году (в 2008 году: 2,2 миллиона тонн), которая далее перерабатывается в нефтепродукты на нефтеперерабатывающих заводах Группы для дальнейших поставок на внутренний рынок, описанных ниже.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

#### Обязательства по поставкам на внутренний рынок (продолжение)

##### *Обязательства по поставкам нефтепродуктов*

В течение первых трёх месяцев 2010 года ТД КМГ должен был поставить 425,3 тысяч тон нефтепродуктов на общую сумму 38.962.242 тысячи тенге для поддержания баланса поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке. Кроме того, в течение весеннего сезона 2010 года, ТД КМГ должен поставить 76 тысяч тон дизельного топлива производителям сельскохозяйственной продукции для проведения весенней посевной кампании на общую сумму в 5.609.524 тысячи тенге. Стоимость договорных обязательств была определена на основании цен, установленных Правительством. Оставшиеся обязательства ТД КМГ по поставкам на внутренний рынок на 2010 год должны быть установлены Правительством в ближайшем будущем.

#### Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

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

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

##### *Лицензии и контракты на нефтяные месторождения «РД КМГ», включая КГМ*

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2010	79.160.419	5.733.384
2011	841.000	4.013.192
2012	–	4.013.192
2013	–	4.013.192
2014-2021	–	22.840.168
<b>Итого</b>	<b>80.001.419</b>	<b>40.613.128</b>

##### *Обязательства по контрактам на разведку «КМТ»*

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 2009 года, КМТ имело обязательства по выполнению минимальной рабочей программы на 2010 год на общую сумму 79.720 тысяч долларов США (эквивалентно 11.827.260 тысячам 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 2009 года, Компания имела обязательства по невыполненной части рабочих программ на общую сумму 1.878.658 тысяч тенге (на 31 декабря 2008 года: 178.738 тысяч долларов США и 1.424.921 тысяча тенге).

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

#### Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование (продолжение)

##### *Обязательства КТГ по Контракту на разведку и добычу углеводородов*

Группа 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.

В соответствии с минимальной рабочей программой по Контракту на разведку и добычу углеводородов в течение 2000-2005 годов от Группы требовалось 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.

Группа взяла на себя долгосрочное обязательство выплатить Правительству в соответствии с условиями Контракта на разведку и добычу углеводородов сумму 4.146.784 тысячи тенге, связанную со стоимостью приобретения геологических и геофизических данных и затратами на буровые работы, понесенными Правительством. Добыча газа началась на месторождении Амангельды и, соответственно, Группа признала обязательства в отношении оплаты исторических затрат по газовому месторождению Амангельды.

##### *Обязательства ММГ по контракту на недропользование («ММГ» является дочерней организацией «МНБВ», «МНБВ» является совместным предприятием Группы с долей владения 50%)*

В соответствии с контрактом на недропользование ММГ обязан выполнять ежегодную минимальную рабочую программу. Согласно данной минимальной рабочей программе на 2010 год Группа несет обязательства по капиталовложениям и эксплуатационным затратам в размере 1.800 миллионов долларов США (эквивалентно 267.048 миллионов тенге).

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

##### *Инвестиции на улучшение газотранспортных активов*

По условиям Договора Группа имеет обязательство ежегодно инвестировать 30 миллионов долларов США (4.450.800 тысяч тенге по курсу 148,36 тенге за 1 доллар США на 31 декабря 2009 года) на улучшение и ремонт переданных газотранспортных активов и на инвестиции в новые газотранспортные активы. В соответствии с условиями Договора балансовая стоимость вышеуказанных инвестиций будет возмещена Группе после окончания срока Договора. По состоянию на 31 декабря 2009 года Группа имела контрактные обязательства, относящиеся к данному инвестиционному обязательству, на сумму приблизительно 5.282.244 тысячи тенге (в 2008 году: 4.700.470 тысяч тенге).

Данное инвестиционное обязательство зависит от выполнения определенных условий. Одно из них заключается в том, что физический объем транспортируемого газа остается стабильным или увеличивается по сравнению с уровнем 1996 года; следующее заключается в том, что условия контрактов по транспортировке газа с иностранными клиентами останутся такими же благоприятными, какими они были до заключения Договора. Если тарифы на транспортировку газа и неуплаты со стороны клиентов сделают неосуществимым проведение улучшений и инвестиций, Компания имеет право обратиться в Правительство Республики Казахстан для рассмотрения корректировки внутреннего тарифа или корректировки уровня её обязательств. По состоянию на 31 декабря 2009 года Группа соответствовала этим условиям.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

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

#### *Роялти*

С 17 июля 1997 года Группа обязана выплачивать роялти Правительству Республики Казахстан в размере, примерно, 2% от объема газа, транспортированного по Западной системе. Однако в соответствии с Договором данный платеж подлежит оплате по Западной системе только после опубликования постановления Правительством Республики Казахстан или приказа Министерством Финансов, уведомляющего клиентов Западной системы об их обязательстве оплатить роялти Группе. По состоянию на 31 декабря 2009 года такое постановление не было опубликовано. Вследствие неопределенности, связанной с реализацией условий выплаты роялти, Группа в настоящее время не начисляет роялти своим клиентам.

Кроме того, Группа не получила никакого указания от 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 Группы обязательства в отношении каких-либо сумм роялти за прошедшие периоды.

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

#### *Кыргызский обвод*

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

Руководство считает, что оно предприняло все необходимые шаги для выполнения обязательств Группы в этом вопросе, в том числе рассматривает вопрос о принятии в управление участка газопровода, принадлежащего Республике Кыргызстан. Однако новые внутренние тарифы, которые по условиям Договора являются непременным условием начала строительства кыргызского обвода, еще не опубликованы по состоянию на 31 декабря 2009 года.

Правительство Республики Казахстан осуществляет проверку выполнения Группой своих обязательств по Договору, включая выполнение инвестиционных обязательств. Проверка выполнения обязательств по Договору за 2009 год будет проведена в 2010 году. Руководство считает, что Группа выполняет требования по инвестиционным обязательствам по состоянию на 31 декабря 2009 года.

До декабря 2005 года Группа платила Правительству 10% от чистой прибыли в соответствии с Договором. 31 марта 2006 года Республика Казахстан, представленная Министерством финансов, и Группа подписали дополнительный контракт («Дополнения») к Договору. В соответствии с Дополнениями в течение периода с 1 января 2008 года по 31 декабря 2012 года и дополнительный пятилетний период, годовой платеж будет согласован в начале каждого периода, в случае если данного согласования не произойдет, Группа будет платить 2.082.287 тысяч тенге в год.

#### **Ковенанты по займам**

##### *Ковенанты КМГ*

В 2008 и 2009 годах КМГ выпустил облигации на общую сумму 4,5 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 дополнение к этому, КМГ, в качестве Гаранта, должен соблюдать определенные нефинансовые ковенанты.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

#### Ковенанты по займам (продолжение)

##### *Ковенанты ТД КМГ*

В 2008 году ТД КМГ заключил договор о кредитной линии на сумму в 2,5 миллиарда долларов США с синдикатом из восьми банков. Средства полностью гарантированы КазМунайГаз. В соответствии с кредитным договором, заключённым между Группой и синдикатом, Группа обязана выполнять определённые ограничительные условия.

##### *Ковенанты КТО*

##### *Гарантии*

На 31 декабря 2009 года КТО выступил в качестве гаранта перед ЕБРР в отношении обязательств АО «МунайГас» в рамках кредитного договора с ЕБРР. Согласно гарантийному договору, заключённому 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.

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 17). Согласно договору займа, заключённому 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

#### **Прочие контрактные обязательства**

По состоянию на 31 декабря 2009 года Группа имела ряд контрактных обязательств на приобретение основных средств и товарно-материальных запасов от третьих сторон.

##### *Обязательства по покупке газа*

На 31 декабря 2009 года у Группы имелись обязательства по приобретению газа на сумму 19.161.483 тысячи тенге (в 2008 году: 3.580.915 тысяч тенге).

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

По состоянию на 31 декабря 2009 года «КМГ Кашаган Б.В.» имел обязательства по капитальным затратам на приобретение, строительство и разработку доли в «Северо-Каспийском Проекте» на общую сумму 1.756.302 тысячи долларов США (в 2008 году: 1.700.381 тысяча долларов США).



## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

#### Прочие контрактные обязательства (продолжение)

*Контрактные обязательства «КТО» по приобретению основных средств, товарно-материальных запасов и услуг*

По состоянию на 31 декабря 2009 года у КТО имелись договорные обязательства по приобретению основных средств и услуг строительства в сумме 10.355.911 тысяч тенге (в 2008 году: 9.146.692 тысячи тенге). В дополнение, по состоянию на 31 декабря 2009 года КТО обязался приобрести товарно-материальные запасы (материалы и запасные части) и прочие услуги на сумму 4.491.628 тысяч тенге (в 2008 году: 44.917.113 тысяч тенге).

*Контрактные обязательства ТД КМГ*

Контрактные обязательства ТД КМГ на 31 декабря 2009 года представлены следующим образом:

Год	Капитальные затраты
2010	69,075,241
2011	73,411,127
2012	45,992,276
2013	108,972
2014	54,486
<b>Итого</b>	<b>188,642,102</b>

Инвестиционные обязательства относятся, в основном, к проектам по реконструкции, увеличению мощности и к соблюдению евро-стандартов со стороны НПЗ, принадлежащих Группе.

*Прочие обязательства ТД КМГ*

На 31 декабря 2009 года «Rompetrol Rafinare S.A.» (дочерняя организация «ТД КМГ») имела обязательства по приобретению сырья и энергоносителей на 6.735.544 тысячи тенге и по продажам нефтепродуктов и энергоносителей в сумме 12.388.060 тысяч тенге.

На 31 декабря 2009 года «Rompetrol Petrochemicals S.R.L.» дочерняя организация «ТД КМГ») имела обязательства по приобретению сырья в размере 10.578.068 тысяч тенге и по продажам нефтепродуктов в сумме 2.462.776 тысяч тенге.

На 31 декабря 2009 года «Rompetrol Rafinare S.A.» и «Vector Energy AG» (дочерняя организация «ТД КМГ») использовали в соответствии с аккредитивами 34.122.800 тысяч тенге (в 2008 году: 49.032.620 тысяч тенге) из доступных 62.682.100 тысяч тенге (в 2008 году: 114.127.650 тысяч тенге), которые имеются в распоряжении в соответствии с банковскими услугами, из которых 17.951.560 тысяч тенге (в 2008 году: 8.562.593 тысячи тенге) подлежат уплате поставщикам сырой нефти и нефтепродуктов (включено в торговую кредиторскую задолженность) и 14.732.148 тысяч тенге (в 2008 году: 40.457.950 тысяч тенге) подлежат уплате банкам.

*Контрактные обязательства АО «КазМорТрансФлот»*

На 31 декабря 2009 года АО «КазМорТрансФлот» имело инвестиционные обязательства по приобретению двух нефтеналивных танкеров на общую сумму в 5.093.570 тысяч тенге.

*Контрактные обязательства ТОО «Казахойл-Актобе» («КОА», 50% совместное предприятие Группы)*

На 31 декабря 2009 года «КОА» имело обязательства по капитальным затратам строительства на общую сумму в 39.169.660 тысяч тенге (в 2008 году: 8.948.519 тысяч тенге). В дополнение, «КОА» имеет обязательства по выполнению годовой рабочей программы по контракту недропользования в размере 72.000 тысячи долларов США (эквивалентно 10.681.920 тысяч тенге на 31 декабря 2009 года).



## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 37. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

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

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

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

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

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти и газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	99.765.920	320.359.633	1.158.609.419	10.813.649	-	1.589.548.621
Доход от реализации другим сегментам	390.374.948	22.491.345	2.348.365	15.097.224	(430.311.882)	-
<b>Итого доходов</b>	<b>490.140.868</b>	<b>342.850.978</b>	<b>1.160.957.784</b>	<b>25.910.873</b>	<b>(430.311.882)</b>	<b>1.589.548.621</b>
<b>Валовая прибыль</b>	<b>314.627.667</b>	<b>148.536.519</b>	<b>105.460.213</b>	<b>9.385.057</b>	<b>(35.461.690)</b>	<b>542.547.766</b>
Финансовый доход	46.938.809	9.929.575	5.019.016	278.135.955	(255.156.178)	84.867.177
Финансовые затраты	(17.922.569)	(14.893.162)	(48.349.855)	(133.786.314)	74.126.167	(140.825.733)
Износ, истощение и амортизация (Обесценение) / сторнирование обесценения основных средств	(30.603.196)	(32.513.951)	(38.605.612)	(3.714.898)	-	(105.437.657)
Обесценение гудвила	590.583	(1.736.610)	(9.017.379)	(200.830)	-	(10.364.236)
Доля в доходах / (расходах) ассоциированных компаний	-	(6.324.369)	-	-	-	(6.324.369)
Расходы по подоходному налогу	122.396.436	(2.939.489)	44.558.404	7.722.761	-	171.738.112
	(76.083.203)	(24.522.058)	(2.990.520)	(75.699.933)	-	(179.295.714)
<b>Чистая прибыль за год</b>	<b>191.836.766</b>	<b>63.515.330</b>	<b>(90.109.931)</b>	<b>80.235.265</b>	<b>(54.858.177)</b>	<b>190.619.253</b>
<b>Прочая сегментная информация</b>						
Инвестиции в ассоциированные компании	507.269.982	21.547.899	115.015.247	978.062	-	644.811.190
Капитальные расходы	250.275.693	65.890.879	58.761.522	25.893.999	-	400.822.093
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы и прочие активы	(2.034.019)	(3.463.484)	(16.278.132)	(4.940.617)	-	(26.716.252)
<b>Активы сегмента</b>	<b>2.539.443.483</b>	<b>735.134.512</b>	<b>1.271.902.505</b>	<b>2.650.966.957</b>	<b>(2.071.492.732)</b>	<b>5.125.954.725</b>
<b>Обязательства сегмента</b>	<b>683.766.079</b>	<b>308.645.676</b>	<b>1.060.858.787</b>	<b>1.917.759.080</b>	<b>(1.203.317.578)</b>	<b>2.767.712.044</b>

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 37. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)

Элиминации представляют собой исключения внутригрупповых оборотов.

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

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

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти и газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	146.775.231	260.716.144	1.468.803.454	9.311.086	-	1.885.605.915
Доход от реализации другим сегментам	493.250.909	32.466.391	9.070.232	17.364.031	(552.151.563)	-
<b>Итого дохода</b>	<b>640.026.140</b>	<b>293.182.535</b>	<b>1.477.873.686</b>	<b>26.675.117</b>	<b>(552.151.563)</b>	<b>1.885.605.915</b>
<b>Валовая прибыль</b>	<b>472.273.631</b>	<b>105.778.491</b>	<b>134.818.284</b>	<b>16.018.194</b>	<b>(42.643.001)</b>	<b>686.245.599</b>
Финансовый доход	64.424.328	7.307.019	32.388.421	214.636.524	(217.652.498)	101.103.794
Финансовые затраты	(38.724.206)	(14.911.497)	(51.660.977)	(21.682.290)	18.620.736	(108.358.234)
Износ, истощение и амортизация	(34.178.935)	(32.656.137)	(28.756.470)	(2.778.488)	-	(98.370.030)
(Обесценение основных средств) / возврат обесценения	(385.820)	(3.819.151)	(409.229)	(2.000.413)	-	(6.614.613)
Обесценение гудвила	-	(17.553.133)	(6.000.000)	-	-	(23.553.133)
Доля в доходах / (убытках) ассоциированных компаний	217.902.351	2.608.732	19.255.796	4.210	-	239.771.089
Расходы по подоходному налогу	(167.631.911)	(3.472.092)	(5.502.888)	(23.680.298)	-	(200.287.189)
<b>Чистая прибыль за год</b>	<b>232.855.692</b>	<b>47.140.465</b>	<b>(18.763.887)</b>	<b>155.753.802</b>	<b>(25.864.872)</b>	<b>391.121.200</b>
<b>Прочая сегментная информация</b>						
Инвестиции в ассоциированные компании	452.884.039	9.078.850	63.068.803	155.466	-	525.187.158
Капитальные расходы	408.011.975	106.686.457	48.052.424	5.879.312	-	568.630.168
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы и сомнительный НДС к возмещению	(2.391.427)	(11.446.249)	(13.681.068)	(4.782.321)	-	(32.301.065)
<b>Активы сегмента</b>	<b>2.385.788.190</b>	<b>666.565.876</b>	<b>844.072.374</b>	<b>1.027.598.914</b>	<b>(1.017.351.926)</b>	<b>3.906.673.428</b>
<b>Обязательства сегмента</b>	<b>955.734.341</b>	<b>304.822.285</b>	<b>666.109.077</b>	<b>428.156.284</b>	<b>(478.122.871)</b>	<b>1.876.699.116</b>

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 38. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

В январе 2010 года Группа погасила заём, полученный от «HSBC Банк Казахстан» в сумме 5.987.860 тысяч тенге (эквивалент 40.450.000 тысячам долларов США), используя свои собственные средства и получив дополнительные займы по открытым кредитным линиям от «RBS Банк Казахстан» в размере 50.000.000 долларов США. Кроме того, в январе 2010 года Группа погасила заём, полученный от «Ситибанк Казахстан» в сумме 1.500.000 тысяч тенге (эквивалент 10.000.000 долларов США) из средств, полученных по открытой кредитной линии в «RBS Банк Казахстан».

27 января 2010 года Группа (ТД КМГ) инициировала обязательное предложение по приобретению 132,77 миллионов простых акций «Rompetrol Well Services S.A.», доступных на бирже, по цене 0,43 новых румынских лея (RON, эквивалентно 21,73 тенге) за акцию. 23 февраля 2010 года Группа приобрела дополнительную долю в «Rompetrol Well Services» в размере 20,74% за общую сумму в 24,8 миллиона RON (эквивалентно 1.253 миллиона тенге). После обязательного предложения Группа владеет 73,01% компании.

8 февраля 2010 года Группа (ТД КМГ) инициировала обязательное предложение по приобретению 5.062,17 миллионов акций «Rompetrol Rafinare S.A.» (представляющих примерно 24% уставного капитала компании), доступных на бирже, по цене 0,0741 RON (эквивалентно 3,74 тенге) за акцию. Период действия предложения заканчивается 26 марта 2010 года. В течение действия периода предложения, Группа уже приобрела дополнительную долю в «Rompetrol Rafinare S.A.», в размере 17,23% за общую сумму в 170 миллионов RON (эквивалентно 8.590 миллионов тенге).

В январе – феврале 2010 года Правительство Республики Казахстан сделало несколько заявлений о том, что Министерство энергетики минеральных ресурсов Республики Казахстан рассматривает возможность отмены стабильности налоговых режимов, установленных в Соглашениях о разделе продукции (СРП) некоторых казахстанских недропользователей. В случае такой отмены, это окажет влияние на налоговые режимы СРП некоторых дочерних организаций и совместных предприятий Группы. Налоговый комитет Министерства финансов в настоящее время анализирует существующие СРП и даст рекомендации Правительству до 1 апреля 2010 года. Руководство Группы не осведомлено о каких-либо решениях по этому вопросу. Также, дочерние организации и совместные предприятия Группы (которые являются сторонами различных СРП) не получали каких-либо извещений от государственных органов о возможном изменении их налогового режима.

10 марта 2010 года КТО досрочно погасило оставшуюся часть основного долга в размере 137 млн. долларов США (эквивалентно 20.165.030 тысячам тенге на дату погашения), погасив тем самым все обязательства перед Natixis, ING Bank N.V и BTMU (Europe) Limited по договору займа, полученного в 2008 году.

Советом Директоров «РД КМГ» 23 февраля 2010 года принято решение об одобрении заключения крупной сделки – выкупа размещенных привилегированных акций «РД КМГ» после их включения в официальный список «КФБ». Выкуп будет осуществляться на «КФБ» до 31 декабря 2011 года. Решением Биржевого Совета «КФБ», привилегированные акции «РД КМГ» прошли процедуру листинга 4 марта 2010 года. По состоянию на 25 марта 2010 года «РД КМГ» было выкуплено 215.504 привилегированных акций на сумму 4.549.716 тысяч тенге.