

**АО «Национальная Компания
«КазМунайГаз»**

Консолидированная финансовая отчётность

*За год, закончившийся 31 декабря 2013 года
с отчётом независимых аудиторов*

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчётность

Консолидированный отчет о финансовом положении.....	1-2
Консолидированный отчёт о совокупном доходе.....	3-4
Консолидированный отчёт о движении денежных средств.....	5-7
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале.....	8-9
Примечания к консолидированной финансовой отчётности.....	10-92

Заключение независимых аудиторов

Акционеру и Руководству АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее «Группа»), которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2013 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.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчётности

Руководство Группы несёт ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчётности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки консолидированной финансовой отчётности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибки.

Ответственность аудиторов

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

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

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

Мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает консолидированное финансовое положение АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» и его дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2013 года, а также их консолидированные финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.

Ernst & Young LLP


Бахтиёр Эшонкулов
Аудитор / партнер по аудиту



Квалификационное свидетельство аудитора
№ МФ-0000099 от 27 августа 2012 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

14 марта 2014 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

В тысячах тенге	Прим.	На 31 декабря	
		2013 года	2012 года
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	7	3.739.035.749	3.423.256.395
Активы по разведке и оценке	8	221.699.938	185.284.168
Инвестиционная недвижимость	9	28.243.320	–
Нематериальные активы	10	200.442.883	201.207.926
Долгосрочные банковские вклады	11	81.935.736	2.487.515
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	12	998.490.176	894.097.039
Актив по отсроченному налогу	31	29.688.534	34.167.348
НДС к получению		18.921.820	8.641.358
Авансы за долгосрочные активы		84.500.167	117.846.042
Облигации к получению от Материнской Компании	32	36.922.676	36.725.575
Вексель к получению от участника совместного предприятия	13	13.222.376	14.326.455
Вексель к получению от ассоциированной компании	32	22.411.853	20.721.926
Займы связанным сторонам		22.558.713	16.637.532
Прочие долгосрочные активы		28.237.430	30.347.102
		5.526.311.371	4.985.746.381
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	14	204.342.042	203.281.273
НДС к получению		151.553.582	123.223.688
Предоплата по подоходному налогу	31	52.345.584	42.555.972
Торговая дебиторская задолженность	15	284.447.047	219.286.785
Краткосрочные финансовые активы	16	814.592.127	659.577.808
Облигации к получению от Материнской Компании	32	4.440.000	4.440.000
Вексель к получению от участника совместного предприятия	13	3.969.193	3.895.304
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	12	19.262.694	34.820.940
Прочие текущие активы	15	74.084.738	130.586.188
Денежные средства и их эквиваленты	17	407.326.766	415.085.451
		2.016.363.773	1.836.753.409
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи		15.510.696	11.221.633
		2.031.874.469	1.847.975.042
ИТОГО АКТИВОВ		7.558.185.840	6.833.721.423

Учетная политика и примечания на страницах 10-92 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

В тысячах тенге	Прим.	На 31 декабря	
		2013 года	2012 года
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал			
Уставный капитал	18	546.485.470	527.760.531
Дополнительный оплаченный капитал	18	19.645.866	19.062.712
Прочий капитал		2.185.813	2.180.382
Резерв от пересчета валюты отчетности	18	269.950.758	222.112.349
Нераспределённая прибыль		2.611.367.993	2.241.272.475
Относящийся к акционеру Материнской Компании		3.449.635.900	3.012.388.449
Неконтрольная доля участия	18	586.555.014	581.147.319
Итого капитал		4.036.190.914	3.593.535.768
Долгосрочные обязательства			
Займы	19	2.005.432.081	1.593.704.304
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	20	214.885.792	226.366.710
Резервы	21	114.584.815	115.117.818
Обязательство по отсроченному налогу	31	157.991.090	154.546.429
Прочие долгосрочные обязательства		13.850.020	26.174.856
		2.506.743.798	2.115.910.117
Текущие обязательства			
Текущая часть займов	19	301.710.769	469.943.861
Резервы	21	72.006.106	34.598.962
Подходный налог к уплате	31	55.365.055	48.103.198
Торговая кредиторская задолженность	22	246.359.108	227.115.792
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	20	107.443.991	113.183.280
Прочие налоги к уплате	23	109.643.397	109.435.007
Производные финансовые инструменты		441.058	372.026
Прочие текущие обязательства	22	119.197.681	117.740.857
		1.012.167.165	1.120.492.983
Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи		3.083.963	3.782.555
Итого обязательства		3.521.994.926	3.240.185.655
ИТОГО КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		7.558.185.840	6.833.721.423

Управляющий директор по экономике и финансам

Главный бухгалтер



Касымбек А.М.

Валентинова Н.С.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

В тысячах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2013 года	2012 года
Доходы от реализованной продукции и оказанных услуг	24	3.252.719.115	2.960.418.491
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	25	(2.354.108.926)	(2.090.818.113)
Валовая прибыль		898.610.189	869.600.378
Общие и административные расходы	26	(162.733.410)	(163.051.472)
Расходы по транспортировке и реализации	27	(332.165.967)	(360.696.826)
Обесценение основных средств и нематериальных активов, кроме гудвилла	7,10	(62.482.577)	(82.389.739)
Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто		(4.940.947)	(3.825.536)
Доход от продажи доли участия в дочерних организациях	6	–	9.642.396
Прочий операционный доход		30.747.927	27.527.008
Прочие операционные расходы		(17.288.289)	(16.846.397)
Прибыль от операционной деятельности		349.746.926	279.959.812
Отрицательная курсовая разница, нетто		(22.202.042)	(18.005.652)
Финансовый доход	28	42.388.429	29.024.440
Финансовые затраты	29	(171.743.877)	(169.183.806)
Обесценение инвестиций в совместные предприятия	12	–	(2.955.515)
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	30	483.517.390	471.086.475
Прибыль до учёта подоходного налога		681.706.826	589.925.754
Расходы по подоходному налогу	31	(193.395.929)	(177.130.700)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности		488.310.897	412.795.054
Прекращенная деятельность			
Прибыль за год после налогообложения от прекращенной деятельности		331.290	628.105
Чистая прибыль за год		488.642.187	413.423.159

Учетная политика и примечания на страницах 10-92 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

В тысячах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2013 года	2012 года
Прочий совокупный доход			
Прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:			
Курсовая разница от пересчета отчетности зарубежных подразделений		49.338.488	34.834.228
Прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		49.338.488	34.834.228
Прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:			
Переоценка актуарных убытков по планам с установленными выплатами		(3.066.496)	—
Налоговый эффект		421.186	—
Прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		(2.645.310)	—
Прочий совокупный доход за год		46.693.178	34.834.228
Итого совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога		535.335.365	448.257.387
Чистая прибыль за год, приходящаяся на:			
Акционера Материнской Компании		440.955.063	369.420.373
Неконтрольную долю участия		47.687.124	44.002.786
		488.642.187	413.423.159
Прочий совокупный доход за год, приходящийся на:			
Акционера Материнской Компании		486.251.522	402.959.622
Неконтрольную долю участия		49.083.843	45.297.765
		535.335.365	448.257.387

Управляющий директор по экономике и финансам

Главный бухгалтер



Касымбек А.М.

Валентинова Н.С.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В тысячах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2013 года	2012 года
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль до учёта подоходного налога от продолжающейся деятельности		681.706.826	589.925.754
Прибыль до учёта подоходного налога от прекращенной деятельности		331.290	611.161
Прибыль до учета подоходного налога		682.038.116	590.536.915
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизацию	25, 26, 27	180.622.767	163.920.017
Долю в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	30	(483.517.390)	(471.086.475)
Финансовые затраты	29	171.743.877	169.265.287
Финансовый доход	28	(42.388.429)	(29.033.061)
Доход от продажи доли в дочерних организациях	6	—	(9.642.396)
Обесценение основных средств и нематериальных активов, кроме гудвилла	7, 10	62.482.577	82.389.739
Обесценение инвестиций в совместные предприятия	12	—	2.955.515
Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто		4.940.947	3.825.536
Резервы	21	9.936.903	(3.648.057)
Резервы по обесценению дебиторской задолженности и прочих текущих активов	26	3.533.899	12.845.618
Резервы по устаревшим товарно-материальным запасам	26	1.355.756	1.323.816
Признание расходов по опционной программе		—	1.052.261
Изъятие долевых инструментов		25.867	—
Нереализованную отрицательную курсовую разницу		14.094.941	21.719.359
Прибыль от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале		604.869.831	536.424.074
Изменение в товарно-материальных запасах		(2.416.525)	(16.944.951)
Изменение в НДС к получению		(38.610.356)	(43.383.785)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(68.694.161)	(30.325.957)
Изменение в прочих текущих активах		65.418.351	46.800.225
Изменение в прочих налогах к уплате		208.390	10.537.323
Изменение в торговой кредиторской задолженности		14.537.267	(112.166.982)
Изменение в прочих долгосрочных активах		2.109.672	—
Изменение в прочих обязательствах		1.456.824	(26.571.922)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		578.879.293	364.368.025
Уплаченный подоходный налог		(136.127.337)	(122.294.681)
Вознаграждение полученное		33.683.149	19.484.736
Вознаграждение уплаченное		(132.442.421)	(125.297.871)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		343.992.684	136.260.209

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ **(продолжение)**

В тысячах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	2013 года	2012 года
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:				
Чистое размещение вкладов в банках			(267.937.850)	(184.985.705)
Приобретение основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и активов по разведке и оценке			(589.790.095)	(452.827.782)
Поступления денежных средств от продажи основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости			11.701.790	9.311.877
Поступления от продажи дочерних организаций			—	9.422.051
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	6		370.549.999	467.629.802
Приобретение и взнос в совместные предприятия и ассоциированные компании	12		(34.200)	(8.793.659)
Погашение займов, выданных Материнской Компании			24.728.274	95.877.707
Приобретение доли в Карачаганакском ОСРП	5		—	(150.035.141)
Займы, выданные связанным сторонам			(11.309.069)	—
Погашение займов, выданных связанной стороне			—	4.149.281
Денежные средства дочерней организации, классифицированной как предназначенная для продажи			—	(539.668)
Чистое движение денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности			(462.091.151)	(210.791.237)
Денежные потоки от финансовой деятельности:				
Поступления по займам			790.901.238	563.266.802
Погашение займов			(598.401.903)	(473.073.217)
Дивиденды, выплаченные неконтрольной доле участия			(43.105.904)	(34.322.200)
Дивиденды, выплаченные Акционеру	18		(38.961.363)	(143.201.087)
Выпуск акций	18		—	2.000.004
Приобретение собственных акций дочерней организации			(153.058)	(36.202.658)
Поступление от выпуска акций - КТО	18		—	27.320.363
Изменение в доли участия в дочерней компании без потери контроля			—	304.084
Спонсорская помощь, оказанная по распоряжению Акционера	18		(2.554.420)	—
Чистое движение денежных средств, полученных от / (использованных в) финансовой деятельности			107.724.590	(93.907.909)
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты				
			2.615.192	1.571.535
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах			(7.758.685)	(166.867.402)
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	17		415.085.451	581.952.853
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	17		407.326.766	415.085.451

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ
(продолжение)**Неденежные операции: дополнительное раскрытие**

В 2013 году основные средства были приобретены за счет авансов, выданных в 2012 году на общую сумму 38.051.924 тысячи тенге (в 2012 году: 41.060.872 тысячи тенге).

По состоянию на 31 декабря 2013 года, торговая кредиторская задолженность за основные средства увеличилась на 4.706.049 тысяч тенге (в 2012 году: 71.288.948 тысяч тенге).

В 2013 году Компания выпустила дополнительные простые акции на общую сумму 18.724.939 тысяч тенге (Примечание 18), в оплату которых были переданы газопроводы на сумму 9.808.038 тысяч тенге и денежные средства, ограниченные в использовании, на сумму 8.916.901 тысяча тенге.

В 2013 году Группа капитализировала в балансовую стоимость основных средств затраты по займам на сумму 12.253.918 тысяч тенге (в 2012 году: 6.790.893 тысячи тенге) (Примечание 7).

Управляющий директор по экономике и финансам

Главный бухгалтер




Касымбек А.М.


Валентинова Н.С.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

В тысячах тенге	Приходится на Акционера Материнской Компании						
	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчётности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтролируемая доля участия
На 31 декабря 2011 года	341.393.764	17.314.366	1.966.059	188.573.100	2.033.113.206	2.592.360.495	581.657.604
Чистая прибыль за год	-	-	-	-	369.420.373	369.420.373	44.002.786
Прочий совокупный доход	-	-	-	33.539.249	-	33.539.249	1.294.979
Общая сумма совокупного дохода за год	-	-	-	33.539.249	369.420.373	402.959.622	45.297.765
Взнос в уставный капитал (Примечание 18)	186.366.767	(2.939.756)	-	-	-	183.427.011	-
Дивиденды (Примечание 18)	-	-	-	-	(143.201.087)	(143.201.087)	(34.322.200)
Операции с Материнской Компанией (Примечание 18)	-	4.688.102	-	-	-	4.688.102	-
Распределения Материнской Компании (Примечание 18)	-	-	-	-	(21.805.594)	(21.805.594)	-
Признание выплат на основе долевого инструмента в дочерних организациях	-	-	214.323	-	(603.361)	(389.038)	1.441.299
Изменение доли участия в дочерней организации без потери контроля (Примечание 18)	-	-	-	-	(1.857.818)	(1.857.818)	29.178.181
Приобретение собственных акций дочерней организацией (Примечание 18)	-	-	-	-	6.309.241	6.309.241	(42.511.899)
Изменения в доле владения дочерних организаций	-	-	-	-	(102.485)	(102.485)	406.569
На 31 декабря 2012 года	527.760.531	19.062.712	2.180.382	222.112.349	2.241.272.475	3.012.388.449	581.147.319
							3.593.535.768

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

В тысячах тенге	Приходится на Акционера Материнской Компании						Итого	Итого	Неконтрольная доля участия
	Уставный капитал	Дополни- тельный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспреде- лённая прибыль	Итого			
На 31 декабря 2012 года	527.760.531	19.062.712	2.180.382	222.112.349	2.241.272.475	3.012.388.449	581.147.319	3.593.535.768	
Чистая прибыль за год	—	—	—	—	440.955.063	440.955.063	47.687.124	488.642.187	
Прочий совокупный доход	—	—	—	47.838.409	(2.541.950)	45.296.459	1.396.719	46.693.178	
Общая сумма совокупного дохода за год	—	—	—	47.838.409	438.413.113	486.251.522	49.083.843	535.335.365	
Взнос в уставный капитал (Примечание 18)	18.724.939	—	—	—	—	18.724.939	—	18.724.939	
Дивиденды (Примечание 18)	—	—	—	—	(38.961.363)	(38.961.363)	(43.577.144)	(82.538.507)	
Операции с Материнской Компанией (Примечание 18)	—	583.154	—	—	—	583.154	—	583.154	
Распределения Материнской Компании (Примечание 18)	—	—	—	—	(29.322.614)	(29.322.614)	—	(29.322.614)	
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	—	—	5.431	—	96.979	102.410	(76.543)	25.867	
Приобретение собственных акций дочерней организацией	—	—	—	—	(130.597)	(130.597)	(22.461)	(153.058)	
На 31 декабря 2013 года	546.485.470	19.645.866	2.185.813	269.950.758	2.611.367.993	3.449.635.900	586.555.014	4.036.190.914	

Управляющий директор по экономике и финансам

Главный бухгалтер



ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее «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 «Правительство») от 25 февраля 2002 года № 248. Компания была образована в результате слияния Национальной нефтегазовой компании ЗАО «Казахойл» (далее «ННК «Казахойл») и Национальной компании «Транспорт нефти и газа» (далее «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 «Самрук»), который в октябре 2008 года объединился с Фондом Устойчивого Развития «Казына», находившимся в собственности Правительства, тем самым образовав АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее «Самрук-Казына», «Акционер» или «Материнская Компания»). Правительство является единственным акционером «Самрук-Казына».

В 2013 году Компания имеет доли участия в 41 операционных компаниях (в 2012 году: 39) (далее «Группа»).

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

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

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

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (*Примечание 34*).

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была утверждена Управляющим директором по экономике и финансам и Главным бухгалтером 14 марта 2014 года.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением операций, раскрытых в учетной политике и примечаниях к данной консолидированной финансовой отчетности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчетности округлены до тысячи, за исключением специально оговоренных случаев.

Заявление о соответствии

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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

Операции и сальдо счетов

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

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

Разницы, возникающие при погашении или пересчете монетарных статей признаются в составе прибыли или убытка, за исключением монетарных статей, определенных как часть хеджирования чистых инвестиций Группы по операциям в иностранной валюте. Данные статьи признаются в составе прочего совокупного дохода до выбытия чистых инвестиций, с переклассификацией накопленной суммы в момент выбытия инвестиций в состав прибыли или убытка. Налоговые платежи и кредиты, присущие курсовым разницам по данным монетарным статьям, также признаются в составе прочего совокупного дохода.

Предприятия Группы

Финансовые результаты деятельности и финансовое положение всех дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний Группы (ни одно из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

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

Курсы обмена валют

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

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2013 года составлял 153,61 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2013 года (в 2012 году: 150,74 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 14 марта 2014 года составлял 182,10 тенге за 1 доллар США.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Группа впервые применила некоторые стандарты и поправки, требующие пересчета информации, раскрытой в предыдущей консолидированной финансовой отчетности. К ним относятся МСФО 10 «Консолидированная финансовая отчетность», МСФО 11 «Соглашения о совместной деятельности», МСФО 19 «Вознаграждения работникам» (в редакции 2011 года), МСФО 13 «Оценка справедливой стоимости» и поправки к МСФО 1 «Представление финансовой отчетности». Кроме того, применение МСФО 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях» привело к раскрытию дополнительной информации в консолидированной финансовой отчетности.

МСФО 10 «Консолидированная финансовая отчетность», МСБУ 27 «Отдельная финансовая отчетность»

МСФО 10 предусматривает единую модель контроля, которая применяется в отношении всех компаний, включая компании специального назначения. МСФО 10 заменяет ту часть МСБУ 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность», в которой содержались требования к консолидированной финансовой отчетности. Стандарт также содержит указания по вопросам, которые рассматривались в Интерпретации ПККИ 12 «Консолидация – компании специального назначения». МСФО 10 меняет определение «контроль» таким образом, что считается, что инвестор контролирует объект инвестиций, если он имеет право на переменную отдачу от инвестиций или подвержен риску, связанному с ее изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. Согласно определению контроля в МСФО 10 инвестор контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются все три условия: (а) наличие у инвестора полномочий в отношении объекта инвестиций; (б) наличие у инвестора права на переменную отдачу от инвестиций или подверженность риску, связанному с ее изменением; (в) наличие у инвестора возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиций. МСФО 10 не оказал влияния на консолидацию инвестиций Группы.

МСФО 11 «Соглашения о совместной деятельности» и МСБУ 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия»

МСФО 11 заменяет МСБУ 31 «Участие в совместной деятельности» и Интерпретацию ПККИ-13 «Совместно контролируемые компании – немонетарные вклады участников». МСФО 11 исключает возможность учета совместно контролируемых компаний методом пропорциональной консолидации. Вместо этого совместно контролируемые компании, удовлетворяющие определению совместных предприятий согласно МСФО 11, учитываются по методу долевого участия.

МСФО 11 вступает в силу отношений годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты. МСФО 11 не оказал влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

МСФО 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»

МСФО 12 содержит требования к раскрытию информации, которая относится к долям участия компании в дочерних организациях, соглашениях о совместной деятельности, ассоциированных и структурированных компаниях. Требования МСФО 12 являются более обширными, чем ранее применявшиеся требования в отношении раскрытия информации о дочерних организациях. В настоящее время у Группы имеются дочерние организации с существенными неконтрольными долями участия, но неконсолидируемые структурированные компании отсутствуют. Раскрытие информации согласно МСФО 12 представлено в *Примечании 12*.

МСФО 13 «Оценка справедливой стоимости»

МСФО 13 объединяет в одном стандарте все указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО. МСФО 13 не вносит изменений в определение того, когда компании должны использовать справедливую стоимость, а предоставляет указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО. МСФО 13 определяет справедливую стоимость как цену выхода. Согласно указаниям в МСФО 13 Группа повторно проанализировала свою политику в отношении оценки справедливой стоимости, в частности, используемые исходные данные для оценки, такие, например, как риск неисполнения обязательств, учитываемые при оценке обязательств по справедливой стоимости. МСФО 13 также требует раскрытия дополнительной информации.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

МСФО 13 «Оценка справедливой стоимости» (продолжение)

Применение МСФО 13 не оказало существенного влияния на оценки справедливой стоимости, определяемой Группой. Там, где это необходимо, дополнительная информация раскрывается в отдельных примечаниях по активам и обязательствам, для которых определялась справедливая стоимость. Иерархия источников справедливой стоимости представлена в *Примечании 33*.

Поправки к МСБУ 1 «Представление статей прочего совокупного дохода»

Поправки к МСБУ 1 изменяют группировку статей, представляемых в составе прочего совокупного дохода. Статьи, которые могут быть переклассифицированы в состав прибыли или убытка в определенный момент в будущем (например, чистый доход или расход от хеджирования чистых инвестиций, курсовые разницы при пересчете отчетности зарубежных подразделений, чистое изменение хеджирования денежных потоков и чистые расходы или доходы по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи), должны представляться отдельно от статей, которые не будут переклассифицированы (например, переоценка земли и зданий). Поправки оказывают влияние исключительно на представление информации и не затрагивает консолидированное финансовое положение или консолидированные финансовые результаты деятельности Группы.

Поправка к МСБУ 1 «Разъяснение требований в отношении сравнительной информации»

Поправка к МСБУ 1 разъясняет разницу между добровольным раскрытием дополнительной сравнительной информации и минимумом необходимой сравнительной информации. Компания должна включить сравнительную информацию в соответствующие примечания к финансовой отчетности, когда она на добровольной основе предоставляет сравнительную информацию сверх минимума данных за один сравнительный период. Поправка разъясняет, что соответствующие примечания к вступительному отчету о финансовом положении по состоянию на 1 января 2012 года представляемому в случаях, когда компания осуществляет ретроспективный перерасчет или переклассифицирует статьи финансовой отчетности, сравнительную информацию в соответствующих примечаниях представлять не требуется. В результате, Группа не представила сравнительную информацию в отношении вступительного отчета о финансовом положении на 1 января 2012 года. Поправка оказывает влияние исключительно на представление информации и не изменяет консолидированное финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы.

МСБУ 19 «Вознаграждения работникам» (в редакции 2011 года)

МСБУ 19 включает в себя ряд поправок относительно учёта планов с установленными выплатами. В частности, в соответствии с новой редакцией стандарта актуарные доходы и расходы, признаются в составе прочего совокупного дохода и не подлежат последующей переклассификации в состав прибыли или убытка; ожидаемая доходность активов плана, более не признается в составе прибыли или убытка, а вместо этого применяется требование о признании процентов по чистому обязательству (активу) плана с установленными выплатами в составе прибыли или убытка, которые рассчитываются на основании ставки дисконтирования для оценки обязательства по установленным выплатам; стоимость услуг прошлых лет, права на вознаграждения за которые ещё не перешли, признаются в составе прибыли или убытка на более раннюю из следующих дат: дата изменений плана, или дата признания соответствующих затрат на реструктуризацию или выходных пособий. Прочие поправки касаются новых требований в отношении раскрытия информации, например, требования в отношении раскрытия количественной информации о чувствительности. Принятые МСБУ 19 не оказало значительного влияния на консолидированное финансовое положение и финансовые результаты Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)**

Поправка к МСБУ 36 «Обесценение активов» – «Раскрытие информации о возмещаемой стоимости для нефинансовых активов»

Данные поправки устраняют нежелательные последствия для раскрытия информации согласно МСБУ 36, связанные с вступлением в силу МСФО 13. Кроме того, данные поправки требуют раскрытия информации о возмещаемой стоимости активов или ПГДП, по которым в течение отчетного периода был признан или восстановлен убыток от обесценения. Данные поправки применяются ретроспективно в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2014 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение при условии применения МСФО 13. Группа досрочно применила данные поправки к МСБУ 36 в текущем отчетном периоде, поскольку раскрытие измененной/дополнительной информации является полезным, как и предполагалось Советом по МСФО. Данные поправки будут также учитываться при раскрытии информации в будущем.

Группа досрочно не применяет какие-либо другие стандарты, интерпретации или поправки к ним, которые были выпущены, но еще не вступили в силу.

Основа консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2013 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа имеет право на переменную отдачу от инвестиций или подвержена риску, связанному с ее изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия:

- наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять соответствующей деятельностью объекта инвестиций);
- наличие у Группы права на переменную отдачу от инвестиций или подверженности риску, связанному с ее изменением;
- наличие у Группы возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиций.

При наличии у Группы менее чем большинство прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций:

- соглашение с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций;
- права, обусловленные другими соглашениями;
- права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе.

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трех компонентов контроля. Консолидация дочерней организации начинается, когда Группа получает контроль над дочерней организацией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней организацией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней организации, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включаются в консолидированный отчет о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней организацией.

Финансовая отчетность дочерних организаций подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность Материнской Компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. При необходимости финансовая отчетность компаний Группы корректируются для приведения учетной политики таких компаний в соответствии с учетной политикой Группы. Все внутригрупповые остатки, операции, нереализованные доходы и расходы, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, и дивиденды полностью исключены.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основа консолидации (продолжение)

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

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

- Прекращает признание активов и обязательства дочерней организации (в том числе относящегося к ней гудвилла);
- Прекращает признание текущей стоимости неконтрольной доли участия;
- Прекращает признание накопленных курсовых разниц, отраженных в капитале;
- Признает справедливую стоимость полученного вознаграждения;
- Признает справедливую стоимость оставшейся инвестиции;
- Признает образовавшийся в результате операции излишек или дефицит в качестве прибыли или убытка;
- Переклассифицирует долю Материнской Компании в компонентах, ранее признанных в составе прочего совокупного дохода, в состав прибыли или убытка или нераспределенной прибыли, как если бы Группа осуществила непосредственное выбытие соответствующих активов или обязательств.

Объединение бизнеса и гудвилл

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

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов.

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

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Последующие изменения справедливой стоимости условного вознаграждения, которое может быть активом или обязательством, должны признаваться согласно МСБУ 39 либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, оно не должно переоцениваться, и в последующем его погашение признается в капитале. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСБУ 39, оно оценивается согласно соответствующему МСФО.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ **(продолжение)**

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Объединение бизнеса и гудвилл (продолжение)

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

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

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 данной консолидированной финансовой отчетности по текущей стоимости передающей организации (далее «Предшественник») на дату передачи. Соответствующий гудвилл, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественником, также отражается в данной консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей текущей стоимостью чистых активов, включая гудвилл Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка капитала.

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.

Неделимые доли участия в совместно-контролируемых операциях

Группа имеет неделимые доли участия в совместно-контролируемых операциях.

При приобретении доли участия в совместно-контролируемых операциях Группа признает активы, относящиеся к такой доле, включая долю в совместно-контролируемых активах; обязательства, включая долю в совместно понесенных обязательствах. Впоследствии, Группа признает доход от реализации продукции, относящейся к совместно-контролируемым операциям, включая долю дохода от реализации продукции, произведенной в результате совместно-контролируемых операций; расходы, относящиеся к совместно-контролируемым операциям, включая долю расходов, понесенных в совместно-контролируемых операциях.

Группа признает активы, обязательства, доходы и расходы от совместно-контролируемых операций в соответствии с учетной политикой Группы в отношении таких активов, обязательств, доходов и расходов.

В случае, когда Группа не имеет совместного контроля в совместных операциях, она учитывает свою долю участия в таких совместных операциях в порядке, как это делают стороны, имеющие совместный контроль, как описано в предыдущих параграфах.

Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия

Ассоциированная компания – это компания, в отношении которой Группа обладает значительным влиянием. Значительное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политики объекта инвестиций, но не контроль или совместный контроль в отношении такой политики.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия (продолжение)

Совместное предприятие – это соглашение о совместной деятельности, согласно которому стороны, осуществляющие совместный контроль в отношении соглашения, имеют права на чистые активы совместного предприятия. Совместный контроль – это обусловленное договором совместное осуществление контроля, которое имеет место только в тех случаях, когда принятие решений в отношении значимой деятельности требует единогласного согласия сторон, осуществляющих совместный контроль.

Факторы, учитываемые при определении наличия значительного влияния или совместного контроля, аналогичны факторам, учитываемым при определении наличия контроля над дочерними организациями.

Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия учитываются по методу долевого участия. В соответствии с методом долевого участия инвестиция в ассоциированную компанию или совместно предприятие первоначально признается по первоначальной стоимости. Балансовая стоимость инвестиций впоследствии увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов совместного предприятия или ассоциированной компании, возникающих после приобретения. Гудвилл, относящийся к совместному предприятию или 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 Группы в финансовых результатах деятельности совместного предприятия или ассоциированной компании. Изменения прочего совокупного доходе таких объектов инвестиций представляется в составе в прочем совокупном доходе Группы. Кроме того, если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале совместного предприятия или ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные доходы и убытки, возникающие по сделкам между Группой и совместными предприятиями и ассоциированными компаниями, исключаются в пределах доли в совместном предприятии или ассоциированной компании.

Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний представляется непосредственно в консолидированном отчете совокупном доходе за рамками прибыли от операционной деятельности. Она представляет собой прибыль или убыток после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних организациях совместного предприятия или ассоциированной компании.

Финансовая отчетность совместных предприятий и ассоциированных компаний готовится за тот же отчетный период, что и отчетность Группы. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в совместное предприятие или ассоциированную компанию.

В случае потери совместного контроля над совместным предприятием или значительного влияния ассоциированной компанией, Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию на момент потери совместного контроля или значительного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Классификация активов и обязательств на краткосрочные и долгосрочные**

В консолидированном отчете о финансовом положении Группа представляет активы и обязательства на основе их классификации на краткосрочные и долгосрочные. Актив является краткосрочным, если:

- его предполагается реализовать или он предназначен для продажи и потребления в рамках обычного операционного цикла;
- он предназначен в основном для целей торговли;
- его предполагается реализовать в течение 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчетного периода; или
- он представляет собой денежные средства или их эквиваленты, за исключением случаев наличия ограничений на его обмен или использование для погашений обязательств в течение как минимум 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчетного периода.

Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных. Обязательство является краткосрочным, если:

- его предполагается погасить в рамках обычного операционного цикла;
- оно удерживается в основном для целей торговли;
- оно подлежит погашению в течение 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчетного периода; или
- у компании отсутствует безусловное право отсрочить погашение обязательства в течение как минимум 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчетного периода.

Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных.

Активы и обязательства по отсроченному налогу всегда классифицируются как долгосрочные активы и обязательства.

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений*Затраты, понесенные до приобретения прав на недропользование (лицензий)*

Затраты, понесенные до приобретения полных прав на недропользование (лицензий), относятся на расходы в том периоде, в котором расходы были понесены, кроме тех случаев, когда затраты были понесены после подписания предварительных соглашений с Правительством Республики Казахстан. В таких случаях затраты, понесенные после данной даты, капитализируются.

Затраты по приобретению прав на недропользование и имущества

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений (продолжение)

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

Как только получено юридическое право на проведение разведки, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно относящиеся к разведочной скважине, капитализируются как нематериальные или материальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя оплату работникам, использованные материалы и горючее, стоимость аренды буровой вышки и платежи подрядчикам. Если запасы не обнаружены, актив по разведке и оценке 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 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 нефтегазовых активов по разработке 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 эксплуатационных скважин, включая непроизводительные эксплуатационные скважины или оконтуривающие скважины, капитализируются в составе нефтегазовых активов по разработке.

Нефтегазовые активы и прочие основные средства

Нефтегазовые активы 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 и разработки, 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.

Нефтегазовые активы амортизируются с использованием производственного метода, где материальные активы амортизируются на основе доказанных разработанных запасов, а нематериальные активы на основе доказанных запасов. Некоторые нефтегазовые активы со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений или срока действия контракта на недропользование амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 4 до 10 лет.

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

Активы НПЗ	4-100 лет
Трубопроводы	2-30 лет
Здания и сооружения	8-100 лет
Машины и оборудование	3-30 лет
Транспортные средства	3-35 лет
Прочее	2-20 лет

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Нефтегазовые активы и прочие основные средства (продолжение)

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

Нематериальные активы

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

Нематериальные активы, за исключением гудвилла, амортизируются прямолинейным методом в 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.

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

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

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

Обесценение нефинансовых активов

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

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчетов, которые подготавливаются отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозных расчеты, как правило, составляются на 5 (пять) лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов (продолжение)

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

Обесценение активов по разведке и оценке

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

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

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

Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность

Активы и группы выбытия, классифицированные как удерживаемые для продажи, оцениваются по меньшему из двух значений – текущей стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Активы и группы выбытия классифицируются как удерживаемые для продажи, если их текущая стоимость подлежит возмещению, в основном, посредством сделки по продаже, а не в результате продолжающегося использования. Данное условие считается соблюденным лишь в том случае, если вероятность продажи высока, а актив или группа выбытия могут быть незамедлительно проданы в своем текущем состоянии.

Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой должно ожидаться соответствие критериям признания в качестве завершенной сделки продажи в течение одного года с даты классификации.

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации)**

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

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

- (а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;
- (б) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его текущую стоимость. Если снижение в резерве превышает текущую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в консолидированном отчете о совокупном доходе; и
- (в) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

Финансовые активы***Первоначальное признание и оценка***

Финансовые активы при первоначальном признании 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. Все финансовые активы, за исключением финансовых активов, переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной на непосредственно связанные с ними затратами 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 в себя денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные банковские вклады, облигации к получению от Материнской Компании, векселя к получению от ассоциированной компании, векселя к получению от участника совместного предприятия, займы, выданные связанным сторонам, и торговую дебиторскую задолженность.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка финансовых активов

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании в категорию переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Данная категория включает производные инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операциях хеджирования как они определены в МСБУ 39. Производные инструменты, включая отделенные встроенные производные инструменты, также классифицируются как предназначенные для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования. Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а чистые изменения их справедливой стоимости признаются в составе финансовых доходов или финансовых затрат в консолидированном отчете о совокупном доходе. Финансовые активы, учитываемые при первоначальном признании по справедливой стоимости через прибыль или убыток, признаются на дату первоначального признания и только в том случае, если это соответствует требованиям МСБУ 39.

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

Группа проанализировала финансовые активы, предназначенные для торговли, отличные от производных инструментов, на предмет уместности допущения о наличии намерения их продажи в ближайшем будущем. Если Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа в редких случаях может принять решение о переклассификации таких финансовых активов. Переклассификация таких активов в категории займов и дебиторской задолженности, инструментов, имеющих в наличии для продажи, или финансовых инструментов, удерживаемых до погашения, зависит от характера актива. Проведенный анализ не оказал влияния на финансовые активы, классифицированные как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, в силу использования Группой возможности учета по справедливой стоимости; эти инвестиции не могут быть переклассифицированы после первоначального признания.

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

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представляют собой непроемные 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 (ЭПС), за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью ЭПС. Амортизация на основе использования ЭПС включается в состав финансовых доходов в консолидированном отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением торговой и прочей дебиторской задолженности, признаются в составе общих и административных расходов. Расходы, обусловленные обесценением займов выданных, признаются в составе финансовых затрат.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Финансовые активы (продолжение)***Последующая оценка финансовых активов (продолжение)**Инвестиции, удерживаемые до погашения*

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения, когда Группа твердо намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначальной оценки инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода ЭПС, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью ЭПС. Амортизация ЭПС включается в состав финансовых доходов в консолидированном отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в прибылях и убытках в составе финансовых затрат. Группа не имела инвестиций, удерживаемых до погашения, в течение отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

Имеющиеся в наличии для продажи финансовые инвестиции включают в себя долевыми 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 резерва по переоценке инструментов, имеющихся в наличии для продажи, вплоть до момента прекращения признания инвестиции, в который накопленные доходы или расходы переклассифицируются из резерва по переоценке инструментов, имеющихся в наличии для продажи, и признаются в качестве финансовых затрат.

Проценты, полученные в периоде владения финансовыми инвестициями, имеющимся в наличии для продажи, признаются как финансовый доход на основе эффективной процентной ставки.

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 в редких случаях не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа может принять решение о переклассификации таких финансовых активов.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Финансовые активы (продолжение)*****Прекращение признания финансовых активов***

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

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

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

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

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

Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Группа оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Обесценение финансовых активов (продолжение)

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости (продолжение)

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

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

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

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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 облагаются по нулевой ставке.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в банках и в кассе, а также краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения не более 3 (трех) месяцев.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты, 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 кредитов и заимствований на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, банковские овердрафты, кредиты и заимствования, задолженность за приобретения дополнительной доли участия в Северо-Каспийском проекте, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка финансовых обязательств

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Последующая оценка финансовых обязательств (продолжение)

Торговая и прочая кредиторская задолженность

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

Кредиты и займы

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода ЭПС. 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 ЭПС. Амортизация ЭПС включается в состав финансовых затрат.

Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Группа не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 (двенадцать) 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 периода в момент возникновения.

Прекращение признания финансовых обязательств

Признание финансового обязательства прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек.

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

Взаимозачет финансовых инструментов

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

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

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

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и дополнительная информация о методах ее определения приводится в *Примечании 33*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате прошлого события, есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуется отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть достоверно определена. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению.

Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег, и где применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как финансовые затраты.

Резервы по обязательствам Правительству

Правительство накладывает на Группу различные обязательства, связанные со спонсорством и финансированием. Руководство Группы полагает, что такие обязательства являются конструктивными и должны признаваться в соответствии с решениями Правительства. Так как Правительство является конечным акционером Группы, расходы, связанные с исполнением таких обязательств, признаются как распределения Акционеру непосредственно в составе капитала.

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.

Долгосрочные вознаграждения работникам

Группа предлагает своим работникам долгосрочные вознаграждения до и после выхода на пенсию в соответствии с коллективными договорами между компаниями Группы и их работниками. Коллективный договор, в частности, предусматривает выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, оказание материальной помощи работникам в случае нетрудоспособности, по случаю юбилея и смерти и прочие пособия. Право на получение пособий обычно обуславливается необходимостью продолжения работы работникам до выхода на пенсию.

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами по окончании трудовой деятельности. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в составе прочего совокупного дохода. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в связи с разницей между актуарными предположениями и фактическими данными. Прочие изменения признаются в текущем периоде, включая стоимость текущих услуг, стоимость прошлых услуг и влияние кадровых сокращений или осуществленных расчетов.

Наиболее существенные предположения, использованные в учете пенсионных обязательств, - это ставка дисконта и предположения о смертности. Ставка дисконта используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год амортизация дисконта по таким обязательствам отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе как финансовые затраты. Предположение о смертности используется для прогнозирования будущего потока выплат вознаграждений, который затем дисконтируется для получения чистой приведенной стоимости обязательств. Вознаграждения работникам, кроме единовременных выходных пособий, рассматриваются как прочие вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям долгосрочные осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами.

Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Признание доходов

Доходы признаются, если существует вероятность того, что Группа получит экономические выгоды, а доходы могут быть надежно оценены. Доходы оцениваются по справедливой стоимости полученного вознаграждения, за вычетом скидок и прочих налогов или пошлин с продажи. Для признания доходов должны выполняться следующие критерии:

Продажа товаров

Доходы от реализации сырой нефти, нефтепродуктов, газа и прочих продуктов 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 переработке нефти и нефтесервисные услуги, признаются в момент оказания услуг.

Признание расходов

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

Подходный налог

Подходный налог за год включает текущий подходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.

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

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

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

Отсроченный налог рассчитывается как для корпоративного подходного 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 налог определяется по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их текущей стоимостью для целей финансовой отчетности.

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подходный налог (продолжение)

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

Активы по отсроченному 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:

- Активы по отсроченному налогу, относящиеся к вычитаемым временным разницам, возникают в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением бизнеса и которая на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- В отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, активы по отсроченному налогу признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем и будет существовать налогооблагаемая прибыль, достаточная для того, чтобы против нее могли быть использованы временные разницы.

Текущая стоимость активов по отсроченному налогу пересматривается на каждую отчетную дату и уменьшается, если вероятность получения в будущем достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволила бы использовать все или часть активов по отсроченному налогу, мала. Непризнанные активы по отсроченному 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 налогу.

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

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

Капитал

Неконтрольная доля участия

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

Платежи на основе долевых инструментов

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Капитал (продолжение)

Платежи на основе долевых инструментов (продолжение)

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

По вознаграждению долевыми инструментами, право на которое окончательно не переходит работникам, 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.

Прочие распределения Акционеру

Затраты, понесенные Группой в соответствии с решениями Правительства или решениями Материнской Компании, учитываются как прочие распределения через капитал. Такие затраты включают расходы, связанные с непрофильной деятельностью Группы (строительство социальных объектов).

События после отчетной даты

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчетности Группы. Группа намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

МСФО 9 «Финансовые инструменты»

МСФО 9 в текущей редакции, отражающий результаты первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСФО 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСФО 39. Первоначально предполагалось, что стандарт вступит в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2013 года или после этой даты, но в результате выпуска Поправок к МСФО 9 «Дата обязательного применения МСФО 9 и переходные требования к раскрытию информации», опубликованных в декабре 2011 года, дата обязательного применения была перенесена на 1 января 2015 года. В ходе последующих этапов Совет по МСФО рассмотрит учет хеджирования и обесценения финансовых активов. Применение первого этапа МСФО 9 окажет влияние на классификацию и оценку финансовых активов Группы, но не окажет влияния на классификацию и оценку финансовых обязательств. Для представления завершенной картины Группа оценит влияние этого стандарта на суммы, раскрываемые в финансовой отчетности в увязке с другими этапами проекта после публикации окончательной редакции стандарта, включающей в себя все этапы.

«Инвестиционные компании» (Поправки к МСФО 10, МСФО 12 и МСФО 27)

Данные поправки вступают в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2014 года или после этой даты, и предусматривают исключения из требований о консолидации для компаний, которые отвечают определению инвестиционной компании согласно МСФО 10. Исключение из требований о консолидации требует, чтобы инвестиционные компании учитывали дочерние компании по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Группе не ожидается, что данная поправка будет применима для Группы, поскольку ни одна из компаний Группы не отвечает определению инвестиционной компании согласно МСФО 10.

Поправки к МСФО 32 «Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств»

В рамках данных поправок разъясняется значение фразы «в настоящий момент обладает юридическим закрепленным правом на осуществление взаимозачета». Поправки также описывают, как следует правильно применять критерии взаимозачета в МСФО 32 в отношении систем расчетов (таких, как системы единого клирингового центра), в рамках которых используются механизмы одновременных валовых платежей. Поправки вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты. Предполагается, что данные поправки не окажут влияния на консолидированное финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы.

Интерпретация IFRIC 21 «Обязательные платежи» (Интерпретация IFRIC21)

В интерпретации IFRIC 21 разъясняется, что компания признает обязательство в отношении обязательных платежей тогда, когда происходит действие, влекущее за собой их уплату. В случае обязательного платежа, выплата которого требуется в случае достижения минимального порогового значения, в интерпретации устанавливается запрет на признание предполагаемого обязательства до достижения установленного минимального порогового значения. Интерпретация IFRIC 21 вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты. Предполагается, что Интерпретация IFRIC 21 не окажет влияния на будущую консолидированную финансовую отчетность.

Поправки к МСФО 39 «Новация производных инструментов и продолжение учета хеджирования»

В данных поправках предусматривается исключение их требования о прекращении учета хеджирования в случае, когда новация производного инструмента, определенного как инструмент хеджирования, отвечает установленным критериям. Данные поправки вступают в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты. Группа не производила новацию своих производных инструментов в текущем периоде. Однако данные поправки будут приняты во внимание при рассмотрении будущих новаций.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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 и активах на отчетную дату. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые в будущем могут потребовать существенных корректировок к текущей 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 своих расходов по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Возмещаемость нефтегазовых активов

В каждом отчётном периоде Группа оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов обесценения. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть (учитывая текущие и исторические цены, тенденции в изменениях цен и сопутствующие факторы), ставки дисконта, операционные затраты, будущая потребность в капитале, затраты на вывод из эксплуатации и эксплуатационные характеристики, резервы и операционная деятельность (что включает объёмы добычи и продажи). Эти оценки и допущения подвержены рискам и неопределённости. Таким образом, существует вероятность того, что изменения в обстоятельствах окажут влияние на эти прогнозы, что может оказать влияние на возмещаемую стоимость активов и/или генерирующей единицы. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами. Справедливая стоимость нефтегазовых активов определяется, обычно, как текущая стоимость расчётных будущих денежных потоков, возникающих от продолжающегося использования активов, которая включает такие оценки, как стоимость планов расширения в будущем и потенциальное выбытие, использование допущений, которые может принять во внимание независимый участник рынка. Будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу.

В результате оценки возмещаемой стоимости долгосрочных активов АО «Озенмунайгаз» (далее «ОМГ»), проведенной руководством Группы, в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, был признан убыток обесценения в размере 75 миллиардов тенге (Примечание 7). Данная оценка была проведена в связи с наличием индикаторов обесценения. Основными индикаторами обесценения являются существенное снижение объемов производства по сравнению с запланированными объемами на протяжении последних двух лет и увеличивающиеся операционные и капитальные затраты. В апреле 2013 года руководство Группы обновило оценку возмещаемой стоимости долгосрочных активов ОМГ и признало дополнительное обесценение на 56 миллиардов тенге в сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности за три месяца, закончившихся 31 марта 2013 года. Дополнительное обесценение, в первую очередь, связано с увеличением экспортной таможенной пошлины с 40 долларов США за тонну до 60 долларов США за тонну, которое произошло 12 апреля 2013 года.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, руководство Группы снова провело оценку возмещаемой стоимости долгосрочных активов ОМГ. Результаты оценки показали, что балансовая стоимость долгосрочных активов ОМГ не отличалась существенно от оцененной возмещаемой стоимости, и, таким образом, руководство не сторнировало ранее начисленное обесценение и не начисляло какие-либо дополнительные суммы по обесценению за год, закончившийся 31 декабря 2013 года. Результаты оценки наиболее чувствительны к допущениям, относящимся к объемам добычи, цене реализации сырой нефти и обменному курсу тенге к доллару США.

Использованный профиль добычи основан на данных последнего бизнес плана Группы, и предусматривает рост добычи на 7% в течение ближайших 5 (пяти) лет. Если бы профиль добычи был на 5% выше или ниже той, что была использована в ходе оценки, это бы привело к увеличению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 65 миллиардов тенге или к уменьшению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 65 миллиардов тенге, соответственно. Если бы предполагалось, что добыча не изменялась и оставалась на уровне 2013 года, тогда оцененная возмещаемая стоимость уменьшилась бы на более чем 65 миллиардов тенге.

Принятые допущения о цене сырой нефти Brent были основаны на рыночных ожиданиях в совокупности с прогнозами независимой отраслевой исследовательской организации, скорректированными на средний исторический дисконт цены на нефть. Если бы предполагаемая цена сырой нефти Brent была бы на 5% выше или ниже той, что была использована в ходе оценки, это бы привело к увеличению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 40 миллиардов тенге или к уменьшению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 45 миллиардов тенге, соответственно. Если бы предполагаемая цена сырой нефти Brent не изменялась и оставалась на уровне 108,3 доллара США за баррель, что является ценой сырой нефти на дату оценки, это бы привело к увеличению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 40 миллиардов тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)****Возмещаемость нефтегазовых активов (продолжение)**

Для пересчета реализации нефти, деноминированной в долларах США, был использован обменный курс 185 тенге к доллару США. Данный курс был основан на заявлении, опубликованном Национальным Банком Республики Казахстан 11 февраля 2014 года о том, что будет установлен новый валютный коридор обменного курса на уровне 185 тенге за доллар плюс/минус 3 тенге. Если бы предполагаемый обменный курс тенге к доллару США был бы на 5% выше или ниже того, что был использован в ходе оценки, это бы привело к увеличению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 35 миллиардов тенге или к уменьшению оцененной возмещаемой стоимости более чем на 35 миллиардов тенге, соответственно.

Предполагаемые денежные потоки были ограничены датой истечения срока контракта на недропользование в 2021 году. Затраты до 2018 года были спрогнозированы на основе утвержденного бюджета и бизнес плана Группы и текущих оценок руководства о возможных изменениях в операционных и капитальных затратах после девальвации тенге в феврале 2014 года. Большая часть денежных потоков после этого периода была спрогнозирована путем применения предполагаемой ставки инфляции Казахстана, за исключением капитальных затрат, которые были основаны на наилучшей оценке руководства, имеющейся на дату проведения оценки. Для целей оценки предполагалось, что руководство не сумеет существенно уменьшить операционные и капитальные затраты в последние годы перед истечением срока контракта на недропользование с целью сокращения расходов. Все полученные денежные потоки были дисконтированы с использованием средневзвешенной стоимости капитала после налогообложения («WACC») 13,09%.

Руководство считает, что убыток от обесценения долгосрочных активов ОМГ может быть сторнирован в будущих периодах при условии, что фактическая добыча в будущих периодах превысит ожидания, использованные в текущей оценке обесценения, или при появлении индикаторов значительного увеличения рыночной цены сырой нефти.

Возмещаемость гудвилла

У Группы имеется существенный гудвилл, относящийся к прошлым приобретениям Rompetrol Group N.V. (далее «TRG») и АО «Павлодарский Нефтехимический Завод» (далее «ПНХЗ») (Примечание 10).

«Нефтепереработка», «Downstream Romania», «Dyneff» и Прочие являются подразделениями, генерирующими денежные потоки TRG.

Возмещаемая стоимость подразделений «Нефтепереработка» и «Downstream Romania» была определена на основании ценности от использования с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применяемая к прогнозу денежных потоков в 2013 году, равна 9,7% (в 2012 году: 10,1%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% ставки роста (в 2012 году: 1,5%), что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 8,2% (в 2012 году: 8,6%).

Возмещаемая стоимость подразделения Dyneff была определена на основании ценности от использования с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применяемая к прогнозу движения денежных потоков в 2013 году, равна 8% (в 2012 году: 6,6%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% ставки роста (в 2012 году: 1,5%), что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости в 2013 году составляет 6,5% (в 2012 году: 5,1%).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)****Возмещаемость гудвилла (продолжение)**

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

Основные допущения, применявшиеся при расчете ценности от использования за вычетом расходов на реализацию, представлены следующим образом:

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

Операционная прибыль – операционная прибыль, которая основывается на чистых доходах подразделений, генерирующих денежные средства.

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

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

Чувствительность к изменениям в допущениях «Нефтепереработка», «Downstream Romania», и «Dyneff»

По мнению руководства, в отношении оценки ценности от использования для единиц, генерирующих денежные потоки, никакое приемлемое изменение в любом из указанных выше основных допущений не вызовет значительного превышения текущей стоимости единицы над ее возмещаемой стоимостью, кроме случаев раскрытых в следующем абзаце. На 31 декабря 2013 года порог рентабельности по текущей модели достигается при уменьшении прибыли от операционной деятельности на 67% для подразделения «Нефтепереработка», 72,3% для подразделения «Downstream Romania» и 66% для подразделения «Dyneff».

Возмещаемая стоимость ПНХЗ была определена на основании ценности от использования с применением дисконтированных денежных потоков, основанных на финансовых планах, утвержденных руководством на пятилетний срок. Ставка дисконтирования, применяемая к прогнозируемым денежным потокам, составила 11,34% (в 2012 году: 11,8%), а денежные потоки за пределами пятилетнего срока были экстраполированы с учетом темпа роста, равного 4,3% (в 2012 году: 3,67%). Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 7% (в 2012 году: 8,1%).

Основные допущения, применявшиеся при расчете ценности от использования

- Объем выработки сырой нефти и нефтепродуктов;
- Запланированное значение EBITDA;
- Капитальные затраты в 2013-2017 годах;
- Ставки дисконтирования

Объем выработки сырой нефти и нефтепродуктов – являются прогнозами Группы по выходу нефтепродуктов при переработке 1 тонны сырой нефти до и после модернизации ПНХЗ.

Запланированное значение EBITDA – является запланированным значением EBITDA, определенным на основе прошлого опыта, которое скорректировано с учетом того, что выручка от реализации нефтепродуктов возрастет вследствие введения в действие модернизированных производственных мощностей ПНХЗ в 2016 и 2017 годах.

Капитальные затраты – капитальные затраты представляют собой затраты: а) по реконструкции и модернизации ПНХЗ; б) затраты, необходимые для поддержания текущего состояния актива.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)****Возмещаемость гудвилла (продолжение)***Основные допущения, применявшиеся при расчете ценности от использования (продолжение)*

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

Чувствительность к изменениям в допущениях

Результаты оценки возмещаемой стоимости гудвилла ПНХЗ являются чувствительными к изменению основных допущений, в частности, допущений, связанных с изменением ставки дисконтирования WACC, а также запланированного значения EBITDA в терминальном периоде. Повышения ставки дисконтирования на 1% с 11,3% до 12,3%, приведет к тому, что балансовая стоимость гудвилла превысит возмещаемую стоимость на 9.508 миллионов тенге. Понижение запланированного в терминальном периоде значения EBITDA на 3% с 15,1% до 12,1% приведет к обесценению гудвилла на 52.673 миллиона тенге, при таких обстоятельствах возмещаемая стоимость гудвилла будет равна 35.880 миллионам тенге.

Понижение курса тенге по отношению к доллару США на 5% приведет к полному обесценению гудвилла и к обесценению долгосрочных активов ПНХЗ на 78.510 миллионов тенге. В таком случае возмещаемая стоимость долгосрочных активов ПНХЗ будет равна 13.009 миллионам тенге (*Примечание 37*).

Обязательства по выбытию активов*Нефтегазовые производственные активы*

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

Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт на недропользование, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце срока контракта на недропользование. 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Нефтегазовые производственные активы (продолжение)

Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчетную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах».

При оценке будущих затрат на закрытие и выбытие активов использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии демонтажа активов, затратах и отраслевой практике.

Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие и выбытие активов, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2013 года были в интервале от 2% до 5,6% и от 6% до 8%, соответственно (в 2012 году от 1,9% до 5,0% и от 4,94% до 7,9%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в *Примечании 21*.

Магистральные нефте-газопроводы

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2012 года, АО «КазТрансОйл» (далее «КТО»), дочерняя организация Группы, имеет юридическое обязательство по ликвидации магистрального трубопровода (нефтепровода) после окончания эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель. Это возможно в случае, если полностью истощены запасы нефти недропользователей, транспортирующих нефть по трубопроводам Группы.

Резерв под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель оценивается на основе рассчитанной Группой стоимости проведения работ по демонтажу и рекультивации в соответствии с действующими в Республике Казахстан техническими правилами и нормами (сумма затрат по демонтажу трубопровода за 1 км составляет 2.891 тысяча тенге). Сумма резерва была определена на конец отчетного периода с применением прогнозируемой ставки инфляции за ожидаемый срок исполнения обязательства (17 лет), и ставки дисконта на конец отчетного периода, представленных ниже.

<i>В процентном выражении:</i>	2013	2012
Ставка дисконтирования на 31 декабря	6,01%	6,01%
Ставка инфляции на 31 декабря	5,60%	5,60%

Расчет ставки дисконтирования основывается на безрисковых ставках по государственным облигациям Республики Казахстан.

По состоянию на 31 декабря 2013 года балансовая стоимость резерва по обязательству по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель составила 16.667.538 тысяч тенге (в 2012 году: 15.531.037 тысяч тенге).

Оценки затрат по устранению ущерба подвержены потенциальным изменениям в природоохранных требованиях и интерпретациях законодательства. Кроме того, неопределенности в оценках таких затрат включают потенциальные изменения в альтернативах, методах ликвидации, восстановления нарушенных земель, уровней дисконта и ставки инфляции и периода, в течение которого данное обязательство наступит.

В отношении обязательств АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА»), другой дочерней организации Группы, руководство считает, что вышеуказанный закон к ней не применим, так как ИЦА не является собственником магистрального газопровода, а осуществляет свою деятельность на основе Договора Концессии между ИЦА и Правительством. Согласно условиям Договора Концессии ИЦА обязуется управлять сетью газопроводов до 14 июня 2017 года, с возможностью продления срока на дополнительные 10 (десять) лет, после которых газопроводы будут переданы в собственность Государства. Следовательно, никакие обязательства ИЦА по ликвидации газопроводов не были признаны по состоянию на 31 декабря 2013 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Экологическая реабилитация

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

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на недисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими органами. Резерв Группы на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Группа соблюдала требования существующих казахстанских и европейских регуляторных требований. Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет 2014 года. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Дополнительные неопределенности, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в *Примечании 35*. Изменения в резерве по обязательствам за ущерб окружающей среде раскрыты в *Примечании 21*.

Вознаграждения работникам

Стоимость долгосрочных вознаграждений до и после выхода на пенсию и приведенная стоимость обязательств устанавливается с использованием актуарного метода. Актуарный метод подразумевает использование различных допущений, которые могут отличаться от фактических результатов в будущем. Актуарный метод включает допущения о ставках дисконтирования, росте заработной платы в будущем, уровне смертности и росте вознаграждений работникам в будущем.

Ввиду сложности оценки основных допущений и долгосрочного характера обязательств по вознаграждениям работникам по окончании трудовой деятельности подобные обязательства высокочувствительны к изменениям этих допущений. Все допущения пересматриваются на каждую отчетную дату.

Налогообложение

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Группа не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Группы на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резерв по налоговым рискам, раскрытый как прочие резервы или резервы по налогам в *Примечании 21*, в основном, относится к применению Группой казахстанского законодательства о трансфертном ценообразовании в отношении экспортной реализации сырой нефти. Остальные неопределенности, относящиеся к налогообложению, раскрыты в *Примечании 35*.

Налогооблагаемая прибыль исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2013 года. Отсроченные КПН и НСП считаются на основе временных разниц по активам и обязательствам, распределенным по контрактам на недропользование с применением ожидаемых ставок, установленных налоговыми органами на 31 декабря 2013 года.

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 2013 года составляла 29.688.534 тысячи тенге (в 2012 году: 34.167.348 тысяч тенге). Более подробная информация содержится в *Примечании 31*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов

Обесценение имеет место, если балансовая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, превышает его возмещаемую стоимость, которая является наибольшей из следующих величин: справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу и ценность от использования. Расчет справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу основан на имеющейся информации по имеющим обязательную силу коммерческим сделкам продажи аналогичных активов или на наблюдаемых рыночных ценах за вычетом дополнительных затрат, понесенных в связи с выбытием актива. Расчет ценности от использования основан на модели дисконтированных денежных потоков. Денежные потоки извлекаются из бюджета на следующие пять-десять лет и не включают в себя деятельность по реструктуризации, по проведению которой у Группы еще не имеется обязательств, или существенные инвестиции в будущем, которые улучшат результаты активов проверяемого на предмет обесценения подразделения, генерирующего денежные потоки. Возмещаемая стоимость наиболее чувствительна к ставке дисконтирования, используемой в модели дисконтированных денежных потоков, а также к ожидаемым притокам денежных средств и темпам роста, использованным в целях экстраполяции.

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 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. Детали раскрыты в *Примечании 33*.

Обязательства по операционной аренде – Группа в качестве арендатора

Группа заключила Договор Концессии в отношении на сеть магистральных газопроводов (далее «Договор Концессии»); Группа также арендует офисные помещения и автомобили. Группа определила, что арендодатель сохраняет за собой все существенные риски и выгоды, связанные с правом собственности на магистральную газораспределительную сеть, офисные помещения 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 перспективно как изменения в расчетных оценках в соответствии с МСБУ 8 «Учетная политика, изменения в расчетных оценках и ошибки».

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

Справедливая стоимость активов и обязательств, приобретённых при объединении бизнеса

Группа должна отдельно, на дату приобретения, признавать идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства, приобретённые или принятые на себя при объединении бизнеса, по их справедливой стоимости, что предполагает использование оценок. Такие оценки основаны на различных методах оценки, что требует использования значительных суждений при прогнозировании будущих денежных потоков и выработки иных допущений.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ

Приобретение доли участия в Карачаганакском ОСРП

28 июня 2012 года Группа приобрела 10%-ную долю в Консорциуме по Карачаганакскому проекту (далее «Карачаганакское ОСРП»), который действует на газоконденсатном месторождении Карачаганак в Республике Казахстан в соответствии с Окончательным Соглашением о Разделе Продукции (далее «ОСРП»), от 18 ноября 1997 года с внесенными поправками 2012 года.

Справедливая стоимость 10%-ной доли участия в Карачаганакском ОСРП составила 301.206.898 тысяч тенге на дату совершения сделки.

5%-ная доля в Карачаганакском ОСРП была внесена Материнской Компанией. В обмен на это Компания увеличила уставный капитал на общую сумму 150.035.141 тысяча тенге. Справедливая стоимость вклада составила 151.171.757 тысяч тенге. Разница в сумме 1.136.616 тысяч тенге была признана как дополнительно оплаченный капитал.

Оставшаяся 5%-ная доля участия в Карачаганакском ОСРП была приобретена у Материнской Компании за 150.035.141 тысячу тенге на средства, полученные по договору займа от других участников Карачаганакского ОСРП, на общую сумму 1 миллиард долларов США (Примечание 19).

Доля в активах и обязательствах Карачаганакского ОСРП на дату приобретения представлена ниже:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость приобретенных активов и принятых обязательств
Основные средства	294.642.852
Нематериальные активы	1.130.800
Торговая дебиторская задолженность	10.917.748
Товарно-материальные запасы	4.299.379
Прочие текущие активы	373
	310.991.152
Резервы	(7.500.461)
Торговая кредиторская задолженность	(2.283.793)
	(9.784.254)
Чистые активы	301.206.898

Приобретение доли участия в АО «Аркагаз» («Аркагаз»)

В 2012 году Материнская компания передала 100%-ную долю участия в Аркагазе. В обмен на это Компания выпустила уставный капитал на сумму 4.109.246 тысяч тенге. Аркагаз является газораспределительной компанией, находящейся в Западном Казахстане и обеспечивающей регион природным газом.

Приобретение 100%-ной доли участия в Аркагазе было учтено как приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем, и, соответственно, было учтено по методу объединения долей.

6. ИЗМЕНЕНИЕ ДОЛИ ВЛАДЕНИЯ

16 ноября 2012 года АО «Разведка Добыча КазМунайГаз» (далее «РД КМГ») завершил реализацию 49% из имеющейся 100%-ной доли в KS EP Investments BV (далее «KS EP Investments») компании Karpinvest Oil and Gas Ltd. (далее «Karpinvest»), дочерней организации MOL Hungarian Oil and Gas Plc. KS EP Investments владеет 100% долей в ТОО «Карповский Северный» (далее «ТОО КС»), которое является недропользователем по контракту на разведку нефти, газа и конденсата на контрактной территории Карповский Северный в Западном Казахстане. В соответствии с условиями соглашения акционеров, был установлен совместный контроль над деятельностью KS EP Investments, и ни один акционер не имеет полномочий единолично контролировать деятельность компании, что делает ее совместно контролируемым предприятием для обоих акционеров.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

6. ИЗМЕНЕНИЕ ДОЛИ ВЛАДЕНИЯ (продолжение)

На дату потери контроля, чистые активы KS EP Investments представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Чистые активы на дату выбытия
Денежные средства и их эквиваленты	1.884.000
Текущие активы	100.000
Долгосрочные активы	8.360.000
	10.344.000
Текущие обязательства	(111.000)
Долгосрочные обязательства	(3.821.000)
	(3.932.000)
Чистые активы	6.412.000

Возмещение, полученное от Karpinvest от реализации 49%-ной доли участия в KS EP Investments, составило 36.455.170 долларов США (5.485.000 тысяч тенге). Итоговая прибыль от выбытия инвестиции составила 4.782.000 тысяч тенге. В результате данной операции РД КМГ прекратил признание активов и обязательств дочерней организации, контроль над которой потерял, и признал 51%-ную долю участия в KS EP Investments методом долевого участия со справедливой стоимостью 5.709.000 тысяч тенге.

Справедливая стоимость сохраненной доли РД КМГ в активах и обязательствах ТОО КС, распределенная по состоянию на 15 ноября 2012 года, и соответствующая доля балансовой стоимости активов и обязательств, включенная в инвестицию по состоянию на 31 декабря 2012 года, были следующими:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость на 15 ноября 2012 года	Активы и обязательства на 31 декабря 2012 года
Денежные средства и их эквиваленты	961.000	82.000
Текущие активы	51.000	373.000
Долгосрочные активы	7.313.000	7.583.000
	8.325.000	8.038.000
Текущие обязательства	(58.000)	(553.000)
Долгосрочные обязательства	(2.558.000)	(2.586.000)
	(2.616.000)	(3.139.000)
Чистые активы	5.709.000	4.899.000

Операционная деятельность ТОО КС зависит от дальнейшего финансирования акционерами в виде заимствований для обеспечения возможности ТОО КС отвечать по своим текущим обязательствам и продолжать свою деятельность. Для этого РД КМГ в 2012 году предоставил дополнительный займ KS EP Investments в сумме 11.828 тысяч долларов США (1.763 миллионов тенге). Справедливая стоимость предоставленного займа с процентной ставкой 6,5%, определяется путем дисконтирования будущих денежных потоков по займу с использованием ставки дисконтирования 15%.

В апреле 2012 года РД КМГ реализовал 51% долю участия в дочерней организации, ТОО Казахстан Петрокемикал Индастриз (далее «КПИ»), в пользу ТОО «Объединенная Химическая Компания», компании под общим контролем, за 4.860.396 тысяч тенге. Инвестиции в КПИ были списаны в предыдущих периодах, соответственно, балансовая стоимость инвестиций на дату выбытия равнялась нулю.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В тысячах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по нефтепереработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	1,524,394,482	222,497,450	431,506,995	191,532,054	189,547,670	84,860,984	30,012,956	163,013,174	2,837,365,765
Пересчёт валюты отчетности	40,839,045	—	4,891,706	1,649,202	376,373	363,581	57,699	(737,432)	47,440,174
Поступления	143,071,562	53,988,108	4,949,890	2,436,759	7,381,641	10,203,637	4,358,717	280,774,482	507,164,796
Приобретение доли участия в Карачаганакском ОСРП (Примечание 5)	294,642,852	—	—	—	—	—	—	—	294,642,852
Выбытия	(12,084,435)	(228,602)	(2,082,281)	(4,561,680)	(2,409,089)	(2,266,836)	(2,755,402)	(4,248,355)	(30,636,680)
Расходы по износу	(48,809,051)	(12,040,104)	(37,285,130)	(13,641,808)	(26,664,372)	(10,534,751)	(8,854,482)	—	(157,829,698)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	6,155,392	85,382	1,457,243	2,567,499	1,990,092	2,035,433	2,381,435	537,714	17,210,190
(Обесценение) / сторнирование обесценения	(68,524,815)	—	186,238	(3,370,888)	(1,427,416)	(3,203,201)	(655,428)	(5,394,229)	(82,389,739)
Прекращенная деятельность	—	—	—	(5,302,453)	—	—	—	(282,825)	(5,585,278)
Перевод из активов по разведке и оценке (Примечание 8)	2,770,340	—	—	—	—	—	—	—	2,770,340
Переводы в нематериальные активы (Примечание 10)	(769,679)	—	—	—	(45,877)	—	(58,431)	(3,369,302)	(4,243,289)
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(81,181)	—	(287,613)	—	(250,083)	(42,986)	(280,599)	(1,710,576)	(2,653,038)
Переводы и реклассификации	78,424,504	28,483,953	57,160,326	27,676,963	21,077,084	7,597,893	2,757,611	(223,178,334)	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	1,960,029,016	292,786,187	460,497,374	198,985,648	189,576,023	89,013,754	26,964,076	205,404,317	3,423,256,395
Пересчёт валюты отчетности	25,493,668	(537)	6,106,894	973,621	235,317	417,756	221,143	(561,311)	32,886,551
Поступления	117,626,232	12,025,834	2,969,837	19,126,201	11,953,956	10,654,649	6,322,315	383,742,453	564,421,477
Выбытия	(13,096,259)	(444,171)	(1,532,923)	(9,579,041)	(5,788,541)	(2,537,156)	(3,209,627)	(5,878,661)	(42,086,379)
Расходы по износу	(57,601,209)	(13,796,683)	(37,088,236)	(14,965,012)	(29,427,401)	(11,513,005)	(7,883,117)	—	(172,274,663)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	8,514,406	301,625	1,007,572	5,970,249	5,183,491	1,973,306	2,974,754	754,774	26,680,177
(Обесценение) / сторнирование обесценения	(49,288,386)	537	941,382	(1,446,983)	(1,342,070)	(2,243,135)	(401,632)	(6,295,594)	(60,075,881)
Перевод в инвестиционную недвижимость (Примечание 9)	(26,826,709)	—	—	—	—	—	—	—	(26,826,709)
Перевод из активов по разведке и оценке (Примечание 8)	41,838	—	—	—	—	—	—	—	41,838
Переводы в нематериальные активы (Примечание 10)	(80,629)	—	—	—	(477)	—	(205)	(374,245)	(455,556)
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(22,374)	—	(27,531)	(5,445,606)	(374,949)	(7,355)	(8,569)	(665,117)	(6,551,501)
Переводы и реклассификации	102,918,184	9,354,955	34,900,057	25,380,631	68,054,756	9,322,153	3,524,846	(253,455,582)	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2013 года	2,067,707,778	300,227,747	467,774,426	218,999,708	238,070,105	95,080,967	28,503,984	322,671,034	3,739,035,749

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)**

В тысячах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по нефтепереработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость	2.497.105.567	382.618.606	670.151.777	319.808.146	396.762.801	153.473.884	63.536.427	331.354.456	4.814.811.664
Накопленный износ и обесценение	(429.397.789)	(82.390.859)	(202.377.351)	(100.808.438)	(158.692.696)	(58.392.917)	(35.032.443)	(8.683.422)	(1.075.775.915)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2013 года	2.067.707.778	300.227.747	467.774.426	218.999.708	238.070.105	95.080.967	28.503.984	322.671.034	3.739.035.749
Первоначальная стоимость	2.287.091.863	361.850.426	625.876.778	291.210.707	324.938.523	135.270.824	56.607.869	216.886.899	4.299.733.889
Накопленный износ и обесценение	(327.062.847)	(69.064.239)	(165.379.404)	(92.225.059)	(135.362.500)	(46.257.070)	(29.643.793)	(11.482.582)	(876.477.494)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	1.960.029.016	292.786.187	460.497.374	198.985.648	189.576.023	89.013.754	26.964.076	205.404.317	3.423.256.395

В 2013 году Группа капитализировала в балансовую стоимость основных средств затраты по займам, по средней процентной ставке в 9,75% на сумму 12.253.918 тысячи тенге, относящиеся к строительству новых активов (в 2012 году: 6.790.893 тысячи тенге, по средней процентной ставке в 8,47%).

На 31 декабря 2013 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 1.305.221.887 тысяч тенге (в 2012 году: 986.599.966 тысяч тенге) были заложены в качестве обеспечения по банковским займам и задолженности Группы (*Примечания 19 и 20*).

Обесценение основных средств

В 2013 году Группа признала чистый убыток по обесценению в размере 60.075.881 тысяча тенге, который, в основном, приходится на обесценение основных средств РД КМГ на сумму 60.043.964 тысяч тенге.

В 2012 году Группа признала чистый убыток по обесценению в размере 82.389.739 тысяч тенге, который, в основном, приходится на обесценение основных средств РД КМГ на сумму 76.343.779 тысяч тенге, АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг» (далее «КМГ ПМ») на сумму 1.258.361 тысяча тенге и ТОО «Наукоград» (далее «Наукоград») на сумму 2.326.137 тысяч тенге, за минусом сторнирования резерва на обесценение ТОО «КазМунайГаз-Сервис» (далее «КМГ-Сервис») на сумму 1.216.670 тысяч тенге. Подробное обсуждение обесценения РД КМГ приводится в *Примечании 4*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

В тысячах тенге	Материальные	Нематериальные	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2011 года	133.479.70€	26.832.76€	160.312.46€
Пересчет валюты отчетности	(135.909	—	(135.909
Поступления	36.077.55€	327.58	36.405.13€
Переводы в основные средства (Примечание 7)	—	(2.770.340	(2.770.340
Потеря контроля над дочерней организацией	(1.092.660	(7.097.643	(8.190.303
Выбытия	(336.888	—	(336.888
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	167.991.80€	17.292.36€	185.284.16€
Пересчет валюты отчетности	1.580.28€	81.40€	1.661.68€
Поступления	30.772.75€	5.349.02€	36.121.77€
Переводы в основные средства (Примечание 7)	(41.838	—	(41.838
Выбытия	(3.485.546	(593.523	(4.079.069
Накопленное обесценение по выбытиям	2.753.21€	—	2.753.21€
Остаточная стоимость на 31 декабря 2013 года	199.570.67€	22.129.26€	221.699.93€

По состоянию на 31 декабря 2013 года некоторые объекты активов по разведке и оценке с балансовой стоимостью 45.736.815 тысяч тенге (в 2012 году: 43.228.819 тысяч тенге) находились в качестве залогового обеспечения по банковским займам и обязательствам Группы.

Активы по разведке и оценке по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов были представлены следующими проектами:

В тысячах тенге	2013	2012
СРП по Северному Каспию (Кашаган, Актоты, Кайран, Каламкас)	87.282.230	85.692.977
Жемчужины	29.494.055	23.569.808
Проект Н Блок	27.335.000	23.845.435
Урихтау	21.983.603	13.960.699
Жамбыл	15.178.024	5.154.725
Прочие	40.427.026	33.060.524
	221.699.938	185.284.168

Финансирование затрат по проектам Жемчужины, Н Блок и Жамбыл осуществляется другими участниками этих проектов, но не Группой (Примечание 19). Погашение Группой данного финансирования по этим проектам является условным и в первую очередь зависит от обнаружения коммерчески извлекаемых запасов.

9. ИНВЕСТИЦИОННАЯ НЕДВИЖИМОСТЬ

В тысячах тенге	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	—
Поступления	3.312.672
Расходы по износу	(592.499)
Выбытия	(3.378.040)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	2.416.717
Переводы из основных средств (Примечание 7)	26.826.709
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(342.239)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2013 года	28.243.320
Первоначальная стоимость	29.313.019
Накопленный износ и обесценение	(1.069.699)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2013 года	28.243.320
Первоначальная стоимость	—
Накопленный износ и обесценение	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	—

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. ИНВЕСТИЦИОННАЯ НЕДВИЖИМОСТЬ (продолжение)

Инвестиционная недвижимость, в основном, представлена административным зданием «Изумрудный Квартал», сдаваемым в аренду на условиях операционной аренды. Руководство Группы считает, что по состоянию на 31 декабря 2013 года справедливая стоимость здания составляет 31.126.069 тысяч тенге.

10. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	Гудвилл	Нематериальные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	135.061.655	27.004.212	15.175.881	20.711.042	197.952.790
Пересчет валюты отчетности	(35.421)	429.865	58.570	286.846	739.860
Поступления	—	—	4.564.214	2.914.932	7.479.146
Приобретение доли участия в Карачаганакском ОСРП (Примечание 5)	—	—	—	1.130.800	1.130.800
Выбытия	—	—	(308.035)	(487.889)	(795.924)
Расходы по амортизации	—	—	(4.136.340)	(2.296.277)	(6.432.617)
Накопленная амортизация по выбытиям	—	—	208.516	238.654	447.170
Прекращенная деятельность	—	—	—	(3.559.560)	(3.559.560)
Переводы из основных средств (Примечание 7)	—	—	742.581	3.500.708	4.243.289
Перевод из товарно-материальных запасов	—	—	2.031	941	2.972
Переводы	—	—	3.837.665	(3.837.665)	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	135.026.234	27.434.077	20.145.083	18.602.532	201.207.926
Пересчет валюты отчетности	54.240	522.329	16.624	392.230	985.423
Поступления	—	—	3.910.563	4.597.226	8.507.789
Выбытия	—	—	(563.678)	(847.136)	(1.410.814)
Расходы по амортизации	—	—	(5.146.136)	(2.609.469)	(7.755.605)
Накопленная амортизация по выбытиям	—	—	559.166	556.436	1.115.602
Обесценение	—	—	—	(2.406.696)	(2.406.696)
Переводы из основных средств (Примечание 7)	—	—	147.638	307.918	455.556
Перевод в товарно-материальные запасы	—	—	(253.589)	(2.709)	(256.298)
Переводы	—	—	385.358	(385.358)	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2013 года	135.080.474	27.956.406	19.201.029	18.204.974	200.442.883
Первоначальная стоимость	165.802.168	28.585.862	42.789.530	37.181.369	274.358.929
Накопленная амортизация и обесценение	(30.721.694)	(629.456)	(23.588.501)	(18.976.395)	(73.916.046)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2013 года	135.080.474	27.956.406	19.201.029	18.204.974	200.442.883
Первоначальная стоимость	165.747.928	28.014.773	38.937.207	32.893.451	265.593.359
Накопленная амортизация и обесценение	(30.721.694)	(580.696)	(18.792.124)	(14.290.919)	(64.385.433)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	135.026.234	27.434.077	20.145.083	18.602.532	201.207.926

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Текущая стоимость гудвилла, относимая на каждое из подразделений, генерирующих денежные потоки, представлено следующим:

Подразделения, генерирующие денежные потоки	2013	2012
<i>Переработка</i>	11.045.697	11.091.084
<i>Downstream Romania</i>	6.688.772	6.680.222
<i>Dyneff</i>	5.222.688	5.198.138
<i>Прочее</i>	8.575.265	8.508.738
Подразделения, генерирующие денежные потоки TRG	31.532.422	31.478.182
Группа подразделений, генерирующих денежные потоки в ПНХЗ (бывший ТОО «Refinery Company RT»)	88.553.296	88.553.296
Прочие	14.994.756	14.994.756
Итого гудвилл	135.080.474	135.026.234

Переработка, Downstream Romania и Dyneff

В 2013 и 2012 годах, не было признано убытков по обесценению «Переработка», «Downstream Romania», «Dyneff» и прочим подразделениям, генерирующим денежные потоки TRG.

ПНХЗ, 100% дочерняя организация КМГ ПМ

Гудвилл был признан в результате приобретения ТОО «Refinery Company RT» в 2009 году. В апреле 2013 года, ТОО «Refinery Company RT» было присоединено к ПНХЗ. Ликвидация ТОО «Refinery Company RT» не оказала влияние на схему деятельности внутри ПГДП, так как ПНХЗ продолжил деятельность ПГДП.

На основании проведенной проверки не было признано обесценение гудвилла ПНХЗ в 2013 и 2012 годах.

Детальная информация о проверке гудвилла на предмет обесценения раскрыта в *Примечании 4*.

11. ДОЛГОСРОЧНЫЕ БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

В тысячах тенге	2013	2012
Выраженные в долларах США	38.739.598	215.391
Выраженные в тенге	43.196.138	2.272.124
	81.935.736	2.487.515

На 31 декабря 2013 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 2,66% в долларах США и 5,23% в тенге, соответственно (в 2012 году: 2,75% в долларах США и 2,20% в тенге, соответственно).

В тысячах тенге	2013	2012
Срок погашения от 1 до 2 лет	34.235.660	153.261
Срок погашения свыше 2 лет	47.700.076	2.334.254
	81.935.736	2.487.515

На 31 декабря 2013 года долгосрочные банковские вклады включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 31.735.113 тысяч тенге (в 2012 году: 1.141.416 тысяч тенге).

На 31 декабря 2013 года долгосрочные банковские вклады в размере 6.431.153 тысячи тенге были размещены в АО «Альянс Банк» (*Примечание 32*).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ**

В тысячах тенге	Основная деятельность	Место осуществления деятельности	2013		2012	
			Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
Совместные предприятия:						
ТОО «Тенгизшевройл»	Добыча нефти и газа	Казахстан	311.880.773	20,00%	264.698.959	20,00%
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	Разработка и добыча нефти и газа	Нидерланды	185.003.198	50,00%	176.949.392	50,00%
ТОО «Казахойл-Актобе»	Добыча и реализация сырой нефти	Казахстан	83.800.157	50,00%	72.085.480	50,00%
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	Строительство и эксплуатация газопровода Бейнеу-Шымкент	Казахстан	70.268.878	50,00%	71.959.310	50,00%
ТОО «КазРосГаз»	Переработка и продажа природного газа и продуктов переработки	Казахстан	46.081.108	50,00%	63.423.836	50,00%
ТОО «КазГерМунай»	Разведка, добыча и переработка нефти и газа	Казахстан	69.047.486	50,00%	55.315.780	50,00%
Прочие			121.483.321		85.462.628	
Ассоциированные компании:						
«ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»)	Разведка, добыча и переработка нефти и газа	Казахстан	86.391.266	33,00%	80.909.217	33,00%
Прочие			24.533.989		23.292.437	
			998.490.176		894.097.039	

Все вышеперечисленные совместные предприятия и ассоциированные компании являются стратегическими для бизнеса Группы.

На 31 декабря 2013 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 22.979,168 тысяч тенге (в 2012 году: 30.912.569 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

(продолжение)

12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

(продолжение)

В таблице ниже представлено движение в инвестициях по долевному участию в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях за 2013 и 2012 года:

В тысячах тенге	2013	2012
Сальдо на 1 января	894.097.039	919.155.435
Вклады	34.200	8.793.659
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто (Примечание 30)	483.517.390	471.086.475
Дивиденды полученные	(410.455.258)	(504.177.416)
Изменение в дивидендах к получению	15.558.246	(5.437.740)
Обесценение инвестиций	—	(2.955.515)
Прочие изменения в капитале совместного предприятия	4.881.727	—
Пересчёт валюты отчётности	10.856.832	7.632.141
Сальдо на 31 декабря	998.490.176	894.097.039

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)**

Нижне представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2013 год:

В тысячах тенге	ООО «Тенгизшевройл»	«Мангистау Инвестментс Б.В.»	ООО «Казахойл- Актобе»	ООО «Газопровод Шымкент»	ООО «КазРосГаз»	ООО «КазГерМунай»
Долгосрочные активы	2.046.774.141	402.933.692	150.324.201	297.419.369	3.852.541	175.436.192
Текущие активы, включая	541.782.623	80.287.942	43.071.960	11.624.960	96.391.404	84.923.422
Денежные средства и их эквиваленты	69.982.873	11.033.555	2.478.622	10.422.220	68.528.701	27.800.995
Долгосрочные обязательства, включая	(582.356.400)	(50.569.146)	(7.609.314)	(139.882.216)	(191.398)	(45.420.782)
Долгосрочные финансовые обязательства	—	—	(391.706)	(138.737.404)	—	—
Текущие обязательства, включая	(446.796.497)	(62.646.092)	(18.186.533)	(28.624.357)	(7.890.331)	(76.843.860)
Текущие финансовые обязательства	(97.841.121)	—	(1.529.425)	—	—	—
Капитал	1.559.403.867	370.006.396	167.600.314	140.537.756	92.162.216	138.094.972
Доля владения	20%	50%	50%	50%	50%	50%
Накопленная непризнанная доля в убытках	—	—	—	—	—	—
Текущая стоимость инвестиций по состоянию на 31 декабря 2013 года	311.880.773	185.003.198	83.800.157	70.268.878	46.081.108	69.047.486
Доходы от реализованной продукции и оказанных услуг	3.839.623.066	643.602.897	127.262.614	—	140.828.870	372.391.853
Износ и амортизация	(161.495.579)	(21.179.090)	(18.939.127)	(38.240)	(368.763)	(10.146.007)
Финансовые доход	1.287.020	154.260	524.334	44	2.894.730	588.888
Финансовые затраты	(26.775.793)	(4.762.607)	(840.893)	(332.726)	(603.916)	(603.916)
Расходы по подоходному налогу	(633.969.523)	(36.029.324)	(3.218.077)	—	(14.918.933)	(75.103.026)
Прибыль / (убыток) за год от продолжающейся деятельности	1.479.538.372	113.037.838	23.429.354	(3.380.863)	44.670.084	86.431.730
Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности	—	—	—	—	—	—
Прочий совокупный доход	27.499.420	250.418	—	—	2.426.674	2.172.182
Общий совокупный доход / (убыток)	1.507.037.792	113.288.256	23.429.354	(3.380.863)	47.096.758	88.603.912
Непризнанная доля в убытках	—	—	—	—	—	—
Дивиденды полученные	254.225.744	48.590.322	—	—	40.891.107	30.570.250

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)**

Нижне представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2012 год:

В тысячах тенге	ООО «Тенгизшевройл»	«Мангистау Инвестментс Б.В.»	ООО «Казахойл- Актобе»	ООО «Газопровод Бейнеу- Шымкент»	ООО «КазРосГаз»	ООО «КазГерМунай»
Долгосрочные активы	1,901,162.27₸	385,918.51₸	163,973.16₸	204,171.58₸	3,949.08₸	184,117.15₸
Текущие активы, включая	487,082.09₸	144,994.16₸	21,706.53₸	5,982.33₸	135,513.26₸	62,179.70₸
Денежные средства и их эквиваленты	45,882.24₸	57,386.19₸	1,861.80₸	5,948.68₸	70,010.55₸	40,021.37₸
Долгосрочные обязательства, включая	(688,777.185)	(133,098.032)	(7,688.522)	—	(70,546)	(59,792.864)
Долгосрочные финансовые обязательства	(95,267.680)	(83,995.828)	(731.084)	—	—	—
Текущие обязательства, включая	(375,972.385)	(43,915.860)	(33,820.222)	(66,235.298)	(12,544.132)	(75,872.438)
Текущие финансовые обязательства	(96,151.016)	—	(5,133.763)	(19,500.000)	—	—
Капитал	1,323,494.79₸	353,898.78₸	144,170.96₸	143,918.62₸	126,847.67₸	110,631.56₸
Доля владения	20%	50%	50%	50%	50%	50%
Накопленная непризнанная доля в убытках	—	—	—	—	—	—
Текущая стоимость инвестиций по состоянию на 31 декабря 2012 года	264,698.95₸	179,949.39₸	72,085.48₸	71,959.31₸	63,423.83₸	55,315.78₸
Доходы от реализованной продукции и оказанных услуг	3,442,770.82₸	636,258.89₸	134,918.55₸	—	220,998.02₸	344,476.80₸
Износ и амортизация	(129,582.853)	(25,108.725)	(17,187.887)	(37,632)	(362,635)	(11,640.352)
Финансовые доход	961.90₸	305.75₸	212.53₸	24,657	2,621.20₸	178.04₸
Финансовые затраты	(32,427.697)	(9,680.122)	(1,388.962)	—	—	(507.115)
Расходы по подоходному налогу	(573,919.320)	(54,520.396)	(10,558.722)	64,78₸	(21,929.310)	(75,765.208)
Прибыль / (убыток) за год от продолжающейся деятельности	1,339,145.43₸	129,271.41₸	22,639.91₸	(523.238)	81,782.21₸	76,715.76₸
Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности	—	—	—	—	—	—
Прочий совокупный доход	19,974.46₸	—	—	—	2,181.67₸	600.08₸
Общий совокупный доход / (убыток)	1,359,119.89₸	129,271.41₸	22,639.91₸	(523.238)	83,963.88₸	77,315.84₸
Непризнанная доля в убытках	—	—	—	—	—	—
Дивиденды полученные	243,858.10₸	—	—	—	142,995.62₸	67,170.00₸

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенной ассоциированной компании, основанная на ее финансовой отчетности:

В тысячах тенге	«ПетроКазахстан Инк.»	
	2013	2012
Долгосрочные активы	418.059.373	411.210.084
Текущие активы	48.106.503	10.691.645
Долгосрочные обязательства	(117.547.797)	(105.261.409)
Текущие обязательства	(86.826.364)	(71.460.876)
Капитал	261.791.715	245.179.444
Доля владения	33%	33%
Накопленная непризнанная доля в убытках	—	—
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	86.391.266	80.909.217
Доходы от реализованной продукции и оказанных услуг	295.927.631	320.680.923
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	71.959.424	104.740.470
Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности	—	—
Прочий совокупный доход	4.580.645	5.793.320
Общий совокупный доход	76.540.069	110.533.790
Непризнанная доля в убытке	—	—
Дивиденды полученные	35.334.420	49.800.396

На 31 декабря 2013 года дивиденды к получению от ПККИ составили 19.262.694 тысячи тенге (в 2012 году: 34.820.940 тысяч тенге).

Для всех вышеперечисленных существенных совместных предприятий и ассоциированных компаний отсутствуют рыночные котировки акций, в связи с чем Группа не раскрывает информации о справедливой стоимости данных инвестиций.

Ниже представлена обобщенная финансовая информация об индивидуально несущественных совместных предприятиях (пропорциональная доля участия Группы):

В тысячах тенге	2013	2012
Долгосрочные активы	921.653.040	741.122.817
Текущие активы	114.478.077	82.375.216
Долгосрочные обязательства	(843.632.814)	(674.548.804)
Текущие обязательства	(71.014.982)	(63.486.601)
Текущая стоимость инвестиций по состоянию на 31 декабря	121.483.321	85.462.628
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	30.838.934	13.220.005
Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности	—	—
Прочий совокупный доход / (убыток)	790.160	(50.889)
Общий совокупный доход	31.629.094	13.169.116

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация об индивидуально несущественных ассоциированных компаниях (пропорциональная доля участия Группы):

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
Долгосрочные активы	23.954.516	22.889.248
Текущие активы	3.626.698	2.542.153
Долгосрочные обязательства	(113.979)	(395.921)
Текущие обязательства	(2.933.246)	(1.743.043)
Текущая стоимость инвестиций по состоянию на 31 декабря	24.533.989	23.292.437
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	930.101	529.997
Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности	—	—
Прочий совокупный доход	630.539	385.463
Общий совокупный доход	1.560.640	915.460

13. ВЕКСЕЛЬ К ПОЛУЧЕНИЮ ОТ УЧАСТНИКА СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

В 2007 году Группа приобрела 50%-ую долю в совместном предприятии CITIC Canada Energy Limited (далее «CCEL»), инвестиции которого вложены в добычу нефти и природного газа в Западном Казахстане у «State Alliance Holdings Limited», холдинговой компании, принадлежащей CITIC Group (далее «CITIC»), компании, котируемой на фондовой бирже Гонконга.

CCEL обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время РД КМГ приняла на себя обязательство выплачивать CITIC любые дивиденды, полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 536,3 миллиона долларов США (82.381.043 тысячи тенге) на 31 декабря 2013 года (в 2012 году: 572,3 миллионов долларов США или 86.273.195 тысяч тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли РД КМГ в первоначальной цене приобретения, профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. РД КМГ не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от CCEL. Соответственно, РД КМГ признает в своем 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. Текущая стоимость этой дебиторской задолженности составила 110,9 миллионов долларов США (17.191.569 тысяч тенге) на 31 декабря 2013 года (в 2012 году: 119,7 миллионов долларов США или 18.221.759 тысяч тенге).

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

17 ноября 2008 года ежегодный гарантированный платеж был увеличен с 26,2 миллионов долларов США (3.147.406 тысяч тенге) до 26,9 миллионов долларов США (3.231.497 тысяч тенге), уплачиваемый двумя равными платежами не позднее 12 июня и 12 декабря. После заключения данного соглашения эффективная ставка вознаграждения по дебиторской задолженности составляет 15% в год.

Чистые активы CCEL равны нулю, так как CCEL обязан распределять всю прибыль своим участникам и, соответственно, классифицирует всю распределяемую прибыль в качестве обязательства.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
Материалы и запасы	92.901.09;	86.918.791
Нефтепродукты	66.798.12;	64.654.236
Сырая нефть	49.514.26;	50.716.508
Продукты переработки газа	8.213.24;	12.865.282
Минус: резерв на неликвидные и устаревшие ТМЗ	(13.084.677)	(11.873.544)
	204.342.04;	203.281.273

15. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
Предоплата и расходы будущих периодов	22.798.266	35.401.526
Налоги к получению	18.139.829	19.805.144
Прочие текущие активы	47.329.519	87.377.051
Минус: резерв по сомнительным долгам	(14.182.876)	(11.997.533)
Итого прочие текущие активы	74.084.738	130.586.188
Торговая дебиторская задолженность	311.156.649	238.061.651
Минус: резерв по сомнительным долгам	(26.709.602)	(18.774.866)
Торговая дебиторская задолженность	284.447.047	219.286.785

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов по этим активам проценты не начислялись.

По состоянию на 31 декабря 2013 года торговая дебиторская задолженность в размере 91.914.387 тысяч тенге находилась в качестве залогового обеспечения по займам Группы (в 2012 году: 91.444.763 тысячи тенге) (Примечание 19).

Изменения в резерве по сомнительным торговой дебиторской задолженности и прочим текущим активам представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
На 31 декабря 2011 года	17.787.821
Начисления за год	13.539.891
Списано	(225.708)
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(771.845)
Пересчет валюты отчетности	569.919
Восстановлено за счет списания	565.244
Восстановлено	(692.923)
На 31 декабря 2012 года	30.772.399
Начисления за год	6.882.821
Списано	(732.409)
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	-
Пересчет валюты отчетности	1.359.581
Восстановлено за счет списания	5.959.008
Восстановлено	(3.348.922)
На 31 декабря 2013 года	40.892.478

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

15. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ (продолжение)

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

В тысячах тенге	Итого	Не просроченная, не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			<30 дней	30-60 дней	61-90 дней	91-120 дней	>120 дней
2013	284.447.047	241.533.539	17.888.742	14.033.214	2.930.597	1.127.938	6.933.017
2012	219.286.785	187.087.190	13.282.923	11.243.696	1.700.070	1.319.490	4.653.416

16. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	2013	2012
Краткосрочные банковские вклады	809.153.405	633.122.581
Займы связанным сторонам	11.237.901	32.262.570
Минус: резерв по сомнительным займам связанным сторонам	(5.799.179)	(5.807.343)
	814.592.127	659.577.808

В тысячах тенге	2013	2012
Краткосрочные финансовые активы в долларах США	534.303.888	413.047.217
Краткосрочные финансовые активы в тенге	280.048.556	246.339.253
Краткосрочные финансовые активы в других валютах	239.683	191.338
	814.592.127	659.577.808

На 31 декабря 2013 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 2,13% в долларах США, 5,47% в тенге и 0,18% в других валютах, соответственно (в 2012 году: 2,21% в долларах США, 4,06% в тенге и 4,00% в других валютах, соответственно).

На 31 декабря 2013 года краткосрочные банковские вклады в размере 45.080 тысяч тенге, 1.000.000 тысяч тенге и 17.565.916 тысяч тенге были размещены в АО «БТА Банк», АО «Альянс Банк» и АО «Темирбанк», соответственно (в 2012 году: 1.609.964 тысячи тенге и 6.859.971 тысяча тенге в АО «Альянс Банк» и АО «Темирбанк», соответственно) (Примечание 32).

Займы связанным сторонам учитываются по амортизированной стоимости.

Изменения в резерве по сомнительным займам связанным сторонам представлены следующим образом:

В тысячах тенге	Обесценены на индивидуальной основе
На 31 декабря 2011 года	5.808.693
Восстановление списания	(1.350)
На 31 декабря 2012 года	5.807.343
Восстановление списания	(8.164)
На 31 декабря 2013 года	5.799.179

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

17. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах тенге	2013	2012
Срочные вклады в банках – тенге	140.218.188	120.933.758
Текущие счета в банках – тенге	36.660.389	90.815.360
Срочные вклады в банках – доллары США	169.904.989	93.134.773
Текущие счета в банках – доллары США	35.053.982	86.329.779
Срочные вклады в банках – другие валюты	15.080.167	7.982.589
Текущие счета в банках – другие валюты	8.657.778	12.058.545
Кассовая наличность	1.751.273	3.830.647
	407.326.766	415.085.451

Срочные вклады в банках размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах. По состоянию на 31 декабря 2013 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 0,39% в долларах США и 6,32% в тенге, соответственно (в 2012 году: 0,7% в долларах США и 1,95% в тенге, соответственно).

На 31 декабря 2013 года денежные средства и их эквиваленты в размере 15.319 тысяч тенге, 2.687.617 тысяч тенге и 541.271 тысяча тенге были размещены в АО «БТА Банк», АО «Альянс Банк» и АО «Темирбанк», соответственно (в 2012 году: 33.713 тысяч тенге, 6.686.662 тысячи тенге и 84.666 тысячи тенге, соответственно) (Примечание 32).

Денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, по состоянию на 31 декабря 2013 года составили 1.286.330 тысяч тенге.

18. КАПИТАЛ

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных включает:

	На 31 декабря 2011 года	Выпущено в 2012 году	На 31 декабря 2012 года	Выпущено в 2013 году	На 31 декабря 2013 года
Количество выпущенных и оплаченных акций, включая	415.487.527	102.670.272	518.157.79	7.489.977	525.647.77
Номинальной стоимостью 500 тенге	385.787.525	72.663.241	458.450.76	–	458.450.76
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	29.700.000	30.007.029	59.707.02	–	59.707.02
Номинальной стоимостью 838 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	–	1	1	–	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	–	1	1	–	1
Номинальной стоимостью 2.500 тенге	–	–	–	7.489.974	7.489.97
Номинальной стоимостью 2.451 тенге	–	–	–	1	1
Номинальной стоимостью 921 тенге	–	–	–	1	1
Номинальной стоимостью 1.000 тенге	–	–	–	1	1
Уставный капитал (тысяч тенге), включая	341.393.764	186.366.767	527.760.53	18.724.939	546.485.47
Номинальной стоимостью 500 тенге	192.893.762	36.331.620	229.225.38	–	229.225.38
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	148.500.000	150.035.145	298.535.14	–	298.535.14
Номинальной стоимостью 838 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	–	1	1	–	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	–	1	1	–	1
Номинальной стоимостью 2.500 тенге	–	–	–	18.724.935	18.724.93
Номинальной стоимостью 2.451 тенге	–	–	–	2	2
Номинальной стоимостью 921 тенге	–	–	–	1	1
Номинальной стоимостью 1.000 тенге	–	–	–	1	1

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**18. КАПИТАЛ (продолжение)**

В 2012 году Компания объявила о выпуске 106.663.243 простых акций, из них было выпущено и оплачено 102.670.272 простые акции, в том числе 72.663.241 простая акция по цене размещения 500 тенге за одну акцию, одна простая акция по цене размещения 704 тенге за одну акцию, одна простая акция по цене размещения 592 тенге за одну акцию и 30.007.029 простых акций по цене размещения 5.000 тенге за одну акцию, на общую сумму 186.366.767 тысяч тенге. Данные простые акции были оплачены следующим образом: Компания получила газопроводы высокого, среднего и низкого давления и сопутствующие сооружения, расположенные в Мангистауской, Кызыл-Ординской и Южно-Казахстанской областях на общую сумму 30.222.376 тысяч тенге, 2.000.004 тысячи тенге денежными средствами, 100%-ную долю участия в АО Аркагаз на общую сумму 4.109.246 тысяч тенге и 50%-ную долю участия в ТОО КМГ Карачаганак на общую сумму 150.035.141 тысяча тенге.

На 31 декабря 2012 года количество объявленных, но не выпущенных простых акций составило 3.992.971 штук. Данные акции были выпущены и оплачены в 2013 году, в том числе 3.992.970 простых акций по цене размещения 2.500 тенге за одну акцию и 1 акция по цене размещения 1.000 тенге.

Также, в 2013 году Компания объявила о выпуске 327.408.826 простых акций, из них было выпущено и оплачено 3.497.006 простых акций, в том числе 3.497.004 простые акции по цене размещения 2.500 тенге за одну акцию, 1 простая акция по цене размещения 2.451 тенге за одну акцию и 1 простая акция по цене размещения 921 тенге за одну акцию.

В оплату данных простых акций были переданы газопроводы высокого, среднего и низкого давления и сопутствующие сооружения, расположенные в Западно-Казахстанской, Жамбыльской и Актыубинской областях на общую сумму 9.808.038 тысяч тенге, и денежные средства, ограниченные в использовании, на сумму 8.916.901 тысяча тенге.

На 31 декабря 2013 года количество объявленных, но не выпущенных простых акций составило 323.911.820 штук.

Операции с Материнской Компанией

В 2012 году Группа признала дополнительно оплаченный капитал в сумме 4.688.102 тысячи тенге, который представляет собой справедливую стоимость газопровода, переданного Материнской Компанией в обмен на 5,615% долю в АО «Самрук-Энерго» с балансовой стоимостью доли, равной нулю.

В 2013 году Группа получила оставшуюся часть газопроводов со справедливой стоимостью равной 583.154 тысячам тенге, которая была признана как дополнительно оплаченный капитал в консолидированном отчете об изменениях в капитале за год, закончившийся 31 декабря 2013 года.

Распределения Материнской Компании

В 2012 году Группа создала обязательства по передаче Северо-Каспийской экологической базы реагирования на разливы нефти (далее «СКЭБР») в ведение Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан в сумме 13.537.062 тысячи тенге и отразила его как распределение Материнской Компании.

27 июня 2013 года Межведомственная комиссия по развитию нефтегазовой и энергетической отраслей приняла решение оставить СКЭБР у Группы. На основании этого Группа отсторнировала признанное в 2012 году распределение Материнской Компании в размере 13.537.062 тысячи тенге.

В 2013 году Группа увеличила резерв на реконструкцию Выставочного Центра в Москве на 3.432.971 тысячу тенге (в 2012 году: 2.451.225 тысяч тенге) и резерв в отношении затрат, которые будут понесены на строительство Музея Истории в сумме 23.551.297 тысяч тенге (в 2012 году: 5.179.475 тысяч тенге), и соответственно, отразила их как распределение Материнской Компании (*Примечание 21*).

В 2012 году уменьшение в нераспределенной прибыли на 637.832 тысячи тенге представляло собой прочие распределения Материнской Компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. КАПИТАЛ (продолжение)

Распределения Материнской Компании (продолжение)

Согласно плана развития Щучинско – Боровской курортной зоны, утвержденного Правительством, Материнская Компания обязала Группу построить гольф-клуб в данной курортной зоне. Стоимость строительства и возмещаемая стоимость данного проекта были оценены на сумму 19.573.482 тысячи тенге и 6.252.494 тысячи тенге, соответственно. Разница между сметной стоимостью строительства и возмещаемой стоимостью в сумме 13.320.988 тысяч тенге была отражена как распределение Материнской Компании в консолидированном отчете об изменениях в капитале за год, закончившийся 31 декабря 2013 года (Примечание 21).

По распоряжению Акционера Группа выделила спонсорскую помощь для финансирования строительства климато-гризевого санатория на побережье озера Балхаш. В результате Группа признала распределение Материнской Компании в размере 2.554.420 тысяч тенге.

Дивиденды

В 2013 году Группа объявила дивиденды своему Акционеру в размере 75,19 тенге за простую акцию на общую сумму 38.961.363 тысячи тенге (в 2012 году: 293,35 тенге за простую акцию на общую сумму 143.201.087 тысяч тенге).

В 2013 году Группа объявила дивиденды на сумму 40.591.057 тысяч тенге, 2.884.768 тысяч тенге и 101.319 тысяч тенге держателям неконтрольной доли участия в РД КМГ, КТО и прочих дочерних организациях, соответственно (в 2012 году: 34.224.235 тысяч тенге и 97.965 тысяч тенге держателям неконтрольной доли участия в РД КМГ и прочих дочерних организациях, соответственно).

Резерв от пересчета валюты отчетности

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

Неконтрольная доля участия

Ниже представлена информация о дочерних организациях, в которых Группа имеет существенные неконтрольные доли участия.

	Страна регистрации и осуществления деятельности	2013		2012	
		Доля	Текущая стоимость	Доля	Текущая стоимость
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Казахстан	36,78%	504.354.642	36,79%	492.114.355
АО «КазТрансОйл»	Казахстан	10,00%	34.452.183	10,00%	29.178.181
Rompetrol Rafinare S.A.	Румыния	45,37%	24.470.078	45,37%	35.096.905
Rompetrol Downstream S.R.L.	Румыния	45,37%	20.437.441	45,37%	21.546.420
Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Румыния	45,37%	7.460.843	45,37%	8.417.269
Rompetrol Vega	Румыния	45,37%	(9.130.586)	45,37%	(9.316.174)
Прочие			4.510.413		4.110.363
			586.555.014		581.147.319

В 2012 году РД КМГ, в соответствии с программой выкупа акций, увеличило количество изъятых из обращения акций в результате выкупа собственных акций (2.205.813 привилегированных акций) на сумму 36.202.658 тысяч тенге. Текущая стоимость выкупленной неконтрольной доли участия составила 42.511.899 тысяч тенге. Разница между уплаченной суммой и текущей стоимостью выкупленной неконтрольной доли участия в размере 6.309.241 тысяча тенге была признана в нераспределенной прибыли.

Как часть программы Народного IPO, 25 декабря 2012 года на КФБ было продано 38.463.559 простых акций АО КазТрансОйл по 725 тенге за акцию на сумму 27.886.080 тысяч тенге, и понесены расходы на консультационные услуги в связи с выпуском акций, в размере 565.717 тысяч тенге. Балансовая стоимость неконтрольной доли участия была признана в результате операции на сумму 29.178.181 тысяча тенге. Разница между поступлениями от выпуска акций и увеличением неконтрольной доли участия в размере 1.857.818 тысяч тенге была признана в составе нераспределенной прибыли.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**18. КАПИТАЛ (продолжение)****Неконтрольная доля участия (продолжение)**

Нижне представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях, в которых имеется существенные неконтрольные доли участия по состоянию на 31 декабря 2013 года и за год закончившийся на эту дату:

В тысячах тенге	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	АО «КазТрансОйл»	Rompetrol Refinare S.A.	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Rompetrol Vega S.R.L.	Rompetrol Downstream S.R.L.
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	666.034.327	319.084.29	182.210.95	4.966.745	10.350.856	55.642.186
Текущие активы	928.790.706	123.617.33	106.060.79	27.428.755	6.486.950	55.337.234
Долгосрочные обязательства	(39.375.707)	(48.560.145	(35.249.655	(1.702.920)	(10.345.787)	(7.486.491)
Текущие обязательства	(184.356.138)	(49.619.641	(199.098.222	(14.248.864)	(26.612.779)	(58.448.759)
Итого капитал	1.371.093.188	344.521.84	53.923.87	16.443.716	(20.120.760)	45.044.170
Приходящийся на:						
Акционера Материнской Компании	866.738.546	310.069.66	29.453.79	8.982.873	(10.990.174)	24.606.729
Неконтрольную долю участия	504.354.642	34.452.18	24.470.07	7.460.843	(9.130.586)	20.437.441
Обобщенный отчет о совокупном доходе						
Доходы от реализованной продукции и оказанных услуг	815.996.549	190.021.67	535.643.03	38.197.105	33.767.079	265.095.196
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	139.147.272	83.489.93	(24.668.944	5.162.988	765.366	(2.342.193)
Итого совокупный доход/(убыток) за год, за вычетом подоходного налога	143.647.070	83.075.46	(24.668.944	5.162.988	765.366	(2.342.193)
Приходящийся на:						
Акционера Материнской Компании	89.984.364	74.916.69	(13.474.441	2.820.437	418.051	(1.279.493)
Неконтрольную долю участия	53.662.706	8.158.77	(11.194.503	2.342.551	347.315	(1.062.700)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольной доли участия	(40.591.057)	(2.884.768	—	—	—	—
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	98.432.000	95.859.01	16.899.86	(19.005.297)	197.769	8.369.280
Инвестиционная деятельность	(22.887.000)	(60.320.044	(17.211.693	21.055.096	(498.226)	(547.059)
Финансовая деятельность	(111.058.000)	(28.847.670	(8.914.296	(2.472.721)	282.505	(4.485.553)
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	(35.513.000)	6.691.30	(9.226.124	(422.922)	(17.952)	3.336.668

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**18. КАПИТАЛ (продолжение)****Неконтрольная доля участия (продолжение)**

Нижне представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях, в которых имеются существенные неконтрольные доли участия по состоянию на 31 декабря 2012 года и за год, закончившийся на эту дату:

	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	АО «КазТрансОйл»	Rompetrol Rafinare S.A.	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Rompetrol Vega	Rompetrol Downstream S.R.L.
<i>В тысячах тенге</i>						
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	631.044.301	289.722.781	192.228.391	27.422.127	10.293.884	66.388.145
Текущие активы	933.055.822	85.867.711	124.276.991	9.915.225	8.488.923	48.834.635
Долгосрочные обязательства	(41.774.664)	(45.784.853)	(37.862.722)	(1.790.640)	(10.176.759)	(7.061.717)
Текущие обязательства	(184.556.287)	(38.023.832)	(201.289.001)	(16.995.031)	(29.135.781)	(60.672.699)
Итого капитал	1.337.769.172	291.781.811	77.353.661	18.551.681	(20.529.733)	47.488.364
Приходящийся на:						
Акционера Материнской Компании	845.654.817	262.603.621	42.256.761	10.134.412	(11.213.559)	25.941.944
Неконтрольную долю участия	492.114.355	29.178.181	35.096.901	8.417.269	(9.316.174)	21.546.420
Обобщенный отчет о совокупном доходе						
Доходы от реализованной продукции и оказанных услуг	797.170.479	142.470.531	533.667.821	36.874.157	40.213.625	245.668.417
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	160.823.176	42.867.401	(21.517.169)	(3.885.210)	(7.646.957)	(7.025.914)
Итого совокупный доход/(убыток) за год, за вычетом подоходного налога	164.477.742	43.359.611	(21.517.169)	(3.885.210)	(7.646.957)	(7.025.914)
Приходящийся на:						
Акционера Материнской Компании	100.818.208	43.359.611	(11.752.907)	(2.122.413)	(4.176.850)	(3.838.116)
Неконтрольную долю участия	63.659.534	—	(9.764.262)	(1.762.797)	(3.470.107)	(3.187.798)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольной доли участия	(34.224.235)	—	—	—	—	—
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	154.879.000	62.907.451	21.536.041	(273.720)	220.711	(14.517.390)
Инвестиционная деятельность	(52.131.000)	(33.095.921)	(25.557.927)	(286.884)	(407.196)	(475.797)
Финансовая деятельность	(154.555.000)	(32.709.878)	21.729.491	1.211.793	(92.045)	13.880.142
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	(51.807.000)	(2.898.343)	17.707.611	651.189	(278.530)	(1.113.045)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ЗАЙМЫ

В тысячах тенге	2013	2012
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	1.638.355.440	1.560.512.307
Средневзвешенные ставки вознаграждения	7,09%	8,01%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	668.787.410	503.135.858
Средневзвешенные ставки вознаграждения	3,94%	4,89%
	2.307.142.850	2.063.648.165

В тысячах тенге	2013	2012
Займы, выраженные в долларах США	2.033.475.198	1.760.318.824
Займы, выраженные в тенге	237.962.390	265.733.278
Займы, выраженные в евро	33.042.893	36.642.633
Займы, выраженные в других валютах	2.662.369	953.430
	2.307.142.850	2.063.648.165

В тысячах тенге	2013	2012
Текущая часть	301.710.769	469.943.861
Долгосрочная часть	2.005.432.081	1.593.704.304
	2.307.142.850	2.063.648.165

30 октября 2009 года Группа выпустила облигации на КФБ на общую сумму в 120.000.000 тысяч тенге, которые были приобретены АО «Банк Развития Казахстана» (далее «БРК»). Данные облигации учитываются по амортизированной стоимости с использованием эффективной ставки вознаграждения в размере 8,96%. В течение 2013 года Группа выкупила часть облигаций на общую сумму 16.108.797 тысяч тенге (в 2012 году: 7.937.376 тысяч тенге). По состоянию на 31 декабря 2013 года текущая стоимость задолженности по этим облигациям, включая вознаграждение к уплате, составила 102.042.966 тысяч тенге (в 2012 году: 116.651.114 тысяч тенге) (Примечание 32).

9 ноября 2010 года Группа выпустила на КФБ облигации на сумму 100.000.000 тысяч тенге со сроком обращения до 2017 года. Данные облигации учитываются по амортизированной стоимости с использованием эффективной ставки вознаграждения в размере 7%. По состоянию на 31 декабря 2013 года текущая стоимость облигаций составила 77.126.538 тысяч тенге (в 2012 году: 77.080.876 тысяч тенге). На 31 декабря 2013 года держателями части данных облигаций в размере 10.024.267 тысяч тенге являлись БРК, АО «Темирбанк», АО «Фонд развития предпринимательства «Даму», АО «БТА Банк», связанные стороны Группы (Примечание 32).

«КазМунайГаз Финанс Саб Б.В.», дочерняя организация Кооператив «КазМунайГаз» РКІ U.A., привлёк средства путем выпуска облигаций на Лондонской Фондовой Бирже (далее «ЛФБ») в 2008, 2009 и 2010 годах на общую сумму 7.303,1 миллионов долларов США. В ноябре 2010 года Компания зарегистрировалась в качестве эмитента по вышеуказанным облигациям на общую сумму 7.300 миллионов долларов США на ЛФБ. По состоянию на 31 декабря 2013 года текущая стоимость задолженности по данным облигациям, включая вознаграждение к уплате, составила 904.830.899 тысяч тенге (в 2012 году: 1.096.619.184 тысячи тенге).

В 2011 году «Интергаз Файнанс Б.В.», дочерняя организация АО «КазТрансГаз» привлёк средства путем выпуска облигаций на ЛФБ на общую сумму 540 миллионов долларов США со сроком погашения в мае 2017 года. По состоянию на 31 декабря 2013 года текущая стоимость задолженности по данным облигациям, включая вознаграждение к уплате, составила 82.527.839 тысяч тенге (в 2012 году: 80.870.349 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**19. ЗАЙМЫ (продолжение)**

В июне 2012 года в целях приобретения 5%-ной доли участия в Карачаганакском ОСРП, посредством приобретения 50% в ТОО «КМГ Карачаганак» (бывший «КУДОСРП»), был заключен Договор займа между Группой и Аджип Карачаганак Б.В., БиДжи Карачаганак Лимитед, Шеврон Интернэшнл Петролеум Компани, Лукойл Оверсиз Карачаганак Б.В. (далее «Консорциум») на сумму 1 миллиард долларов США с годовой ставкой вознаграждения 1.25 ставки ЛИБОР плюс 3%, погашение которого производится равными платежами ежемесячно в течение трех лет за счет поступления денежных средств по Карачаганакскому ОСРП. По данному Договору Группа приняла на себя обязательство предоставить обеспечение по займу посредством залога 5%-ной доли участия в Карачаганакском ОСРП в пользу Консорциума. Акционер также выдал гарантию по данному займу. По состоянию на 31 декабря 2013 года балансовая стоимость займа, включая вознаграждение к уплате, составила 81.293.206 тысяч тенге (в 2012 году: 130.193.957 тысяч тенге).

В 2010 и 2012 годах ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод», дочерняя организация КМГ ПМ (далее «АНПЗ»), заключило соглашение о предоставлении кредитной линии на сумму 1.315.642 тысячи долларов США с БРК. Данная кредитная линия используется для финансирования строительства комплекса по производству ароматических углеводородов. В течение 2013 года АНПЗ получил 227.544 тысячи долларов США (эквивалентно 34.597.470 тысяч тенге) (в 2012 году: 217.957 тысяч долларов США, эквивалентно 32.689.859 тысяч тенге). По состоянию на 31 декабря 2013 года задолженность Группы по основному долгу и начисленному вознаграждению в рамках данной кредитной линии составила 156.348.705 тысяч тенге и 3.735.698 тысяч тенге, соответственно (в 2012 году: 120.340.897 тысяч тенге и 1.616.090 тысяч тенге, соответственно) (Примечание 32). Основные средства Группы на сумму 210.787.854 тысячи тенге (в 2012 году: 131.081.946 тысяч тенге) заложены в качестве обеспечения кредитной линии от БРК.

В течение 2012 года TRG заключил кредитное соглашение с несколькими банками (JP Morgan, Citibank, Unicredit и RBS) на общую сумму 250.000 тысяч долларов США (эквивалентно 37.277.500 тысяч тенге). По состоянию на 31 декабря 2013 года основной долг и начисленное вознаграждение по данному займу составили 38.738.360 тысяч тенге (в 2012 году: 38.040.409 тысяч тенге).

30 апреля 2013 года Группа выпустила облигации на ЛФБ на общую сумму 3 миллиарда долларов США (эквивалентно 453.720.000 тысяч тенге по курсу на дату выпуска) в рамках текущей программы выпуска среднесрочных глобальных нот до 10,5 миллиардов долларов США на следующих условиях:

- 2 миллиарда долларов США со ставкой вознаграждения в размере 5,75% со сроком погашения в 2043 году и ценой размещения в 99,293% от номинала;
- 1 миллиард долларов США со ставкой вознаграждения в размере 4,4% со сроком погашения в 2023 году и ценой размещения в 99,6% от номинала.

По облигациям, выпущенным в 2013 году, купон выплачивается на полугодовой основе начиная с 30 октября 2013 года.

По состоянию на 31 декабря 2013 года основной долг и начисленное вознаграждение по данным облигациям составили 461.486.358 тысяч тенге.

В 2013 году Группа заключила договор с банком Natixis, Париж о предоставлении возобновляемой кредитной линии в размере 100 миллионов долларов США. Целевым назначением кредитной линии является финансирование закупа нефти для ПНХЗ. В 2013 году Группа получила сумму 30.690.280 тысяч тенге. По состоянию на 31 декабря 2013 года основной долг и начисленное вознаграждение по данному займу составили 15.393.849 тысяч тенге.

По состоянию на 31 декабря 2013 года имелись займы к погашению партнерам по проектам Жемчужины, Н Блок и Жамбыл на сумму 74.375.200 тысяч тенге (в 2012 году: 54.407.553 тысячи тенге), которые возникли исходя из положений соглашений совместного финансирования. В соответствии с этими положениями, финансирование затрат по проектам осуществляется другими участниками проектов, но не Группой. Затраты, приходящиеся на долю Группы в проектах, учтены как займы к оплате другим участникам. Вознаграждения по займам по проектам Жемчужины, Н Блок и Жамбыл начисляются по ставкам ЛИБОР+1%, ЛИБОР+2,5% и ЛИБОР+1%, соответственно.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

20. К УПЛАТЕ ЗА ПРИОБРЕТЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОЛИ В СЕВЕРО-КАСПИЙСКОМ ПРОЕКТЕ («СКП»)

31 октября 2008 года все участники проекта СКП подписали соглашение, в соответствии с которым все участники проекта, за исключением КМГ Кашаган Б.В. (100% дочерняя организация Группы), согласились частично передать часть своих долей в проекте, на пропорциональной основе, чтобы увеличить долю КМГ Кашаган Б.В. в СКП с 8,33% до 16,81% ретроспективно с 1 января 2008 года. Цена приобретения включает сумму в размере 1,78 миллиардов долларов США и годовое вознаграждение в размере LIBOR плюс 3%. Данная задолженность обеспечена дополнительной приобретенной долей в размере 8,48%. По состоянию на 31 декабря 2013 года амортизированная стоимость этой задолженности составляла 322.329.783 тысячи тенге (в 2012 году: 339.549.990 тысяч тенге). По состоянию на 31 декабря 2013 года текущая стоимость заложенных активов (основные средства и активы по разведке и оценке) составляла 762.280.255 тысяч тенге (в 2012 году: 694.500.483 тысячи тенге).

В соответствии со Вторым Дополнением (далее «ВД») к Соглашению о Разделе Продукции по Северному Каспию («СКСРП») Группа принимает на себя обязательства по дополнительной выплате бонуса добычи в отношении коммерческой добычи на месторождении Кашаган. Группа признала финансовое обязательство на сумму бонуса добычи с использованием наилучшей оценки руководством того, что добыча нефти на месторождении Кашаган начнется до 30 июня 2014 года. Бонус коммерческого обнаружения выплачивается согласно графику ВД к СКСРП в установленной форме за каждый отсроченный квартал. Первоначальная сумма бонуса в размере 150 миллионов долларов США была уплачена Подрядчиками СКСРП в ноябре 2008 года. За 2013 год Группа выплатила бонус в сумме 20.259 тысяч долларов США (эквивалентно 3.082.002 тысячи тенге).

21. РЕЗЕРВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Обязатель- ство за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
Резерв на 31 декабря 2011 года	27.336.165	27.332.206	22.936.104	45.311.807	122.916.282
Пересчет валюты отчетности	784.107	257.302	2.975	(436.904)	607.480
Изменение в оценке	5.801.030	(1.342.439)	—	(315.899)	4.142.692
Увеличение на сумму дисконта	1.957.837	1.669	—	20.767	1.980.273
Резерв за год	16.726.631	8.144.907	9.784.431	21.069.062	55.725.032
Приобретение доли в Карачаганакском ОСРП (Примечание 5)	7.500.461	—	—	—	7.500.461
Сторнирование неиспользованных сумм	—	(298.376)	(17.095.822)	(2.426.159)	(19.820.357)
Использование резерва	(662.862)	(452.470)	(68.896)	(22.150.855)	(23.335.083)
Резерв на 31 декабря 2012 года	59.443.369	33.642.799	15.558.792	41.071.820	149.716.780
Пересчет валюты отчетности	485.097	307.404	—	126.151	918.652
Изменение в оценке	(8.050.959)	(260.085)	—	—	(8.311.044)
Увеличение на сумму дисконта	2.853.523	1.256.954	—	—	4.110.477
Резерв за год	3.566.400	3.157.325	11.272.666	44.318.922	62.315.313
Сторнирование неиспользованных сумм	(88.388)	(242.343)	(553.223)	(2.208.095)	(3.092.049)
Использование резерва	(1.031.817)	(1.022.517)	(6.048.106)	(10.964.768)	(19.067.208)
Резерв на 31 декабря 2013 года	57.177.225	36.839.537	20.230.129	72.344.030	186.590.921

По состоянию на 31 декабря 2013 года прочие резервы включали резерв на строительство Музея Истории в размере 19.875.351 тысяча тенге (в 2012 году: 6.349.501 тысяча тенге), резерв по обязательствам по выплатам работникам в размере 22.127.176 тысяч тенге (в 2012 году: 19.658.654 тысячи тенге), резерв на реконструкцию Выставочного Центра в размере 9.195.613 тысяч тенге (в 2012 году: 6.191.005 тысяч тенге), резерв на строительство гольф клуба в размере 13.320.988 тысяч тенге (в 2012 году: нуль).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

21. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

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

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2012 года, КТО имеет юридическое обязательство по ликвидации магистрального трубопровода (нефтепровода) после окончания его эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель. В связи с этим в 2012 году руководство Группы начислило резерв под обязательства по выбытию долгосрочных активов на сумму 15.084.384 тысячи тенге.

Текущая и долгосрочная часть резервов разделена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Обязатель- ства за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
На 31 декабря 2013 года					
Текущая часть	1.160.568	6.941.759	20.230.129	43.673.650	72.006.106
Долгосрочная часть	56.016.657	29.897.778	—	28.670.380	114.584.815
Резерв на 31 декабря 2013 года	57.177.225	36.839.537	20.230.129	72.344.030	186.590.921
На 31 декабря 2012 года					
Текущая часть	971.466	3.489.231	15.558.792	14.579.473	34.598.962
Долгосрочная часть	58.471.903	30.153.568	—	26.492.347	115.117.818
Резерв на 31 декабря 2012 года	59.443.369	33.642.799	15.558.792	41.071.820	149.716.780

Описание значительных резервов, включая использованные существенные оценки и допущения, включено в *Примечание 4*.

22. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
Авансы полученные	38.470.634	31.214.807
Задолженность перед работниками	29.962.274	25.917.030
Прочие	50.764.773	60.609.020
Итого прочих текущих обязательств	119.197.681	117.740.857
Торговая кредиторская задолженность	246.359.108	227.115.792

Торговая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах на 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
В тенге	118.592.184	95.226.067
В долларах США	86.783.184	86.573.645
В евро	19.414.475	19.473.742
В иной валюте	21.569.265	25.842.338
Итого	246.359.108	227.115.792

На 31 декабря 2013 и 2012 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

23. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
Рентный налог на экспорт сырой нефти	38.273.745	38.775.752
Налог на добычу полезных ископаемых	23.008.726	11.644.041
Акцизный налог	14.086.448	10.563.717
НДС	12.405.653	24.421.260
Специальный фонд на нефтепродукты	1.300.616	1.237.425
Прочие	20.568.209	22.792.812
	109.643.397	109.435.007

24. ДОХОДЫ ОТ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
Реализация нефтепродуктов	2.106.494.111	1.984.033.304
Реализация сырой нефти	735.440.540	597.598.338
Оплата за транспортировку	263.386.141	221.792.093
Реализация газа и продуктов переработки газа	229.533.352	210.190.734
Прочий доход	211.157.767	187.872.097
Минус: налоги с продаж и коммерческие скидки	(293.292.796)	(241.068.075)
	3.252.719.115	2.960.418.491

Доходы поступают от основной деятельности Группы, которая преимущественно представляет собой добычу углеводородов и транспортировку нефти и газа на территории Казахстана, а также маркетинг и реализацию нефти, газа и нефтепродуктов в Казахстане, Европе и на Дальнем Востоке.

25. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
Материалы и запасы	1.667.697.294	1.511.873.610
Расходы по заработной плате	205.164.138	190.843.087
Износ, истощение и амортизация	150.733.912	137.048.479
Налог на добычу полезных ископаемых	84.511.125	71.894.037
Электроэнергия	43.456.322	40.672.562
Ремонт и обслуживание	37.409.679	31.455.163
Прочие налоги	33.964.501	16.120.832
Прочее	131.171.955	90.910.343
	2.354.108.926	2.090.818.113

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

26. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
Расходы по заработной плате	55.636.245	55.001.378
Прочие налоги	17.300.869	11.854.281
Износ и амортизация	17.005.594	13.793.293
Консультационные услуги	10.553.304	10.344.516
Благотворительность и спонсорство	8.711.581	15.108.428
Начисленные штрафы и пени	5.594.518	8.926.661
Резервы на обесценение торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активов (Примечание 15)	3.533.899	12.846.968
Резерв на устаревшие и неликвидные ТМЗ	1.355.756	1.586.019
Прочее	43.041.644	33.589.928
	162.733.410	163.051.472

27. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
Рентный налог на экспорт сырой нефти	165.306.665	159.821.524
Таможенная пошлина	59.442.916	43.676.023
Транспортировка	57.008.050	110.787.751
Расходы по заработной плате	17.976.851	14.542.102
Износ и амортизация	12.585.295	12.791.280
Прочее	19.846.190	19.078.146
	332.165.967	360.696.826

28. ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
Процентный доход по банковским вкладам, займам и облигациям	34.712.451	27.564.617
Прочие	7.675.978	1.459.823
	42.388.429	29.024.440

29. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2013	2012
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	131.819.722	124.485.145
Процентные расходы по задолженности за приобретение дополнительной доли в Северо-Каспийском проекте	13.169.787	13.416.172
Амортизация дисконта по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	5.377.217	8.751.637
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов (Примечание 21)	2.853.523	1.957.837
Чистый убыток по производным инструментам	149.045	7.569.210
Прочее	18.374.583	13.003.805
	171.743.877	169.183.806

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. ДОЛЯ В ПРИБЫЛИ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, НЕТТО

В тысячах тенге	2013	2012
ТОО «Тенгизшевройл»	295.907.674	267.829.086
Мангистау Инвестмент БВ	56.518.919	64.635.705
ТОО «КазГерМунай»	43.215.865	38.357.881
«ПетроКазахстан Инк.»	23.746.610	34.564.355
ТОО «КазРосГаз»	22.335.042	40.891.107
ТОО «Казахойл-Актобе»	11.714.677	11.319.959
Доли в прибыли прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	30.078.603	13.488.382
	483.517.390	471.086.475

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2013 года в сумме 52.345.584 тысячи тенге (в 2012 году: 42.555.972 тысячи тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог.

Обязательства по подоходному налогу на 31 декабря 2013 года в сумме 55.365.055 тысяч тенге (в 2012 году: 48.103.198 тысяч тенге) представляют собой в основном корпоративный подоходный налог.

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

В тысячах тенге	2013	2012
Текущий подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	125.124.310	123.816.147
Налог на сверхприбыль	8.475.272	31.138.908
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	52.364.064	40.164.384
Отсроченный подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	(4.771.039)	(18.397.961)
Налог на сверхприбыль	5.126.050	(3.785.659)
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	7.077.272	4.194.881
Расходы по подоходному налогу	193.395.929	177.130.700

В соответствии с изменениями 2006 года в налоговом законодательстве, вступившими в силу 1 января 2007 года, дивиденды, полученные от Казахстанских налогоплательщиков, не подлежат налогообложению налогом у источника выплаты. Следуя этим изменениям в налоговом законодательстве, в 2006 году Группа сторнировала обязательства по отсроченному налогу на нераспределенную прибыль от дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний, зарегистрированных в Республике Казахстан, которые были признаны в прошлые годы. Однако, в течение 2007-2013 годов Группа получала дивиденды от ТОО «Тенгизшевройл» (20% совместное предприятие Группы, Казахстанский налогоплательщик) за вычетом 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 на дивиденды, но не смогла убедить ТОО «Тенгизшевройл» и налоговые органы в том, что налог не должен удерживаться. Соответственно, руководство Группы решило признать обязательство по отсроченному 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

(продолжение)

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от прибыли до учета подоходного налога по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2013 и 2012 годах) к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

В тысячах тенге	2013	2012
Прибыль до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности	681.706.826	589.925.754
Прибыль до учета подоходного налога от прекращенной деятельности	331.290	611.161
Ставка подоходного налога	20%	20%
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	136.407.623	118.107.383
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, необлагаемая или налогооблагаемая по другим ставкам	(52.317.327)	(54.042.932)
Прочие необлагаемые доходы и расходы, не идущие на вычет	38.365.120	46.376.624
Прочие эффекты		
Налог на сверхприбыль	13.601.322	27.353.249
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	15.929.183	13.693.093
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	41.410.008	25.626.339
	193.395.929	177.113.756
Расходы по подоходному налогу, представленные в консолидированном отчете о совокупном доходе	193.395.929	177.130.700
Экономия по подоходному налогу, относящаяся к прекращенной деятельности	—	(16.944)
	193.395.929	177.113.756

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

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

<i>В тысячах тенге</i>	2013 год Корпоративный подоходный налог	2013 год Налог на сверхприбыль	2013 год Налог у источника	2013 год Итого	2012 год Корпоративный подоходный налог	2012 год Налог на сверхприбыль	2012 год Налог у источника	2012 год Итого
Активы по отсроченному налогу								
Основные средства	6.532.029	(1.902.196)	-	4.629.833	15.159.014	2.419.596	-	17.578.610
Перенесенные налоговые убытки	119.380.195	-	-	119.380.195	78.811.700	-	-	78.811.700
Начисленные обязательства в отношении работников	5.555.784	95.878	-	5.651.662	3.325.422	364.807	-	3.690.229
Обесценение финансовых активов	1.126.436	-	-	1.126.436	-	-	-	-
Обязательство за загрязнение окружающей среды	88.164	-	-	88.164	70.739	-	-	70.739
Прочие	31.864.745	1.405.909	-	33.270.654	23.986.837	3.884.607	-	27.871.444
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(121.422.148)	-	-	(121.422.148)	(80.012.140)	-	-	(80.012.140)
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(12.720.480)	(315.782)	-	(13.036.262)	(12.623.623)	(1.219.611)	-	(13.843.234)
Активы по отсроченному налогу	30.404.725	(716.191)	-	29.688.534	28.717.949	5.449.399	-	34.167.348
Обязательства по отсроченному налогу								
Основные средства	122.728.199	1.090.314	-	123.818.513	124.034.386	3.033.683	-	127.068.069
Нераспределенная прибыль совместного предприятия	-	-	46.782.115	46.782.115	-	-	39.704.843	39.704.843
Прочее	426.724	-	-	426.724	1.616.751	-	-	1.616.751
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(12.720.480)	(315.782)	-	(13.036.262)	(12.623.623)	(1.219.611)	-	(13.843.234)
Обязательства по отсроченному налогу	110.434.443	774.532	46.782.115	157.991.090	113.027.514	1.814.072	39.704.843	154.546.429
Чистые обязательства / (активы) по отсроченному налогу	80.029.718	1.490.723	46.782.115	128.302.556	84.309.565	(3.635.327)	39.704.843	120.379.081

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

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

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объем контрактов на недропользование. Актив по отсроченному налогу признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемой прибыли, относительно которой актив может быть использован. Активы по отсроченному налогу уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы. На 31 декабря 2013 года непризнанные активы по отсроченному налогу в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 121.422.148 тысяч тенге (в 2012 году: 80.012.140 тысяч тенге).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2013 года истекают в течение 10 (десяти) лет с момента возникновения для целей налогообложения.

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

В тысячах тенге	2013 год		2013 год		2013 год		2012 год		2012 год		2012 год Итого
	Корпоративный подоходный налог	сверхприбыль	Налог на источника	Итого	Корпоративный подоходный налог	сверхприбыль	Налог на источника				
Обязательство/(актив) по отсроченному налогу на 1 января	84.309.565	(3.635.327)	39.704.843	120.379.081	103.324.139	150.332	35.509.962	138.984.433			
Пересчет валюты отчетности	912.378	-	-	912.378	(76.073)	-	-	(76.073)			
Прекращенная деятельность (Примечание 6)	-	-	-	-	(540.540)	-	-	(540.540)			
Отражено в консолидированном отчете о совокупном доходе	(5.192.225)	5.126.050	7.077.272	7.011.097	(18.397.961)	(3.785.659)	4.194.881	(17.988.739)			
Обязательство/(актив) по отсроченному налогу на 31 декабря	80.029.718	1.490.723	46.782.115	128.302.556	84.309.565	(3.635.327)	39.704.843	120.379.081			

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. 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 сальдо по сделкам, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов:

В тысячах тенге		Задолжен- ность связанных сторон	Задолжен- ность связанным сторонам	Деньги и вклады на счетах связанных сторон (Примечания 11, 16 и 17)	Задолжен- ность по займам связанным сторонам (Примечание 19)
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	2013	47.859.637	782.487	28.346.122	7.027.531
	2012	47.594.452	784.243	15.322.862	259.891.388
Ассоциированные компании	2013	42.390.553	1.941.683	—	—
	2012	55.542.866	1.321.554	—	—
Прочие связанные стороны	2013	—	—	1.025.970	278.318.367
	2012	—	—	—	—
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2013	42.163.076	30.635.788	—	—
	2012	53.889.492	38.836.399	—	—

Задолженность связанных сторон

По состоянию на 31 декабря 2013 года задолженность связанных сторон включала облигации к получению от Материнской компании, с балансовой стоимостью 41.362.676 тысяч тенге (в 2012 году: 41.165.575 тысяч тенге). Данные облигации подлежат к оплате в 2044 году и ставка купона по ним составляет 4% годовых.

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов задолженность ассоциированных компаний включает дивиденды к получению от ПКИ в сумме 19.262.694 тысячи тенге (в 2012 году: 34.820.940 тысяч тенге) и вексель к получению от ассоциированной компании Каспийского Трубопроводного Консорциума, в сумме 22.411.853 тысячи тенге (в 2012 году: 20.721.926 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов задолженность совместных предприятий в основном включает торговую дебиторскую задолженность от обычной деятельности и займы к получению, представленные в составе долгосрочных и краткосрочных займов к получению в консолидированном отчете о финансовом положении.

Задолженность связанным сторонам

По состоянию на 31 декабря 2013 года задолженность совместным предприятиям включала торговую кредиторскую задолженность перед ТОО «Казахойл Актобе», ТОО «Азиатский Газопровод» и АО «Мангистаумунайгаз» на сумму 11.405.648 тысяч тенге, 4.474.917 тысяч тенге и 5.795.937 тысяч тенге, соответственно (в 2012 году: 7.432.789 тысяч тенге, 18.649.497 тысяч тенге и 5.755.253 тысячи тенге, соответственно).

Деньги и вклады на счетах связанных сторон

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов АО «Альянс Банк», АО «БТА Банк» и АО «Темирбанк» контролировались Самрук-Казына. Соответственно, денежные средства и их эквиваленты на текущих счетах и вклады, размещенные в данных банках, представляют сальдо по сделкам со связанными сторонами.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Задолженность по займам связанным сторонам

По состоянию на 31 декабря 2013 года, займы, полученные от связанных сторон, включали займы, полученные от Материнской Компании с балансовой стоимостью 6.881.519 тысяч тенге с процентной ставкой 7,99% годовых (в 2012 году: 6.593.777 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2013 года, займы полученные, от связанных сторон, включали облигации и займы, полученные от БРК, с балансовой стоимостью 274.184.930 тысяч тенге (в 2012 году: 248.152.239 тысяч тенге) (Примечание 19).

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами в течение 2013 и 2012 годов:

<i>В тысячах тенге</i>		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Вознаграж- дение от связанных сторон	Вознаграж- дение связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	2013	38.718.226	29.831.974	5.571.239	563.264
	2012	46.727.806	26.164.521	9.162.905	12.193.687
Ассоциированные компании	2013	11.982.106	2.455.162	—	—
	2012	63.947.312	66	405.902	529.342
Прочие связанные стороны	2013	37.884	163.640	—	9.802.083
	2012	—	—	—	—
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2013	181.133.773	166.989.590	5.715.592	4.383.308
	2012	315.394.718	176.344.402	3.182.110	1.412.361

Приобретения у компаний, входящих в Самрук-Казына, у прочих предприятий, контролируемых государством, и у совместных предприятий, представлены в основном операциями Группы с АО «НК Казахстан Темир Жолы» (железнодорожные перевозки), АО «Казакхтелеком» (услуги связи), АО «НАК Казатомпром» (энергия), АО «КЕГОК» (электричество), АО «Казпочта» (почтовые услуги) и АО «Самрук-Энерго» (электричество). Также, Группа продает и покупает продукты нефти и газа, а также оказывает услуги по транспортировке компаниям, входящим в Самрук-Казына, ассоциированным компаниям и совместным предприятиям.

Вознаграждение ключевому управленческому персоналу

Общая сумма вознаграждения, выплаченная ключевому управленческому персоналу, включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 5.372.294 тысячи тенге и 4.308.944 тысячи тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 годов, соответственно. Вознаграждение, выплаченное ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премиями, основанными на операционных результатах.

33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Группы в основном включают займы, денежные средства, долгосрочные и краткосрочные банковские вклады, дебиторскую задолженность, кредиторскую задолженность и прочие финансовые активы и обязательства. Группа подвержена риску изменения процентной ставки, валютному риску, кредитному риску и риску ликвидности. Группа также отслеживает рыночный риск и риск ликвидности, возникающие по всем ее финансовым инструментам.

Рыночный риск

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Рыночный риск (продолжение)

Анализ чувствительности в следующих разделах приведен по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов.

Валютный риск

В результате значительных сумм займов и кредиторской задолженности, выраженных в долларах США, на консолидированный отчет о финансовом положении Группы могут оказать значительное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США. Примерно 66% доходов Группы выражено в долларах США, в то время как 49% себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг выражено в тенге.

Группа проводит политику по управлению валютными рисками в отношении долларов США путем сопоставления выраженных в долларах США финансовых активов с финансовыми обязательствами и / или путем предназначенного хеджирования нефинансовых активов против финансовых обязательств.

В следующей таблице представлена чувствительность прибыли Группы до учета подоходного налога (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 финансовых результатов деятельности Группы.

В тысячах тенге	Увеличение / уменьшение в обменном курсе доллара США	Влияние на прибыль до подоходного налога
2013	+30%	(274.547.604)
	+10%	(89.386.085)
2012	+1,57%	(26.203.450)
	-1,57%	26.203.450

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 учета подоходного налога (вследствие наличия займов с плавающей процентной ставкой) и капитала к возможным изменениям в процентной ставке, при этом все другие параметры приняты величинами постоянными. Существенное влияние на капитал Группы отсутствует.

В тысячах тенге	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на прибыль до подоходного налога
2013 год	+0,03	(987.439)
ЛИБОР	-0,03	987.439
2012 год	+0,05	(548.928)
ЛИБОР	-0,05	548.928

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы все покупатели, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Группы минимален. Максимальный размер риска является текущей стоимостью, как это раскрыто в *Примечании 15*. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

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

В следующей таблице показаны сальдо денежных средств, краткосрочных и долгосрочных вкладов (*Примечания 11, 16 и 17*) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's» и «Fitch».

Банки	Местонахождение	Рейтинг ¹		2013	2012
		2013	2012		
Народный Банк	Казахстан	BB (стабильный)	BB- (стабильный)	312.879.998	328.749.165
Казкоммерцбанк	Казахстан	B2 (отрицательный)	B+ (стабильный)	255.323.932	168.238.877
BNP Paribas	Великобритания	A+ (отрицательный)	A+ (отрицательный)	82.581.066	79.531.603
HSBC Казахстан	Великобритания	BB+ (стабильный)	AA- (стабильный)	29.533.549	75.062.011
Дойче Банк	Нидерланды и Великобритания	A (стабильный)	A+ (отрицательный)	112.656.657	72.117.709
АТФ Банк	Казахстан	BBB (отрицательный)	BBB (отрицательный)	55.113.895	49.001.255
ING Bank	Нидерланды	A (стабильный)	A+ (стабильный)	71.087.600	48.701.109
Ситибанк	Казахстан	A (стабильный)	A (отрицательный)	44.422.490	34.758.912
Ситибанк	Великобритания	A (стабильный)	A (отрицательный)	28.612.864	21.992.597
RBS Казахстан	Казахстан	A- (отрицательный)	A (стабильный)	5.137.852	14.754.244
Credit Suisse	Британские Виргинские острова	A (стабильный)	A (отрицательный)	8.205.790	12.366.246
HSBC	Казахстан	BBB (стабильный)	BBB (стабильный)	14.134.588	9.245.191
Банк Центр Кредит	Казахстан	B+ (стабильный)	B+ (стабильный)	34.084.225	7.141.721
КазИнвестБанк	Казахстан	B- (стабильный)	B- (отрицательный)	6.588.679	4.907.507
Сбербанк России	Казахстан	B- (стабильный)	BBB- (стабильный)	48.687.946	3.654.524
Евразийский Банк	Казахстан	BBB (стабильный)	B+ (стабильный)	50.856.342	3.833.031
Цесна Банк	Казахстан	B (стабильный)	B (стабильный)	47.366.371	23.161.847
Альяс Банк	Казахстан	CCC (отрицательный)	B3 (отрицательный)	10.118.770	8.143.940
Каспийский Банк	Казахстан	BB- (стабильный)	B- (стабильный)	2.331.983	31.278
Прочие банки				78.094.704	84.743.056
				1.297.819.301	1.050.135.823

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

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.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

В тысячах тенге	До востребо- вания	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
На 31 декабря 2013 года						
Займы	49.531.576	90.588.885	274.420.387	1.337.782.238	1.586.834.979	3.339.158.065
К уплате за приобретение дополнительной доли в Северо-Каспийском Проекте	—	—	120.040.849	253.665.875	—	373.706.724
Торговая кредиторская задолженность	89.246.239	116.755.286	39.893.263	464.320	—	246.359.108
	138.777.815	207.344.171	434.354.499	1.591.912.433	1.586.834.979	3.959.223.897
На 31 декабря 2012 года						
Займы	33.343.532	97.572.373	559.409.024	988.871.761	986.711.844	2.665.908.534
К уплате за приобретение дополнительной доли в Северо-Каспийском Проекте	—	760.031	123.506.558	244.051.979	—	368.318.568
Торговая кредиторская задолженность	52.964.583	68.988.334	105.162.875	—	—	227.115.792
	86.308.115	167.320.738	788.078.457	1.232.923.740	986.711.844	3.261.342.894

Управление капиталом

Группа управляет своим капиталом, для того чтобы продолжать придерживаться принципа непрерывной деятельности наряду с максимизацией прибыли 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 19*, и капитала, включающего уставный капитал, дополнительный оплаченный капитал, прочий резервный капитал и нераспределенную прибыль, как это раскрыто в *Примечании 18*.

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

Коэффициент по состоянию на 31 декабря представлен следующим образом:

В тысячах тенге	2013	2012
Займы (<i>Примечание 19</i>)	2.307.142.850	2.063.648.165
К уплате за приобретение дополнительной доли в Северо-Каспийском Проекте (<i>Примечание 20</i>)	322.329.783	339.549.990
Прочие обязательства, составляющие чистую задолженность	1.657.424	1.872.717
Задолженность	2.631.130.057	2.405.070.872
Минус: денежные средства и их эквиваленты и краткосрочные банковские вклады	(1.216.480.171)	(1.048.208.032)
Чистая задолженность	1.414.649.886	1.356.862.840
Чистая капитализация*	4.864.285.786	4.369.251.289
Соотношение чистой задолженности к чистой капитализации	29%	31%

* Чистая капитализация равна чистым обязательствам плюс капиталу, относящемуся к Акционеру Материнской Компании по состоянию на 31 декабря соответствующего года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)****Справедливая стоимость финансовых инструментов**

Балансовая стоимость финансовых инструментов Группы по состоянию на 31 декабря 2013 года и 2012 годов приблизительно сравнима с их справедливой стоимостью, за исключением финансовых инструментов, раскрытых ниже:

	2013			
	Текущая стоимость	Справедливая стоимость		Справедливая стоимость по уровням оценки
		Котировки на активном рынке (Уровень 1)	Значительные наблюдаемые исходные данные (Уровень 2)	Значительные ненаблюдаемые исходные данные (Уровень 3)
<i>В тысячах тенге</i>				
Облигации к получению от Материнской Компании	41.362.676	74.068.954	–	–
Займы с фиксированной процентной ставкой	1.638.355.440	1.854.074.777	–	–
2012				
	Текущая стоимость	Справедливая стоимость		Справедливая стоимость по уровням оценки
		Котировки на активном рынке (Уровень 1)	Значительные наблюдаемые исходные данные (Уровень 2)	Значительные ненаблюдаемые исходные данные (Уровень 3)
<i>В тысячах тенге</i>				
Облигации к получению от Материнской Компании	41.165.575	59.728.271	–	–
Займы с фиксированной процентной ставкой	1.560.512.307	1.593.218.585	–	–

Справедливая стоимость облигаций к получению от Материнской Компании была рассчитана посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по существующим процентным ставкам.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. КОНСОЛИДАЦИЯ

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

Существенные организации	Основная деятельность	Страна регистрации	Доля владения	
			2013	2012
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и дочерние организации	Разведка и добыча	Казахстан	63,22%	63,21%
АО «КазТрансГаз» («КТГ») и дочерние организации	Транспортировка газа	Казахстан	100,00%	100,00%
АО «КазТрансОйл» и дочерние организации	Транспортировка нефти	Казахстан	90,00%	90,00%
АО «КазМунайГаз переработка и маркетинг» и дочерние организации	Переработка и реализация нефтепродуктов	Казахстан	100,00%	100,00%
АО «КазМунайТениз» («КМТ») и дочерние организации	Разведка и добыча	Казахстан	100,00%	100,00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	Сервисные проекты	Казахстан	100,00%	100,00%
«КМГ Кашаган Б.В.» («Кашаган»)	Разведка и добыча	Нидерланды	100,00%	100,00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	Переработка и реализация нефтепродуктов	Нидерланды	100,00%	100,00%
ТОО «Н Оперейтинг Компани»	Разведка и добыча	Казахстан	100,00%	100,00%
ТОО «КМГ Транскаспий»	Сервисные проекты	Казахстан	100,00%	100,00%
«Казахстан Пайплайн Венчурс» и ассоциированная компания	Транспортировка нефти	США	100,00%	100,00%
ТОО «КМГ Карачаганак»	Разведка и добыча	Казахстан	100,00%	100,00%
АО «КазМорТрансФлот»	Транспортировка нефти и строительство	Казахстан	100,00%	100,00%
ТОО «Актаунефтесервис»	Нефтесервисные проекты	Казахстан	100,00%	100,00%

35. 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 21*), руководство считает, что не существует вероятных либо возможных экологических обязательств, которые могут оказать существенное отрицательное влияние на консолидированный отчет о финансовом положении Группы, консолидированный отчет о совокупном доходе и консолидированный отчет о движении денежных средств.

Риск изменения цен на товары

Большая часть доходов Группы генерируется от продажи товаров, в основном, сырой нефти и нефтепродуктов. Исторически цены на данные продукты были непостоянными и значительно менялись в ответ на изменения в предложении и спросе, рыночную неопределенность, деятельность мировой и региональной экономики и цикличности в индустриях.

Цены также подвержены влиянию действий правительства, включая наложение тарифов и импортных пошлин, биржевой спекуляции, увеличении в возможности или избыточного снабжения продуктов Группы на основные рынки. Эти внешние факторы и изменения на рынках осложняют оценку будущих цен.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Риск изменения цен на товары (продолжение)

Существенное или затянувшееся снижение в ценах на товары может значительно и отрицательно повлиять на деятельность Группы, консолидированные финансовые результаты и денежные потоки от операционной деятельности. Группа не хеджирует значительно свою подверженность риску изменения цен на товары.

Вопросы страхования

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

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 5 (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 2013 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2013 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты другим образом в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Контроль по трансфертному ценообразованию

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

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

Из-за неопределенностей, связанных с Казахстанским законом о трансфертном ценообразовании, существует риск того, что позиция налоговых органов может отличаться от позиции Группы, что может привести к дополнительным суммам налогов, штрафов и пени по состоянию на 31 декабря 2013 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2013 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Налоговая проверка РД КМГ**

12 июля 2012 года Налоговый комитет Министерства финансов Республики Казахстан завершил налоговую проверку РД КМГ за 2006-2008 годы. По результатам налоговой проверки, начатой в октябре 2011 года, налоговым органом было произведено доначисление в размере 16.938 миллионов тенге, из которых сумма налога составила 5.800 миллионов тенге, административный штраф составил 7.160 миллионов тенге и пеня за несвоевременную уплату составила 3.978 миллионов тенге. Сумма налоговых доначислений относится, в основном, к перераспределению определенных доходов и расходов по контрактам на недропользование, перераспределению расходов по демереджу по периодам, и корректировке доходов по нормам трансфертного ценообразования.

РД КМГ не согласилось с вышеперечисленными суммами доначислений и обратилось в Налоговый комитет с обжалованием. Руководство считает, что их интерпретация налогового обязательства была корректной. Однако, так как руководство полагает, что исход обжалования является неопределенным и РД КМГ не может быть полностью уверен в успешном исходе обжалования, ввиду двусмысленности различных интерпретаций налогового законодательства и непоследовательности позиций уполномоченных и судебных органов, руководство приняло решение начислить резерв на определенные суммы налоговых доначислений. В течение 2013 года Налоговый комитет провел тематическую налоговую проверку, закончившуюся 10 февраля 2014 года, в результате которой РД КМГ сторнировал резерв по налогам на сумму 1.819 миллионов тенге, состоящий из 811 миллионов тенге суммы основного налога, 405 миллионов тенге суммы штрафа и 603 миллионов тенге суммы пени. По состоянию на 31 декабря 2013 года, оставшийся резерв по налогам составляет 14.625 миллионов тенге, в том числе основная сумма в размере 6.400 миллионов тенге, штрафы в размере 3.411 миллионов тенге и пеня в размере 4.814 миллионов тенге. Руководство полагает, что РД КМГ сможет успешно обжаловать оставшуюся сумму доначислений налога, штрафа и пени.

Налог на добычу полезных ископаемых (РД КМГ)

2 июля 2013 года Налоговый комитет Есильского района г. Астаны предоставил РД КМГ уведомление на сумму 8.785 миллионов тенге за расхождения, выявленные между сведениями в налоговой отчетности по налогу на добычу полезных ископаемых (далее «НДПИ») и данными, предоставленными Министерством нефти и газа Республики Казахстан за период с 2009 по 2012 годы. Причины расхождений заключаются в том, что сведения в налоговой отчетности по НДПИ за 2012 год содержат показатели за период, когда контракты на недропользование принадлежали РД КМГ (т.е. когда РД КМГ осуществляло свою деятельность на контрактной территории на базе производственных филиалов), в то время как информация, предоставленная Министерством нефти и газа Республики Казахстан, включает в себя объемы добычи РД КМГ и ее дочерних организаций, ОМГ и АО «Эмбаунайгаз» в совокупности.

Согласно данным налоговых органов, РД КМГ должно было включить в расчеты ставки НДПИ за 2012 год объемы добычи ОМГ и АО «Эмбаунайгаз», несмотря на то, что в течение 2012 года произошла передача прав на недропользование. Однако, исходя из норм, предусмотренных налоговым законодательством Республики Казахстан, РД КМГ считает, что обязательство по уплате НДПИ должно рассчитываться только за тот период, когда самой РД КМГ принадлежали права на недропользование.

РД КМГ не согласно с вышеуказанным уведомлением и предоставила письменные пояснения своей позиции. Налоговые органы еще не провели налоговую проверку РД КМГ по данному вопросу, следовательно, налоговые начисления не были произведены. Тем не менее, если налоговые органы примут решение о проведении налоговой проверки и дополнительный НДПИ будет начислен, РД КМГ, несомненно, оспорит потенциальное начисление налогов. В связи с тем, что Руководство считает успешное обжалование более вероятным, никаких начислений, связанных с данным вопросом, не было произведено в консолидированной финансовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2013 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Комплексная налоговая проверка АО «ПетроКазахстанКумкольРисорсиз» («ПККР») (РД КМГ)**

В сентябре 2013 года Налоговый департамент инициировал комплексную налоговую проверку ПККР за 2009-2012 годы (100% дочерняя организация ПКИ). 13 января 2014 года Налоговый департамент представил уведомление о выбросах в окружающую среду на 10.665 миллионов тенге и соответствующих пени и штрафах на сумму 8.758 миллионов тенге.

ПККР не согласилось с результатами комплексной налоговой проверки и планирует подать апелляцию в Налоговый комитет Министерства финансов. Руководство ПКИ оценило неблагоприятный результат по этому иску как вероятный и сформировало резерв на 19.423 миллиона тенге в своей консолидированной финансовой отчетности за 2013 год. Доля Группы составляет в нем 6.410 миллионов тенге. Руководство ПКИ считает, что ПККР имеет сильную позицию по любым другим потенциальным искам в результате налоговой проверки за 2009-2012 годы.

Экологическая инспекция ОМГ 2011-2012 (РД КМГ)

25 января 2013 года в ОМГ поступило уведомление от Департамента экологии Мангистауской области об уплате штрафа в государственный бюджет в размере 59.345 миллионов тенге за экологический ущерб. Общая сумма ущерба была установлена по результатам проверки за период с августа 2011 года по ноябрь 2012 года. ОМГ не согласилось с вышеуказанным уведомлением и 26 февраля 2013 года обратилось в Специализированный межрайонный экономический суд Мангистауской области с заявлением о признании акта незаконным и расчетов недостоверными. 7 марта 2013 года Департамент экологии Мангистауской области также подал исковое заявление о принудительном взыскании ущерба в тот же суд.

22 мая 2013 года суд удовлетворил кассационную жалобу ОМГ в полном объеме и отклонил иск Департамента экологии Мангистауской области о принудительной выплате штрафа. 6 июня 2013 года Департамент экологии Мангистауской области подал апелляцию в Апелляционную судебную коллегия по гражданским и административным делам Мангистауского областного суда. 9 июля 2013 года данная апелляция была отклонена Апелляционной судебной коллегией. 23 декабря 2013 года Департамент экологии Мангистауской области подал жалобу в кассационную судебную коллегия Мангистауского областного суда. 12 февраля 2014 года данная жалоба была отклонена кассационной судебной коллегией Мангистауского областного суда. РД КМГ ожидает, что Департамент экологии Мангистауской области подаст последующую апелляцию в Верховный суд Республики Казахстан.

Руководство считает, что ОМГ имеет сильные доводы по этому вопросу, так как инспекция была проведена с нарушениями законодательства Республики Казахстан в отношении процедуры инспекционного процесса, и Департамент экологии по Мангистауской области не имеет надежных доказательств, подтверждающих ущерб окружающей среде, в соответствии с требованиями гражданского процессуального и экологического кодекса Республики Казахстан.

РД КМГ считает, что ОМГ будет продолжать успешно обжаловать результаты проверки и требование об уплате ущерба, нанесенного окружающей среде, и вследствие чего начисление резервов по данному вопросу не производилось по состоянию на 31 декабря 2013 года.

Экологическая проверка ОМГ 2012-2013 (РД КМГ)

24 января 2014 года ОМГ получило уведомление от Департамента экологии Мангистауской области об уплате штрафа в размере 213 миллиарда тенге за экологический ущерб. Итоговая сумма была определена по результатам проверки, которая охватывала период с 2012 по 2013 годы.

В связи с этим, 7 февраля 2014 года ОМГ подала жалобу в судебном порядке на отмену данного штрафа, и определением Специализированного административного суда г. Актау от 21 февраля 2014 года жалоба была удовлетворена в полном объеме в пользу ОМГ. Данное определение суда в апелляционном и кассационном порядке обжалованию не подлежит, но может быть опротестовано прокурором.

Кроме того, 14 февраля 2014 года Департаментом экологии по Мангистауской области предъявлена претензия ОМГ по возмещению ущерба окружающей среде на сумму 327,9 миллиардов тенге. Ранее предъявленная и признанная незаконной судебными органами сумма ущерба в размере более 59.345 миллионов тенге была связана с теми же нарушениями.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Экологический аудит ОМГ 2012-2013 (РД КМГ) (продолжение)**

ОМГ были предприняты соответствующие действия по обжалованию данной претензии. Решением Специализированного межрайонного экономического суда Мангистауской области от 6 марта 2014 года акт о результатах проверки от 15 января 2014 года был признан незаконным.

Учитывая положительные результаты обжалования до настоящего дня, Группа считает, что сможет успешно отстаивать свою позицию и в других судебных инстанциях. Соответственно, Группа не производила начисление резервов по данным вопросам в консолидированной финансовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2013 года.

Экологический аудит АО «Эмбаунайгаз» (РД КМГ)

В июле 2013 года Департамент экологии Атырауской области провел внеплановую проверку, для определения того соответствует ли производственная деятельность АО «Эмбаунайгаз» экологическим требованиям, в том числе требованиям по утилизации попутного газа. Департамент экологии Атырауской области установил, что утилизация газа на трёх месторождениях не соответствует утвержденным планам технологической разработки.

24 сентября 2013 года Специализированный межрайонный экономический суд Атырауской области решил приостановить промышленную разработку данных трех месторождений до устранения нарушений экологических требований и получения положительного заключения государственной экологической экспертизы. 21 октября 2013 года АО «Эмбаунайгаз» обратилось в Атырауский областной суд с апелляционной жалобой об отмене данного решения. 21 ноября 2013 года АО «Эмбаунайгаз» получило положительное заключение государственной экологической проверки от Комитета экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан и 10 декабря 2013 года от Департамента экологии Атырауской области. В результате, судебное разбирательство по этому делу прекращено.

АО «Эмбаунайгаз», сжигание газа в факелах (РД КМГ)

23 января 2014 года АО «Эмбаунайгаз» получило уведомление от Департамента экологии Атырауской области об уплате штрафа в размере 37.150 миллионов тенге за экологический ущерб, вызванный нарушениями экологического законодательства, в том числе сжигание попутного газа в факелах. Итоговая сумма была определена по результатам проверки, которая охватывала период с 2008 по 2013 годы.

Группа не согласна с вышеуказанным предписанием и на сегодняшний день предпринимает соответствующие мероприятия по обжалованию данной уведомления со стороны Департамента экологии Атырауской области. Группа считает, что успешно обжалует требование об уплате ущерба, нанесенного окружающей среде, и вследствие чего, начисление резервов по данному вопросу не производилось по состоянию на 31 декабря 2013 года.

Экологическая проверка Кашаган (КМГ Кашаган Б.В.)

В отношении NCOC Оператора Северо-Каспийского проекта и его агента - Аджип ККО, в период с 12 сентября 2013 года по 7 февраля 2014 года Департаментом экологии Атырауской области была проведена внеплановая проверка по вопросу соблюдения экологического законодательства. По итогам проверки были выпущены акты и протоколы о нарушении экологического законодательства, а также предписания о возмещении экологической оценки ущерба от загрязнения атмосферы выбросами загрязняющих веществ на общую сумму 134,3 миллиардов тенге (доля Группы 22,7 миллиардов тенге).

Руководство NCOC и Аджип ККО не согласно с выводами проверяющего органа, изложенными в актах, и намерено оспорить предъявленные суммы в полном объеме во всех надлежащих инстанциях, поскольку считает, что сжигание газа и эмиссии в окружающую среду были произведены в рамках и на условиях имеющихся разрешений государственных органов. Руководство Группы поддерживает позицию NCOC и Аджип ККО и оценивает риск по данному вопросу как возможный. Вследствие чего, начисление резервов по данному вопросу не производилось по состоянию на 31 декабря 2013 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Экологический аудит АНПЗ (КМГ ПМ)

5 марта 2014 года Департамент экологии Атырауской области выпустил предписания в отношении АНПЗ о возмещении экологической оценки ущерба на сумму 23,7 миллиардов тенге. Департаментом экологии по Атырауской области и областной прокуратурой была проведена совместная проверка АНПЗ, на предмет выявления факта сжигания 693.753 кубометров сырого газа без разрешения регулирующих органов. В результате проверки, АНПЗ обязали выплатить штраф за экологический ущерб, причиненный в результате несанкционированного сжигания газа.

Руководство Группы считает, что требование Департамента экологии было наложено в результате использования в расчете несоответствующих данных. Группа находится в процессе привлечения местных и иностранных экспертов для проведения независимой экспертизы. Руководство Группы считает, что успешно обжалует предписание и оценивает риск, связанный с этим вопросом как возможный, вследствие чего начисление резервов по данному вопросу не производилось по состоянию на 31 декабря 2013 года.

Налоговые обязательства предприятий в Грузии (КТО)

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

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

Экспроприация активов Морского Порта Батуми (МПБ) (КТО)

В соответствии с Соглашением о доверительном управлении МПБ между BTL (ранее – VINL) и Правительством Грузии, Правительство Грузии имеет право на экспроприацию активов МПБ, в случае если МПБ не сможет выполнить свои обязательства по минимальному объёму перевалки в 6 миллиона тонн в год. По состоянию на 31 декабря 2013 года, МПБ не был подвержен риску государственной экспроприации со стороны Правительства Грузии, так как фактические объёмы перевалки через МПБ составили 10.170 миллионов тонн.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Правительство требует от компаний, занимающихся производством сырой нефти и продажей нефтепродуктов в Республике Казахстан, на ежегодной основе поставлять часть продукции для удовлетворения энергетической потребностью внутреннего рынка Казахстана, в основном для поддержания баланса поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке и для поддержки производителей сельскохозяйственной продукции в ходе весенней и осенней посевных кампаний и жатвы.

Цены на нефть на внутреннем рынке Казахстана 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 объём сырой нефти, превышающий объём, 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, консолидированное финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

В 2013 году в соответствии со своими обязательствами Группа поставила 2.898.025 тонн сырой нефти (в 2012 году: 2.936.540 тонн), включая совместные предприятия, на внутренний рынок.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства по контрактам на недропользование

По состоянию на 31 декабря 2013 года Группа имела следующие обязательства в отношении исполнения программ минимальных работ в соответствии с условиями лицензий, соглашений о разделе продукции и контрактов на недропользование, заключенных с Правительством:

Год	Капитальные затраты	Операционные расходы
2014	190.603.548	11.242.000
2015	77.133.480	3.237.000
2016	72.456.904	3.108.000
2017	19.261.379	3.028.000
2018-2024	30.874.673	9.601.000
Итого	390.329.984	30.216.000

Прочие контрактные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2013 года у Группы имелись договорные обязательства по приобретению и строительству основных средств на общую сумму 641 миллиард тенге (в 2012 году: 540 миллиардов тенге), включая совместные предприятия.

Проверка возмещаемости затрат (КМГ Кашаган Б.В.)

В соответствии с основными принципами СКРП Правительство Республики Казахстан передало подрядчикам эксклюзивные права на проведение деятельности в районе недропользования, но не передавало права на данный район недропользования ни в собственность, ни в аренду. Вследствие этого, все объемы извлеченных и переработанных углеводородов (т.е. готовой продукции) являются собственностью государства. Работы осуществляются на основе компенсирования, при этом государство осуществляет выплаты подрядчикам не в денежной форме, а в виде части готовой продукции, тем самым позволяя подрядчикам возместить свои затраты и заработать доходы. Это, так называемое, разделение продукции, т.е. разделение результатов работы, проведенной инвестором.

В соответствии с СКРП, не все затраты, понесенные подрядчиками, могут быть возмещены. Определенные затраты на возмещение должны утверждаться Управляющим Комитетом (далее «УправКом»).

Группа считает, что все возмещаемые затраты классифицированы в соответствии с СКРП, и затраты, определенные как возмещаемые, правомерно подлежат возмещению на 31 декабря 2013 года.

Тем не менее, определенные затраты не были утверждены УправКомом в соответствии с разделами 13 и 14 СКРП. Такие расходы считаются невозмещаемыми затратами для КМГ Кашаган Б.В. до утверждения УправКомом. Продолжаются переговоры с Уполномоченным органом для разрешения этих вопросов.

В результате проверок возмещения затрат за период с 2001 по 2008 годы, расходы на сумму 7.974.680 тысяч долларов США (1.224.991 миллион тенге по курсу на 31 декабря 2013 года) считались невозмещаемыми. Доля Группы в этих затратах составляла 1.340.336 тысяч долларов США (205.889 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2013 года). В результате длительных переговоров между подрядчиками и устранения большинства указанных замечаний, 28 ноября 2011 года Полномочным органом (ТОО «PSA») и подрядчиками была подписана резолюция, согласно которой сумма невозмещаемых затрат была снижена до 2.958.634 тысячи долларов США (454.476 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2013 года), с долей Группы в этих расходах, составляющей 497.249 тысяч долларов США (76.382 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2013 года).

В рамках Соглашения об урегулировании, подписанного 17 мая 2012 года, были проведены дополнительные переговоры, в результате которых сумма невозмещаемых затрат была снижена до 229.900 тысяч долларов США (35.315 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2013 года) с долей Группы 38.639 тысяч долларов США (5.953 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2013 года).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Проверка возмещаемости затрат (КМГ Кашаган Б.В.) (продолжение)**

Проверка возмещаемости затрат за 2009 год была завершена в 2012 году. В результате проведенной проверки затраты в размере 875.000 тысяч долларов США (134.409 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2013 года) были классифицированы как невозмещаемые. Доля Группы в данных затратах составляет 147.060 тысяч долларов США (22.590 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2013 года). Переговоры для решения вопроса в пользу подрядчиков продолжаются.

Проверка возмещаемости затрат за 2010 год была завершена в 2013 году. В результате проведенной проверки первоначально невозмещаемыми затратами была признана сумма в 1.335.537 тысяч долларов США. В результате переговоров и мероприятий, проведенных подрядчиками для устранения замечаний, сумма в 2.083 тысячи долларов США была классифицирована как невозмещаемые затраты, а сумма в 785.101 тысячу долларов США остается неурегулированной. Доля Группы в данных затратах составляет 350 тысяч долларов США и 131.950 тысяч долларов США, соответственно. Переговоры для решения вопроса в пользу подрядчиков продолжаются.

Обязательства по контракту на недропользование (Карачаганакское ОСРП)

ОСРП является объектом периодических проверок со стороны государственных органов касательно выполнения требований контракта 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 ОСРП.

На основании ОСРП, Правительство Республики Казахстан передало эксклюзивные права Компаниям-подрядчикам (далее «КП») на ведение деятельности, в том числе включая право на недропользование, но не передало права собственности или аренды на данное месторождение. Как следствие, все полученные и обработанные углеводороды (т.е. готовый продукт) является собственностью государства. Работа по добыче углеводородов осуществляется на основе компенсации, где государство возмещает деятельность КП в неденежной форме, в виде доли в добытых углеводородах, таким образом позволяя КП возмещать их затраты и зарабатывать доходы.

В соответствии с ОСРП не все затраты, понесенные КП, могут быть возмещены. Будущие затраты на возмещение должны утверждаться Совместным комитетом по управлению.

Уполномоченный орган предоставил акты ревизии возмещаемых затрат за 2010-2011 годы. В настоящий момент между КП по Карачаганакскому ОСРП и Уполномоченным органом, в лице ТОО «PSA», идет обсуждение результатов «Акта ревизии о результатах проверки расчёта возмещаемых затрат Счета Нефтегазовых Операций за 2010 Подрядный год по соглашению о разделе продукции подрядного участка Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения от 18 ноября 1997 года» (далее «Акт ревизии 2010 года»). Согласно вышеуказанному Акту ревизии 2010 года Полномочный орган предъявил претензии по включению в состав возмещаемых затрат за 2010 год сумму в размере 456,866 тысяч долларов США (70,179 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2013 года). При этом КП в качестве невозмещаемых были признаны 8.869 тысяч долларов США (1,362 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2013 года). По результатам 3-го раунда переговоров между КП и Уполномоченным органом (по состоянию на январь 2014 года) сумма потенциального спора/арбитража составила 205.563 тысяч долларов США (31,577 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2013 года).

Согласно Акту ревизии 2011 года Полномочный орган предъявил претензии по включению в состав возмещаемых затрат за 2011 год сумму в размере 200.606 тысяч долларов США. В данный момент результаты рассматриваются КП.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Конвертируемый долговой инструмент и связанные с ним судебные разбирательства (TRG)**

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

В течение первого полугодия 2010 года, в целях увеличения своей доли в Rompetrol Rafinare S.A. Группа осуществила открытое предложение по приобретению долей у всех акционеров. В августе 2010 года Rompetrol Rafinare S.A. увеличила свой уставный капитал путем выпуска новых акций на сумму 329,4 миллионов румынских леев (эквивалентно 78 миллионам евро на дату подписки). TRG подписало на выпуск новых акций и полностью оплатила данный выпуск, таким образом, увеличив свою долю в Rompetrol Rafinare S.A. Rompetrol Rafinare S.A., используя средства, полученные от выпуска акций, погасило 54 миллиона евро (эквивалентно 10.463.778 тысяч тенге) от общей суммы задолженности в 570,3 миллионов евро по конвертируемому долговому инструменту в пользу Румынии. В сентябре 2010 года Rompetrol Rafinare S.A. выплатило последний купон в размере 17 миллионов евро (эквивалентно 3.314.915 тысячам тенге), что привело к нулевому сальдо задолженности долгового компонента по конвертируемому долговому инструменту.

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

В результате данных операций нераспределенная прибыль уменьшилась на 113,467,108 тысяч тенге, а неконтрольная доля участия увеличилась на 103,003,330 тысяч тенге в 2010 году.

В 2010 году Румынское Правительство, в лице Министерства финансов Румынии инициировало судебный иск против решения Rompetrol Rafinare S.A. об увеличении уставного капитала и решения о погашении конвертируемого долгового инструмента частично деньгами, частично выпуском акций.

Трибунал Констанцы отклонил просьбу Румынского Правительства: (а) ввиду некоторых из причин аннулирования, учитывая, что Румынское Правительство не имеет возможности предстать перед судом, утверждая, что не имеет возможности акционера, когда такие акты были приняты, (б) ввиду некоторых из причин аннулирования, учитывая, что они были не обоснованы.

Более того, 17 ноября 2010 года Министерство финансов Румынии издало указ на сумму 2.205.592.436 румынских леев (для целей представления 516,3 миллионов евро, в тенге по курсу на 31 декабря 2010 года – 100.797.249 тысяч тенге), как результат несогласия Румынских властей с решением Группы о частичном погашении инструмента выпуском акций. Rompetrol Rafinare S.A. подало жалобу с прошением об отмене данного указа. В июне 2012 года слушание дела было приостановлено и может быть возобновлено в течении одного года до 6 июня 2013 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Конвертируемый долговой инструмент и связанные с ним судебные разбирательства (TRG) (продолжение)**

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

15 февраля 2013 года Rompetrol Rafinare S.A. и Агентство Государственной Собственности и Приватизации (АГСП), представляющее интересы румынского государства, подписали Меморандум о взаимопонимании, в котором стороны договорились о прекращении разбирательств по вопросу конвертируемых долговых инструментов.

22 января 2014 года, Меморандум о взаимопонимании был утвержден решением Правительства №35/2014, в результате Министерство финансов Румынии было назначено провести все процедуры необходимые для отзыва исков и прекращения всех разбирательств. Меморандум включает следующие основные пункты:

- АГСП реализует, а Группа приобретет акции Rompetrol Rafinare SA в размере 26,6959%, принадлежащие АГСП, за денежное вознаграждение в размере 200 миллионов долларов США;
- Группа будет рассматривать инвестирование 1 миллиарда долларов США в энергетические проекты, связанные с ее основной деятельностью в течении 7 лет;
- Министерство финансов Румынии обязуется отозвать все иски в отношении решения общего собрания акционеров Rompetrol Rafinare S.A., касающихся конвертируемых долговых инструментов и отменит указ о предупредительном наложении ареста на все доли участия Rompetrol Rafinare S.A.

Таким образом, Министерство финансов Румынии должно предпринять все необходимые действия, подготовить документы и процедуры для того чтобы отозвать иски, включая основной иск, по которому следующее слушание должно состояться 24 марта 2014 года.

Судебное разбирательство касательно выбросов углекислого газа (TRG)

28 февраля 2011 года Rompetrol Rafinare S.A. выиграло судебное разбирательство, относящееся к выбросам углекислого газа, которое было инициировано Правительством Румынии. Вследствие, Министерство охраны окружающей среды Румынии предписало румынским уполномоченным органам предоставить Rompetrol Rafinare S.A. дополнительные сертификаты на выбросы углекислого газа в количестве 2,577,938 штук на период с 2008 по 2012 годы. Первое решение, вынесенное Апелляционным судом г. Констанца, было оспорено Министерством охраны окружающей среды и Правительством Румынии, однако апелляционные жалобы были отклонены Верховным судом 30 октября 2012 года, и решение суда первой инстанции стало окончательным.

В соответствии с существующим румынским и европейским законодательством, сертификаты, относящиеся к 2008-2012 годам могут быть также использованы в 2013-2020 годах. Рыночная стоимость сертификата на выбросы углекислого газа по состоянию на декабрь 2013 года составляла 4,5 евро за сертификат.

Ввиду того, что Министерство охраны окружающей среды Румынии и Правительство Румынии не выполнили решение суда в установленные сроки, Rompetrol Rafinare SA возбудило дело на возмещение убытков в сумме 36 миллионов евро против Министерства охраны окружающей среды Румынии и Правительства Румынии, следующее слушание по данному делу было назначено на 10 апреля 2014 года.

Прочие судебные разбирательства, относящиеся к TRG

По состоянию на 31 декабря 2013 года TRG было вовлечено в судебные разбирательства против Совета по защите Конкуренции Румынии и SC Bioromil SRL на общую сумму в 8,6 миллиардов тенге и 5,1 миллиардов тенге, соответственно. На основании мнения юристов TRG, руководство считает, что у Группы имеется прочная основа выиграть указанные судебные процессы, и оценивает риски, относящиеся к этим процессам, как возможные.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Изменения в Договоре Концессии (ИЦА)**

31 мая 2012 года ИЦА получил письмо от Комитета государственного имущества и приватизации (далее «Комитет») Министерства финансов Республики Казахстан о досрочном прекращении Договора Концессии между ИЦА и Правительством по управлению магистральной газотранспортной системой Республики Казахстан с предложением подписать договор доверительного управления до 1 января 2013 года. Ранее прекращение Договора Концессии инициировано Комитетом с будущим намерением передать в собственность ИЦА активы по Договору в 2012 через Материнскую Компанию.

В соответствии с Дополнительным соглашением от 30 июля 2012 года к Договору Концессии ИЦА признал дополнительные расходы по арендным платежам по Договору за 2012 год, подлежащих выплате в 2013 году, в размере разницы между 25% от чистой прибыли ИЦА за 2012 год и фиксированной суммой в размере 2.082.287 тысяч тенге, установленной ранее.

В соответствии с Договором Концессии, до 1 января 2013 года Комитет и ИЦА должны согласовать сумму арендных платежей в отношении 5 (пять) летнего периода, начинающегося с 1 января 2013 года, в пределах от 25% до 40% от чистой прибыли. По состоянию на 31 декабря 2013 года окончательный спектр изменяемых арендных платежей не был согласован. 31 марта 2006 года Республика Казахстан, в лице Министерства Финансов, и ИЦА подписали дополнение (далее «Дополнение») к Концессии Договору. В соответствии с данным Дополнением арендные платежи в отношении периода, начинающегося с 1 января 2008 года, и дополнительного 5 (пять) летнего периода, начинающегося с 1 января 2013 года, будут согласованы в начале каждого периода. В случае если годовые арендные платежи не будут согласованы, ИЦА должно выплачивать фиксированную сумму 2.082.287 тысяч тенге в год. В соответствии с оценкой ИЦА, дополнительный арендный платеж за 2013 год, уплачиваемый в 2014 году, будет согласован в размере разницы между 25% от чистой прибыли ИЦА за 2013 год и ранее установленной фиксированной суммой в 2.082.287 тысяч тенге. Таким образом, дополнительные расходы по Договору Концессии за 2013 год в сумме 1.956.806 тысяч тенге были признаны в консолидированном отчете о совокупном доходе.

До 31 декабря 2005 года ИЦА платило Правительству 10% от чистой прибыли в соответствии с Договором Концессии.

Инвестиционные и прочие обязательства по Договору Концессии (ИЦА)*Инвестиции на улучшение газотранспортных активов*

По условиям Договора Концессии Группа имеет обязательство ежегодно инвестировать 30 миллионов долларов США (4.608.000 тысяч тенге по курсу на 31 декабря 2013 года) на улучшение и ремонт переданных газотранспортных активов и на инвестиции в новые газотранспортные активы. По состоянию на 31 декабря 2013 года Группа имела контрактные обязательства, относящиеся к данному инвестиционному обязательству, на сумму приблизительно 72.700.741 тысячу тенге (в 2012 году: 52.329.902 тысячи тенге).

Данное инвестиционное обязательство зависит от выполнения определенных условий. Одно из них заключается в том, что физический объем транспортируемого газа остается стабильным или увеличивается по сравнению с уровнем 1996 года; следующее заключается в том, что условия контрактов по транспортировке газа с иностранными клиентами останутся такими же благоприятными, какими они были до заключения Договора Концессии. Если тарифы на транспортировку газа и неуплаты со стороны клиентов сделают неосуществимым проведение улучшений и инвестиций, Группа имеет право обратиться в Правительство Республики Казахстан для рассмотрения корректировки внутреннего тарифа или корректировки уровня её обязательств. По состоянию на 31 декабря 2013 года Группа соответствовала данным требованиям.

Роялти (ИЦА)

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 Концессии данный платеж подлежит оплате по Западной системе только после издания постановления Правительства Республики Казахстан или приказа Министерства финансов, уведомляющего клиентов Западной системы об их обязательстве оплатить роялти Группе. На 31 декабря 2013 года такое постановление не было опубликовано. Вследствие неопределенности, связанной с реализацией условий выплаты роялти, Группа до настоящего времени не начисляла роялти своим клиентам.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)**35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Роялти (ИЦА) (продолжение)**

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 заказчикам не будут вменены никакие обязательства по выплате роялти за прошедшие периоды или в будущем.

Кыргызский обвод (ИЦА)

Группа обязана, при соблюдении определенных условий, которые включают возмещение тарифа, разработать и построить кыргызский обвод по стоимости, которая была определена в Договоре Концессии в размере, примерно, 90-100 миллионов долларов США. Данный актив будет передан в собственность Республики Казахстан либо по окончании срока Договора Концессии, либо через 20 лет после завершения, в зависимости 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 Концессии являются неперенным условием начала строительства кыргызского обвода, еще не опубликованы по состоянию на 31 декабря 2013 года.

Правительство Республики Казахстан ежегодно осуществляет проверку выполнения Группы своих обязательств по Договору Концессии, включая выполнение Группой инвестиционных обязательств. Проверка выполнения обязательств по Договору Концессии за 2013 год будет проведена в 2014 году. Руководство считает, что Группа выполняет требования по инвестиционным обязательствам по состоянию на 31 декабря 2013 года.

Обязательства по поставке и приобретению газа (КТГ)

На 31 декабря 2013 года у КТГ имелись договорные обязательства по поставке газа на экспорт на сумму 754.498 тысяч долларов США (115.898.438 тысяч тенге) (в 2012 году: 13.512.026 тысяч тенге). Сумма договорных обязательств по приобретению газа составила 528.200 тысяч долларов США (81.136.802 тысяч тенге).

В соответствии с контрактами на продажу с «Gazprom Schweiz AG» в случае непоставки Месячного контрактного количества природного газа по вине КТГ, Группа должна выплатить штраф в размере 0,01% от стоимости не поставленного объема природного газа. На 31 декабря 2013 и 2012 годов руководство Группы считает, что не существует каких-либо обязательств перед «Gazprom Schweiz AG» в отношении данного положения об ответственности в соответствии с указанным контрактом на продажу.

Обязательства по поставке и приобретению газа (КТГ-Аймак)

На 31 декабря 2013 года договорные обязательства КТГ-Аймак по приобретению газа составили 13.246.218 тысяч тенге (в 2012 году: 3.220.519 тысяч тенге), по продаже газа сумма обязательств составила 3.597.823 тысячи тенге (48.748.088 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**36. 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 четыре основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, транспортировка 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 2013 год:

В тысячах тенге	Разведка и добыча нефти и газа		Транспортировка нефти		Транспортировка газа		Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов		Прочие	Элиминирование	Итого
	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Транспортировка газа	Транспортировка нефти	Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование			
Доход от реализации внешним покупателям	29.141.974	175.731.110	287.371.297	2.669.324.082	91.150.652	—	3.252.719.115				
Доход от реализации другим сегментам	895.270.259	33.142.021	945.892	3.736.918	20.588.878	(953.683.968)	—				
Итого доходов	924.412.233	208.873.131	288.317.189	2.673.061.000	111.739.530	(953.683.968)	3.252.719.115				
Валовая прибыль	602.675.190	91.241.519	78.639.233	158.948.887	10.004.220	(42.898.860)	898.610.189				
Финансовый доход	23.797.011	5.297.069	1.453.037	1.972.448	29.220.022	(19.351.158)	42.388.429				
Финансовые затраты	(24.622.578)	(2.722.023)	(7.307.947)	(14.826.055)	(143.830.830)	21.565.556	(171.743.877)				
Износ, истощение и амортизация	(63.376.963)	(22.520.263)	(23.727.501)	(60.002.281)	(10.995.759)	—	(180.622.767)				
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке, и нематериальных активов, исключая goodwill	(60.043.694)	(316.451)	(679.953)	(1.211.141)	(231.338)	—	(62.482.577)				
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	429.113.313	13.815.015	43.414.989	(3.568.083)	742.156	—	483.517.390				
Расходы по подоходному налогу	(96.458.552)	(18.502.724)	(16.942.779)	(12.483.231)	(49.008.643)	—	(193.395.929)				
Чистая прибыль за год	256.765.127	84.276.215	31.964.075	(6.606.972)	121.513.502	731.240	488.642.187				
Прочая сегментная информация											
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	760.440.794	27.559.409	141.035.226	23.505.336	45.949.411	—	998.490.176				
Капитальные затраты	282.839.692	45.871.312	105.649.010	129.046.404	40.449.510	—	603.855.928				
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(690.968)	(2.551.226)	(7.571.848)	(38.074.635)	(10.887.657)	—	(59.776.334)				
Активы сегмента	4.366.273.188	539.167.807	742.891.231	1.982.339.326	387.696.846	(460.182.558)	7.558.185.840				
Обязательства сегмента	791.452.378	120.401.132	247.331.570	686.328.416	2.133.653.003	(457.171.573)	3.521.994.926				

Элиминации представляют собой исключения внутригрупповых оборотов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**36. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)**

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 2012 год:

В тысячах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним покупателям	10.593.111	138.943.626	261.558.865	2.461.476.519	87.846.370	–	2.960.418.491
Доход от реализации другим сегментам	843.063.187	24.935.333	592.093	213.428.454	20.702.838	(1.102.721.905)	–
Итого доходов	853.656.298	163.878.959	262.150.958	2.674.904.973	108.549.208	(1.102.721.905)	2.960.418.491
Валовая прибыль	585.926.556	54.118.708	64.093.675	183.770.518	16.964.201	(35.273.280)	869.600.378
Финансовый доход	19.660.979	3.353.061	1.293.251	3.119.888	26.342.220	(24.744.959)	29.024.440
Финансовые затраты	(23.296.069)	(2.184.025)	(6.682.834)	(19.103.688)	(142.015.341)	24.098.151	(169.183.806)
Износ, истощение и амортизация	(53.839.524)	(21.085.450)	(21.020.822)	(57.398.673)	(10.288.583)	–	(163.633.052)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке, и нематериальных активов, исключая гудвилл	(77.011.651)	(902.560)	(220.876)	(1.169.860)	(6.040.307)	–	(85.345.254)
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	418.544.189	10.086.921	41.584.577	507.328	363.460	–	471.086.475
Расходы по подоходному налогу	(114.756.549)	(10.358.296)	(11.372.051)	(2.010.959)	(38.632.845)	–	(177.130.700)
Чистая прибыль за год	300.561.882	41.750.563	(73.728.633)	(23.156.593)	169.610.616	(1.614.676)	413.423.159
Прочая сегментная информация							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	680.488.873	36.791.618	137.288.807	29.018.388	10.509.353	–	894.097.039
Капитальные затраты	546.613.842	41.206.879	97.280.228	95.645.704	59.846.126	(2.379.992)	838.212.787
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(3.994.547)	(689.908)	(3.361.481)	(39.800.288)	(607.061)	–	(48.453.285)
Активы сегмента	3.988.886.267	461.461.754	661.797.622	1.955.948.005	312.408.275	(546.780.500)	6.833.721.423
Обязательства сегмента	756.643.626	113.117.992	209.237.824	654.257.515	2.047.865.873	(540.937.175)	3.240.185.655

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ
(продолжение)

37. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ*Девальвация тенге*

11 февраля 2014 года была осуществлена девальвация тенге по отношению к доллару США и прочим основным валютам приблизительно на 20%.

Экспортная таможенная пошлина

Правительство Республики Казахстан планирует повысить таможенную пошлину на экспорт сырой нефти с 60 долларов США за тонну до 80 долларов США за тонну, что должно вступить в силу с 1 апреля 2014 года.

Прочие

17 января 2014 года Компания осуществила частичное погашение задолженности по выпущенным облигациям, держателем которых является БРК. Сумма погашения составила 12.631.666 тысяч тенге, включая вознаграждение в размере 4.396.559 тысяч тенге.

С 1 января 2014 года вступил в силу приказ Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий от 21 ноября 2013 года об увеличении тарифов КТО на перекачку нефти для внутреннего и экспортного рынков.

22 января 2014 года, Меморандум о взаимопонимании был утвержден решением Правительства Румынии, согласно которому Министерству финансов Румынии было назначено проведение процессуальных действий, необходимых для прекращения судебных разбирательств, связанных с конвертируемым долговым инструментом, предъявленных TRG (*Примечание 35*).

В январе-марте 2014 года, КТГ Аймак разместил облигации в сумме 5.826.290 тысяч тенге на KASE. Облигации имеют ставка купона 7,5%, срок погашения 2018 год и имеют ставка доходности 8,2%.

ПНХЗ погасил займы от Natixis, Paris в сумме 18 миллиардов тенге.

ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» получил новый транш в сумме 27 миллиардов тенге от кредитной линии от Банка Китая на 1,8 миллиардов долларов США.