

Наименование организации: АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»

Вид деятельности организации: Холдинговая компания

Организационно-правовая форма: Акционерное Общество

Среднегодовая численность работников: 84.381 чел.

Субъект крупного предпринимательства

Юридический адрес организации: Проспект Кабанбай батыра 19, г. Астана, Республика Казахстан

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС
по состоянию на 31 декабря 2012 года

Форма №1

тысяч тенге

	Код строки	На конец отчетного периода	На начало отчетного периода (Пересчитано)*
АКТИВЫ			
I. КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ			
Денежные средства и их эквиваленты	010	415.085.451	581.952.853
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	011	—	—
Производные финансовые инструменты	012	—	—
Финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки	013	—	—
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	014	—	—
Прочие краткосрочные финансовые активы	015	663.473.112	504.917.146
Краткосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность	016	219.286.785	185.634.794
Текущий подоходный налог	017	42.555.972	30.735.678
Запасы	018	203.281.273	202.852.475
Прочие краткосрочные активы	019	293.070.816	257.632.281
Итого краткосрочных активов (сумма строк с 010 по 019)	100	1.836.753.409	1.763.725.227
Активы (или выбывающие группы), предназначенные для продажи	101	11.221.633	138.459
II. ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ			
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	110	—	—
Производные финансовые инструменты	111	—	—
Финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки	112	—	—
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	113	36.725.575	36.551.537
Прочие долгосрочные финансовые активы	114	54.173.428	114.389.026
Долгосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность	115	—	—
Инвестиции, учитываемые методом долевого участия	116	894.097.039	919.155.435
Инвестиционное имущество	117	—	—
Основные средства	118	3.423.256.395	2.837.365.765
Биологические активы	119	—	—
Разведочные и оценочные активы	120	185.284.168	160.312.469
Нематериальные активы	121	201.207.926	197.952.790
Отложенные налоговые активы	122	34.167.348	10.605.619
Прочие долгосрочные активы	123	156.834.502	137.852.447
Итого долгосрочных активов	200	4.985.746.381	4.414.185.088
БАЛАНС (строка 100 + строка 101 + строка 200)		6.833.721.423	6.178.048.774

Наименование организации: АО «Национальная Компания «ЖазМунайГаз»
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)
 по состоянию на 31 декабря 2012 года

Форма №1 (продолжение)

		тысяч тенге	
	Код строки	На конец отчетного периода	На начало отчетного периода (Пересчитано)*
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
III. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Займы	210	469.943.861	282.941.427
Производные финансовые инструменты	211	372.026	179.000
Краткосрочные финансовые обязательства	212	113.183.280	–
Краткосрочная торговая и прочая кредиторская задолженность	213	227.115.792	242.636.901
Краткосрочные резервы	214	34.598.962	52.606.910
Текущие налоговые обязательства по подоходному налогу	215	48.103.198	2.246.665
Вознаграждения работникам	216	–	–
Прочие краткосрочные обязательства	217	227.175.864	238.694.577
Итого краткосрочных обязательств	300	1.120.492.983	819.305.480
Обязательства выбывающих групп, предназначенных для продажи	301	3.782.555	–
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Займы	310	1.593.704.304	1.634.843.487
Производные финансовые инструменты	311	–	–
Долгосрочные финансовые обязательства	312	226.366.710	320.926.724
Долгосрочная торговая и прочая кредиторская задолженность	313	–	–
Долгосрочные резервы	314	115.117.818	70.309.372
Отложенные налоговые обязательства	315	154.546.429	149.590.052
Прочие долгосрочные обязательства	316	26.174.856	19.055.560
Итого долгосрочных обязательств	400	2.115.910.117	2.194.725.195
V. СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ			
Уставный (акционерный) капитал	410	527.760.531	341.393.764
Эмиссионный доход	411	19.062.712	17.314.366
Выкупленные собственные долевые инструменты	412	–	–
Резервы	413	224.292.731	190.539.159
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	414	2.241.272.475	2.033.113.206
Итого капитал, относимый на собственников материнской организации	420	3.012.388.449	2.582.360.495
Доля неконтролирующих собственников	421	581.147.319	581.657.604
Всего капитал	500	3.593.535.768	3.164.018.099
БАЛАНС(стр.300+стр.301+стр.400+стр.500)		6.833.721.423	6.178.048.774

* Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за 2011 год, поскольку отражают произведенные корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 8

Заместитель Председателя Правления по Экономике и Финансам

Финансовый директор

Главный бухгалтер



Наименование организации: АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ
за год, заканчивающийся 31 декабря 2012 года

Форма №2

тысяч тенге

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	Код строки	За отчетный период	За предыдущий период (Пересчитано)*
Выручка	010	2.960.418.491	2.625.255.755
Себестоимость реализованных товаров и услуг	011	(2.090.818.113)	(1.836.061.124)
Валовая прибыль (стр. 010 + стр. 011)	012	869.600.378	789.194.631
Расходы по реализации	013	(362.096.614)	(350.706.706)
Административные расходы	014	(244.041.423)	(212.740.091)
Прочие расходы	015	(20.671.933)	(11.437.953)
Прочие доходы	016	37.169.404	18.647.104
Итого операционная прибыль (убыток) (сумма строк с 012 по 016)	020	279.959.812	232.956.985
Доходы по финансированию	021	29.024.440	45.583.536
Расходы по финансированию	022	(169.183.806)	(171.190.213)
Доля организации в прибыли (убытке) ассоциированных организаций и совместной деятельности, учитываемых по методу долевого участия	023	471.086.475	534.622.865
Прочие неоперационные доходы	024	–	–
Прочие неоперационные расходы	025	(20.961.167)	(8.758.894)
Прибыль до налогообложения (сумма строк с 020 по 025)	100	589.925.754	633.214.279
Расходы по подоходному налогу	101	(177.130.700)	(153.147.152)
Прибыль после налогообложения от продолжающейся деятельности (строка 100 + строка 101)	200	412.795.054	480.067.127
Прибыль / (убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности	201	628.105	(1.353.186)
Прибыль за год (строка 200 + строка 201) относимая на:	300	413.423.159	478.713.941
собственников материнской организации		369.420.373	422.421.596
долю неконтролирующих собственников		44.002.786	56.292.345

Наименование организации: АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ (продолжение)
за год, заканчивающийся 31 декабря 2012 года

Форма №2 (продолжение)

тысяч тенге			
НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	Код строки	За отчетный период	За предыдущий период
Прочая совокупная прибыль, всего (сумма строк с 410 по 420):	400	34.834.228	16.410.130
в том числе:			
Переоценка основных средств	410	—	—
Переоценка финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи	411	—	—
Доля в прочей совокупной прибыли (убытке) ассоциированных организаций и совместной деятельности, учитываемых по методу долевого участия	412	4.525.509	3.043.178
Актуарные прибыли (убытки) по пенсионным обязательствам	413	—	—
Эффект изменения в ставке подоходного налога на отсроченный налог дочерних организаций	414	—	—
Хеджирование денежных потоков	415	—	—
Курсовая разница по инвестициям в зарубежные организации	416	30.308.719	13.366.952
Хеджирование чистых инвестиций в зарубежные операции	417	—	—
Прочие компоненты прочей совокупной прибыли	418	—	—
Корректировка при реклассификации в составе прибыли (убытка)	419	—	—
Налоговый эффект компонентов прочей совокупной прибыли	420	—	—
Общая совокупная прибыль (строка 300 + строка 400)	500	448.257.387	495.124.071
Общая совокупная прибыль относимая на:			
собственников материнской организации		402.959.622	437.663.945
доля неконтролирующих собственников		45.297.765	57.460.126
Прибыль на акцию:	600	0.8429	1.2004
в том числе:			
Базовая прибыль на акцию:			
от продолжающейся деятельности		0.8416	1.2038
от прекращенной деятельности		0.0013	(0.0034)
Разводненная прибыль на акцию:			
от продолжающейся деятельности		—	—
от прекращенной деятельности		—	—

* Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчетности за 2011 год, поскольку отражают произведенные корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 8

Заместитель Председателя Правления по Экономике и Финансам

Финансовый директор

Главный бухгалтер



Наименование организации: АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ
за год, заканчивающийся 31 декабря 2012 года

Форма №3

тысяч тенге

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	Код стр.	За отчетный период	За предыдущий период
I. Движение денежных средств от операционной деятельности			
Прибыль (убыток) до налогообложения	010	590.536.915	631.844.149
Амортизация и обесценение основных средств и нематериальных активов и прочих долгосрочных активов	011	249.265.271	191.566.401
Обесценение гудвилла	012	–	2.371.431
Обесценение торговой и прочей дебиторской задолженности	013	12.845.618	3.650.396
Списание стоимости активов (или выбывающей группы), предназначенных для продажи до справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу	014	–	–
Убыток (прибыль) от выбытия основных средств	015	3.825.536	(3.276.958)
Убыток (прибыль) от инвестиционного имущества	016	–	–
Убыток (прибыль) от досрочного погашения займов	017	–	–
Убыток (прибыль) от прочих финансовых активов, отражаемых по справедливой стоимости с корректировкой через отчет о прибылях и убытках	018	–	–
Расходы (доходы) по финансированию	019	140.232.226	125.606.677
Вознаграждения работникам	020	–	–
Расходы по вознаграждениям долевыми инструментами	021	–	–
Доход (расход) по отложенным налогам	022	–	–
Нереализованная положительная (отрицательная) курсовая разница	023	21.719.359	(5.096.270)
Доля организации в прибыли ассоциированных организаций и совместной деятельности, учитываемых по методу долевого участия	024	(471.086.475)	(534.622.865)
Прочие неденежные операционные корректировки общей совокупной прибыли (убытка)	025	(10.914.376)	24.542.511
Итого корректировка общей совокупной прибыли (убытка), всего (+/- строки с 011 по 025)	030	(54.112.841)	(195.258.677)
Изменения в запасах	031	(16.944.951)	(12.773.533)
Изменения резерва	032	–	–

Наименование организации: АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ
 (продолжение)

за год, заканчивающийся 31 декабря 2012 года

Форма №3 (продолжение)

тысяч тенге			
НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	Код стр.	За отчетный период	За предыдущий период
Изменения в торговой и прочей дебиторской задолженности	033	(30.325.957)	(19.870.525)
Изменения в торговой и прочей кредиторской задолженности	034	(112.166.982)	(20.761.495)
Изменения в задолженности по налогам и другим обязательным платежам в бюджет	035	(32.846.462)	(14.468.977)
Изменения в прочих краткосрочных обязательствах	036	14.424.487	(30.285.760)
Итого движение операционных активов и обязательств, всего (+/- строки с 031 по 036)	040	(177.859.865)	(98.160.290)
Уплаченные вознаграждения	041	(105.813.135)	(100.328.349)
Уплаченный подоходный налог	042	(158.842.295)	(164.692.039)
Чистая сумма денежных средств от операционной деятельности (строка 010 +/- строка 030 +/- строка 040 +/- строка 041 +/- строка 042)	100	93.908.779	73.404.794
II. Движение денежных средств от инвестиционной деятельности	200	(168.439.807)	3.315.827
III. Движение денежных средств от финансовой деятельности	300	(93.907.909)	(137.426.998)
IV. Влияние обменных курсов валют к тенге	400	1.571.535	4.741.847
V. Увеличение +/- уменьшение денежных средств (строка 100 +/- строка 200 +/- строка 300 +/- строка 400)	500	(166.867.402)	(55.964.530)
VI. Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	600	581.952.853	637.917.383
VII. Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	700	415.085.451	581.952.853

** Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчетности за 2011 год, поскольку отражают произведенные корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 8*

Заместитель Председателя Правления по Экономике и Финансам

Финансовый директор

Главный бухгалтер



[Signature]
Касымбек А.М.

[Signature]
Сейрабекова А.Н.

[Signature]
Валентинова Н.С.

Наименование организации: АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

за год, заканчивающийся 31 декабря 2012 года

Форма №4

тысяч тенге

Наименование компонентов	Код стр.	Капитал материнской организации						Доля неконтролирующих собственников	Итого капитал
		Уставный (акционерный) капитал	Эмиссионный доход	Выкупленные собственные инструменты	Резервы	Нераспределенная прибыль			
Сальдо на 1 января предыдущего года (Как представлено ранее)	010	326.435.861	2.266.580	-	178.506.956	1.664.778.234	559.364.977	2.731.352.608	
Пересчет (Примечание 8)	011	-	2.741.006	-	-	(140.163)	-	2.600.843	
Пересчитанное сальдо (строка 010 +/- строка 011)*	100	326.435.861	5.007.586	-	178.506.956	1.664.638.071	559.364.977	2.733.953.451	
Общая совокупная прибыль, всего (строка 210 + строка 220) (Пересчитано)*	200	-	-	-	11.806.045	425.857.900	57.460.126	495.124.071	
Прибыль за год (Пересчитано)*	210	-	-	-	-	422.421.596	56.292.345	478.713.941	
Прочая совокупная прибыль, всего (сумма строк с 221 по 229):	220	-	-	-	11.806.045	3.436.304	1.167.781	16.410.130	
в том числе:								-	
Прирост от переоценки основных средств (за минусом налогового эффекта)	221	-	-	-	-	-	-	-	
Перевод амортизации от переоценки основных средств (за минусом налогового эффекта)	222	-	-	-	(3.436.304)	3.436.304	-	-	

Наименование организации: АО «Национальная Компания «КасМунайГаз»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)
за год, заканчивающийся 31 декабря 2012 года

Форма №4 (продолжение)

тысяч тенге

Наименование компонентов	Код стр.	Капитал материнской организации					Доля неконтролирующих собственников	Итого капитал
		Уставный (акционерный) капитал	Эмиссионный доход	Выкупленные собственные инструменты	Резервы	Неразделяемая прибыль		
Переоценка финансовых активов, имеющиеся в наличии для продажи (за минусом налогового эффекта)	223	-	-	-	-	-	-	-
Доля в прочей совокупной прибыли ассоциированных организаций и совместной деятельности, учитываемых по методу долевого участия	224	-	-	-	3.043.178	-	3.043.178	-
Актуарные прибыли (убытки) по пенсионным обязательствам	225	-	-	-	-	-	-	-
Эффект изменения в ставке подоходного налога на отсроченный налог дочерних организаций	226	-	-	-	-	-	-	-
Хеджирование денежных потоков (за минусом налогового эффекта)	227	-	-	-	-	-	-	-
Курсовая разница по инвестициям в зарубежные организации	228	-	-	-	12.199.171	-	1.167.781	13.366.952
Хеджирование чистых инвестиций в зарубежные операции	229	-	-	-	-	-	-	-
Операции с собственниками, всего (сумма строк с 310 по 318) (Пересчитано)*:	300	14.957.903	12.306.780	-	226.158	(57.382.765)	(35.167.499)	(65.059.423)
в том числе:								
Вознаграждения работников акциями:	310	-	-	-	-	-	-	-
в том числе:								
стоимость услуг работников		-	-	-	-	-	-	-
выпуск акций по схеме вознаграждения работников акциями		-	-	-	-	-	-	-
налоговая выгода в отношении схемы вознаграждения работников акциями		-	-	-	-	-	-	-
Взносы собственников (Пересчитано)*	311	14.957.903	1.335.366	-	-	-	-	16.293.269

Наименование организации: АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)
за год, заканчивающийся 31 декабря 2012 года

Форма №4 (продолжение)

тысяч тенге

Наименование компонентов	Код стр.	Капитал материнской организации				Доля неконтролирующих собственников	Итого капитал
		Уставный (акционерный) капитал	Эмиссионный доход	Выкупленные собственные инструменты	Резервы		
Выпуск собственных долевых инструментов (акций)	312	-	-	-	-	-	-
Выпуск долевых инструментов связанных с объединением бизнеса	313	-	-	-	-	-	-
Долевой компонент конвертируемых инструментов (за минусом налогового эффекта)	314	-	-	-	-	-	-
Выплата дивидендов	315	-	-	-	(45.796.384)	(22.167.123)	(67.963.507)
Прочие распределения в пользу собственников	316	-	-	-	(8.930.001)	-	(8.930.001)
Прочие операции с собственниками	317	-	10.971.414	-	-	-	10.971.414
Изменения в доле участия в дочерних организациях, не приводящей к потере контроля	318	-	-	-	226.158	(13.000.376)	(15.430.598)
Сальдо на 1 января отчетного года (строка 100 + строка 200 + строка 300) (Пересчитано)*	400	341.393.764	17.314.366	-	190.539.159	581.657.604	3.164.018.099
Изменение в учетной политике	401	-	-	-	-	-	-
Пересчитанное сальдо (строка 400 +/- строка 401)*	500	341.393.764	17.314.366	-	190.539.159	581.657.604	3.164.018.099
Общая совокупная прибыль, всего (строка 610+ строка 620):	600	-	-	-	33.539.249	45.297.765	448.257.387
Прибыль (убыток) за год	610	-	-	-	-	369.420.373	413.423.159
Прочая совокупная прибыль, всего (сумма строк с 621 по 629):	620	-	-	-	33.539.249	1.294.979	34.834.228
в том числе:							
Прирост от переоценки основных средств (за минусом налогового эффекта)	621	-	-	-	-	-	-

Наименование организации: АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)
за год, заканчивающийся 31 декабря 2012 года

Форма №4 (продолжение)

тысяч тенге

Наименование компонентов	Код стр.	Капитал материнской организации					Доля неконтролирующих собственников	Итого капитал
		Уставный (акционерный) капитал	Эмиссионный доход	Выкупленные собственные долевые инструменты	Резервы	Нераздельная прибыль		
Перевод амортизации от переоценки основных средств (за минусом налогового эффекта)	622	-	-	-	-	-	-	-
Переоценка финансовых активов, имеющиеся в наличии для продажи (за минусом налогового эффекта)	623	-	-	-	-	-	-	-
Доля в прочей совокупной прибыли (убытке) ассоциированных организаций и совместной деятельности, учитываемых по методу долевого участия	624	-	-	-	4.525.509	-	-	4.525.509
Актуарные прибыли (убытки) по пенсионным обязательствам	625	-	-	-	-	-	-	-
Эффект изменения в ставке подоходного налога на отсроченный налог дочерних компаний	626	-	-	-	-	-	-	-
Хеджирование денежных потоков (за минусом налогового эффекта)	627	-	-	-	-	-	-	-
Курсовая разница по инвестициям в зарубежные организации	628	-	-	-	29.013.740	-	1.294.979	30.308.719
Хеджирование чистых инвестиций в зарубежные операции	629	-	-	-	-	-	-	-
Операции с собственниками всего (сумма строк с 710 по 718)	700	186.366.767	1.748.346	-	214.323	(161.261.104)	(45.808.050)	(18.739.718)
в том числе:								
Вознаграждения работников акциями	710	-	-	-	-	-	-	-
в том числе:								
стоимость услуг работников		-	-	-	-	-	-	-
выпуск акций по схеме вознаграждения работников акциями		-	-	-	-	-	-	-

Наименование организации: АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)
за год, заканчивающийся 31 декабря 2012 года

Форма №4 (продолжение)

тысяч тенге

Наименование компонентов	Код стр.	Капитал материнской организации					Доля неконтролирующих собственников	Итого капитал
		Уставный (акционерный) капитал	Эмиссионный доход	Выкупленные собственные инструменты	Резервы	Нераспределенная прибыль		
налоговая выгода в отношении схемы вознаграждения работников акциями		-	-	-	-	-	-	-
Взносы собственников	711	186.366.767	(2.939.756)	-	-	-	183.427.011	-
Выпуск собственных долевых инструментов (акций)	712	-	-	-	-	-	-	-
Выпуск долевых инструментов связанный с объединением бизнеса	713	-	-	-	-	-	-	-
Долевой компонент конвертируемых инструментов (за минусом налогового эффекта)	714	-	-	-	-	-	-	-
Выплата дивидендов	715	-	-	-	-	(143.201.087)	(34.322.200)	(177.523.287)
Прочие распределения в пользу собственников	716	-	-	-	-	(21.805.594)	-	(21.805.594)
Прочие операции с собственниками	717	-	4.688.102	-	-	-	-	4.688.102
Изменения в доле участия в дочерних организациях, не приводящей к потере контроля	718	-	-	-	214.323	3.745.577	(11.485.850)	(7.525.950)
Сальдо на 31 декабря отчетного года (строка 500 + строка 600 + строка 700)	800	527.760.531	19.062.712	-	234.292.751	214.272.475	581.147.319	3.593.535.768

Заместитель Председателя Правления по Экономике и Финансам

Финансовый директор

Главный бухгалтер

Валентина Н.С.



ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

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

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

Компания имеет доли участия в 37 операционных компаниях (в 2011 году: 35) (далее по тексту «Группа»).

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

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

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

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

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была утверждена Заместителем Председателя Правления, Финансовым директором и Главным бухгалтером Компании 13 марта 2013 года.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

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

Заявление о соответствии

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

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*.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Пересчёт иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчётности каждого из предприятий Группы, включённые в данную консолидированную финансовую отчётность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность («функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчётность представлена в тенге, который является валютой представления отчётности 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 отчёте о совокупном доходе.

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

Предприятия Группы

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

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

Курсы обмена валют

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

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2012 года составлял 150,74 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2012 года (в 2011 году: 148,40 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 13 марта 2013 года составлял 150,79 тенге за 1 доллар США.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Принятая учетная политика соответствует учетной политике, применявшейся в предыдущем отчетном году, за исключением приведенных ниже поправок к Стандартам, вступивших в силу 1 января 2012 года:

- Поправка к МСБУ 12 «Налог на прибыль» - «Отсроченные налоги - Возмещение активов, лежащих в основе отсроченных налогов»;
- Поправки к МСФО 1 «Первое применение международных стандартов финансовой отчетности» - «Значительная гиперинфляция и отмена фиксированных дат для компаний, впервые применяющих МСФО»;
- Поправки к МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» «Усовершенствование требований в отношении раскрытия информации о прекращении признания».

Принятие стандартов описано ниже:

Поправка к МСБУ 12 «Налог на прибыль» — «Отсроченные налоги - Возмещение активов, лежащих в основе отсроченных налогов»

В поправке разъясняется механизм определения отсроченного налога в отношении инвестиционной недвижимости, переоцениваемой по справедливой стоимости. В рамках поправки вводится опровержимое допущение о том, что отсроченный налог в отношении инвестиционной недвижимости, для оценки которой используется модель справедливой стоимости согласно МСБУ 40, должен определяться на основе допущения о том, что ее балансовая стоимость будет возмещена посредством продажи. Кроме того, в поправке введено требование о необходимости расчета отсроченного налога по не амортизируемым активам, оцениваемым согласно модели переоценки в МСБУ 16, только на основе допущения о продаже актива. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2012 года или после этой даты. Поправка не оказала влияния на финансовое положение, финансовые результаты или раскрываемую Группой информацию.

Поправка к МСФО 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности» - «Значительная гиперинфляция и отмена фиксированных дат для компаний, впервые применяющих МСФО»

Совет по МСФО разъяснил, каким образом компания должна возобновить представление финансовой отчетности согласно МСФО, после того, как ее функциональная валюта перестает быть подверженной гиперинфляции. Поправка применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2011 года или после этой даты. Поправка не оказала влияния на финансовое положение, финансовые результаты или раскрываемую Группой информацию.

Поправка к МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» - «Усовершенствованные требования в отношении раскрытия информации о прекращении признания»

Поправка требует раскрытия дополнительной информации о финансовых активах, которые были переданы, но признание которых не было прекращено, чтобы дать возможность пользователям финансовой отчетности понять характер взаимосвязи тех активов, признание которых не было прекращено, и соответствующих им обязательств. Кроме того, с целью предоставить пользователям финансовой отчетности возможности оценить характер продолжающегося участия компании в таких активах и риски, связанные с ним, поправкой предусматривается раскрытие информации о продолжающемся участии в активах, признание которых было прекращено. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2011 года или после этой даты. У Группы отсутствуют активы с подобными характеристиками, поэтому поправка не оказала влияния на ее финансовую отчетность.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основа консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчетности Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2012 года. Дочерние организации полностью консолидируются Группой с даты приобретения, представляющей собой дату получения Группой контроля над дочерней организацией, и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля. Финансовая отчетность дочерних организаций подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Все внутригрупповые остатки, операции, нереализованные доходы и расходы, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, и дивиденды полностью исключены.

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

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

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

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 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 признается в капитале. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСБУ 39, оно оценивается согласно соответствующему МСФО.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Объединение бизнеса и гудвилл (продолжение)

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

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

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

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем

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

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

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

В 2012 году Группа имела приобретения дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем (Примечание 5).

Доли участия в совместно-контролируемых операциях

Группа имеет 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.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Доли участия в совместно-контролируемых операциях (продолжение)

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

Участие в совместной деятельности и инвестиции в ассоциированную компанию

Группа имеет доли в совместных предприятиях, которые представляют собой организации, находящиеся под совместным контролем. Совместное предприятие создается на основе договорных соглашений, в соответствии с которыми две или более стороны осуществляют экономическую деятельность, которая находится под общим контролем, а совместно контролируемая компания является совместным предприятием, подразумевающим создание отдельного предприятия, в котором каждому участнику принадлежит определенная доля. Соглашение требует единогласного согласия в финансовых и операционных соглашениях среди участников. Группа отражает свои доли в совместных предприятиях с использованием метода долевого участия. Ассоциированными компаниями являются все организации, на которые Группа имеет значительное влияние, но не осуществляет над ними контроль, как правило, это подразумевает владение от 20% до 50% от числа акций, имеющих право голоса. Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия. В соответствии с методом долевого участия, инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании учитываются в отчете о финансовом положении 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.

Тогда, когда имело место изменение, признанное непосредственно в капитале совместного предприятия или ассоциированной компании, Группа признает свою долю в любых изменениях и когда это применимо, раскрывает это 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 показывается в консолидированном отчете о совокупном доходе. Это прибыль, которая относится к участникам совместных предприятий и акционерам ассоциированных компаний, следовательно, она является прибылью после налогообложения.

Финансовая отчетность совместных предприятий и ассоциированных компаний готовится за тот же отчетный период, что и отчетность 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 наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью совместного предприятия или ассоциированной компании и их балансовой стоимостью, и признает эту сумму в консолидированном отчете о совокупном доходе.

В случае потери совместного контроля или существенного влияния над совместным предприятием или ассоциированной компанией, соответственно, 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 существенного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений

Затраты, понесенные до приобретения лицензий

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

Затраты по приобретению лицензий и имущества

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

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

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

Затраты на разработку

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

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства

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

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

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства (продолжение)

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

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

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

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

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

Нематериальные активы

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

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива – 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 прогнозныe расчеты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

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

Обесценение активов по разведке и оценке

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

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

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность

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

Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой должно ожидать 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 в консолидированном отчете о совокупном доходе.

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

Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации)

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

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

- (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.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

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

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

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

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

Последующая оценка финансовых активов

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании в категорию переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Данная категория включает производные инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования как они определены в МСБУ 39. Производные инструменты, включая отделенные встроенные производные инструменты, также классифицируются как предназначенные для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования. Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются в составе финансовых доходов или финансовых затрат в 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, имеющихся в наличии для продажи, или финансовых инструментов, удерживаемых до погашения, зависит от характера актива. Проведенный анализ не оказал влияния на финансовые активы, классифицированные как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, в силу использования компанией возможности учета по справедливой стоимости; это инвестиции не могут быть переклассифицированы после первоначального признания.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка финансовых активов (продолжение)

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

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

Займы и дебиторская задолженность

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

Инвестиции, удерживаемые до погашения

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

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

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

После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи, вплоть до момента прекращения признания инвестиции, в который накопленные доходы или расходы переклассифицируются из фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи и признаются в качестве финансовых затрат. Проценты, полученные при удержании финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, признаются как финансовый доход на основе эффективной процентной ставки.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка финансовых активов (продолжение)

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи (продолжение)

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

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

Прекращение признания 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.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Обесценение финансовых активов

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

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

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

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

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

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Обесценение финансовых активов (продолжение)

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

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

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

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

Начисление процентов в отношении уменьшенной 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, убыток от обесценения восстанавливается через доходы текущего периода.

Товарно-материальные запасы

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

Налог на добавленную стоимость (НДС)

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

Денежные средства и их эквиваленты

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

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

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

Последующая оценка финансовых обязательств

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

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

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

Торговая и прочая кредиторская задолженность

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

Кредиты и займы

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

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

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Прекращение признания финансовых обязательств

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

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

Взаимозачет финансовых инструментов

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

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

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

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

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, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как финансовые затраты.

Резервы по строительству

Правительство наделяет Группу различными обязательствами, связанными 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 в консолидированной финансовой отчетности как «распределение акционеру» в составе капитала.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Выплаты работникам

Пенсионный план

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

Долгосрочные вознаграждения работникам

Группа предлагает своим работникам долгосрочные вознаграждения до и после выхода на пенсию в соответствии с Коллективными договорами между Группой и ее 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. Право на получение пособий обычно обуславливается необходимостью продолжения работы сотрудником 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 прочих операционных доходов и расходов. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в связи с различиями 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 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 процентные расходы. 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 долгосрочные вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям 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.

Признание выручки

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

Продажа товаров

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

Предоставление услуг

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Признание расходов

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

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

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как 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.

Отсроченные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

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

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

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

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подходный налог (продолжение)

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

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

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

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

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

Капитал

Неконтрольная доля участия

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

Платежи на основе долевых инструментов

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

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

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Капитал (продолжение)

Платежи на основе долевых инструментов (продолжение)

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

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

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

Дивиденды

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

Прочие распределения акционеру

Затраты, понесенные Группой в соответствии с решениями Правительства или решениями Материнской Компании, учитываются как 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 дату подготовки отчета о финансовом положении (корректирующие события), отражаются в консолидированной финансовой отчетности. События, наступившие по окончании отчетного года и не являющиеся корректирующими событиями, раскрываются в примечаниях к отчетности, если они являются существенными.

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 консолидированной финансовой отчетности Группы. Компания намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были вынуждены, но еще не вступили в силу (продолжение)

Поправки к МСБУ 1 «*Финансовая отчетность: представление информации*» - «*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 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 никогда не будут переклассифицированы (например, актуарные доходы и расходы по планам с установленными выплатами и переоценка земли и зданий). Поправка не оказывает влияние на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2012 года или после этой даты, и, следовательно, будет применена в первой финансовой отчетности Группы, составляемой после ее вступления в силу.

МСБУ 19 «*Вознаграждения работникам*» (в новой редакции)

Совет по МСФО опубликовал несколько поправок к МСБУ 19. Они варьируются от фундаментальных изменений (например, исключение механизма коридора и понятия ожидаемой доходности активов плана) до простых разъяснений и изменений формулировки. Новая редакция стандарта вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года.

МСБУ 28 «*Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия*» (в редакции 2011 года)

В результате опубликования МСФО 11 «*Соглашения о совместной деятельности*» и МСФО 12 «*Раскрытие информации о долях участия в других компаниях*» МСБУ 28 получил новое название МСБУ 28 «*Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия*» и теперь описывает применение метода долевого участия не только в отношении инвестиций в ассоциированные компании, но также в отношении инвестиций в совместные предприятия. Стандарт в новой редакции вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года.

Поправки к МСБУ 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 МСБУ 32 в отношении систем расчетов (таких как системы единого клирингового центра), в рамках которых используются механизмы одновременных валовых платежей. Предполагается, что данные поправки не окажут влияние на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Поправки вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты.

Поправки к МСФО 1 «*Займы, предоставляемые государством*»

Согласно данным поправкам компании, впервые применяющие МСФО, должны применять требования МСБУ 20 «*Учет государственных субсидий и раскрытие информации о государственной помощи*» перспективно в отношении имеющихся у них на дату перехода на МСФО займов, предоставленных государством. Компании могут принять решение о ретроспективном применении требований МСФО 9 (или МСБУ 39, в зависимости от того, какой стандарт применяется) и МСБУ 20 в отношении займов, предоставленных государством, если на момент первоначального учета такого займа имелась необходимая информация. Благодаря данному исключению компании, впервые применяющие МСФО, будут освобождены от ретроспективной оценки ранее предоставленных им государством займов по ставке ниже рыночной. Поправка вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты. Поправка не окажет влияния на финансовую отчетность Группы.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

Поправки к МСФО 7 *«Раскрытие информации - взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств»*

Согласно данным поправкам, компании обязаны раскрывать информацию о правах на осуществление взаимозачета и соответствующих соглашениях (например, соглашения о предоставлении обеспечения). Благодаря таким требованиям пользователи будут располагать информацией, полезной для оценки влияния соглашений о взаимозачете на финансовое положение компании. Новые требования в отношении раскрытия информации применяются ко всем признанным финансовым инструментам, которые взаимозачитываются в соответствии с МСБУ 32 *«Финансовые инструменты: представление информации»*. Требования в отношении раскрытия информации также применяются к признанным финансовым инструментам, которые являются предметом юридически закрепленного генерального соглашения о взаимозачете или аналогичного соглашения вне зависимости оттого, подлежат ли они взаимозачету согласно МСБУ 32. Поправки не окажут влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы. Поправки вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

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

МСФО 9, выпущенный по результатам первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСБУ 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСБУ 39. Первоначально предполагалось, что стандарт вступит в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 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 обесценение финансовых активов.

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

МСФО 10 заменяет ту часть МСБУ 27 *«Консолидированная и отдельная финансовая отчетность»*, в которой рассматривался учет в консолидированной финансовой отчетности. Стандарт также затрагивает вопросы, которые рассматривались в Интерпретации ПКИ-12 *«Консолидация - компании специального назначения»*. МСФО 10 предусматривает единую модель контроля, которая применяется в отношении всех компаний, включая компании специального назначения. Изменения, вносимые стандартом МСФО 10, потребуют от руководства значительно большего объема суждений при определении того, какие из компаний контролируются, и, следовательно, должны консолидироваться материнской компанией, чем при применении требований МСБУ 27. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

МСФО 11 *«Соглашения о совместной деятельности»*

МСФО 11 заменяет МСБУ 31 *«Участие в совместной деятельности»* и Интерпретацию ПКИ-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, учитываются по методу долевого участия. Учетная политика Группы устанавливает метод долевого участия для учета совместно контролируемых компаний. МСФО 11 не повлияет на финансовую отчетность Группы.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

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

МСФО 12 содержит все требования к раскрытию информации, которые ранее предусматривались МСБУ 27 в части консолидированной финансовой отчетности, а также все требования к раскрытию информации, которые ранее предусматривались МСБУ 31 и МСБУ 28. Эти требования к раскрытию информации относятся к долям участия компании в дочерних компаниях, совместной деятельности, ассоциированных и структурированных компаниях. Введен также ряд новых требований к раскрытию информации, однако применение стандарта не окажет влияния на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

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 то, когда компании обязаны использовать справедливую стоимость, а предоставляет указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО, когда использование справедливой стоимости требуется или разрешается. В настоящее время Группа оценивает влияние применения данного стандарта на финансовое положение и финансовые результаты ее деятельности, однако, предварительный анализ показал, что существенных последствий принятия данного стандарта не ожидается. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

Интерпретация IFRIC 20 «Затраты на вскрышные работы на этапе эксплуатации разрабатываемого открытым способом месторождения»

Данная интерпретация применяется в отношении затрат на удаление шлаковых пород (вскрышные работы), возникающих на этапе эксплуатации разрабатываемого открытым способом месторождения. В интерпретации рассматривается метод учета выгод от вскрышных работ. Интерпретация применяется в отношении отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты. Данная интерпретация не окажет влияния на финансовую отчетность Группы.

«Ежегодные усовершенствования МСФО» (май 2012 года)

Перечисленные ниже усовершенствования не окажут влияния на финансовую отчетность Группы:

МСФО 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности»

Данное усовершенствование разъясняет, что компания, которая прекратила применять МСФО в прошлом и решила или обязана вновь составлять отчетность согласно МСФО, вправе применить МСФО 1 повторно. Если МСФО 1 не применяется повторно, компания должна ретроспективно пересчитать финансовую отчетность как если бы она никогда не прекращала применять МСФО.

МСБУ 1 «Представление финансовой отчетности»

Данное усовершенствование разъясняет разницу между дополнительной сравнительной информацией, представляемой на добровольной основе, и минимум необходимой сравнительной информации. Как правило, минимально необходимой сравнительной информацией является информация за предыдущий отчетный период.

МСБУ 16 «Основные средства»

Данное усовершенствование разъясняет, что основные запчасти и вспомогательное оборудование, удовлетворяющее определению основных средств, не являются запасами.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

МСБУ 32 «Финансовые инструменты: представление информации»

Данное усовершенствование разъясняет, что налог на прибыль, относящийся к выплатам в пользу акционеров, учитывается в соответствии с МСБУ 12 «Налог на прибыль».

МСБУ 34 «Промежуточная финансовая отчетность»

Данное усовершенствование приводит в соответствие требования в отношении раскрытия в промежуточной финансовой отчетности информации об общих суммах активов сегмента с требованиями в отношении раскрытия в ней информации об обязательствах сегмента. Согласно данному разъяснению, раскрытие информации в промежуточной финансовой отчетности также должно соответствовать раскрытию в годовой финансовой отчетности.

Данные усовершенствования вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Запасы нефти и газа (продолжение)

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

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.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Возмещаемость нефтегазовых активов (продолжение)

Руководство Группы провело оценку возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз» (дочерняя организация Группы), ввиду наличия 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. Результаты оценки показали, что текущая стоимость активов АО «Озенмунайгаз» превышает оценочную возмещаемую стоимость на 75 миллиардов тенге, что привело к признанию убытка от обесценения в 2012 году (*Примечание 9*). Оценка возмещаемой стоимости была основана на оценке справедливой стоимости руководством Группы, полученной методом дисконтированных денежных потоков. Результаты оценки наиболее восприимчивы к допущениям, относящимся к объемам производства и цене реализации сырой нефти. Используемый профиль добычи основан на оценке сторонней аккредитованной нефтегазовой консалтинговой компании, и предусматривает рост добычи более чем на 20% в течение ближайших четырех лет. Если бы профиль добычи был на 5% выше или ниже той, что была использована в ходе оценки, это бы привело к уменьшению обесценения более чем на 55 миллиардов тенге или увеличению обесценения более чем на 55 миллиардов тенге, соответственно. Если бы предполагалось, что добыча не изменялась и оставалась на уровне 2012 года, то обесценение составило бы более 200 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 уменьшению обесценения более чем на 40 миллиардов тенге или увеличению обесценения более чем на 40 миллиардов тенге, соответственно.

Предполагаемые денежные потоки были ограничены датой истечения срока лицензии в 2021 году. Затраты до 2017 года были спрогнозированы на основе утвержденного бюджета и бизнес плана. 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 лицензии с целью сокращения расходов. Для пересчета реализации нефти, денонмированной в долларах США, был использован официальный обменный курс на дату оценки обесценения 150,45 тенге к доллару США. Все полученные денежные потоки были дисконтированы с использованием средневзвешенной стоимости капитала после налогообложения («WACC») 13,09%.

Руководство считает, что расходы по обесценению активов АО «Озенмунайгаз» могут быть сторнированы в будущих периодах при условии, что фактическое производство в будущих периодах превысит ожидания, использованные в текущей оценке обесценения, или при появлении индикаторов значительного увеличения рыночной цены сырой нефти.

Обязательства по выбытию активов

Нефтегазовые активы

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Группа несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Группы относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории, а также выводу из эксплуатации и обязательств по загрязнению окружающей среды и производственном участке. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств на месторождении по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Нефтегазовые активы (продолжение)

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

Группа рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидается, потребуются для погашения обязательства, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку.

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

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

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

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2012 года были в интервале от 1,9% до 5% и от 4,94% до 7,9% соответственно (в 2011 году от 1,96% до 5,0% и от 6,6% до 7,9%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в *Примечании 9*.

Магистральные нефте-газопроводы

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2012 года, Группа 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 резервов 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.

В процентном выражении:	2012 г.
Ставка дисконтирования на 31 декабря	6,01%
Коэффициент инфляции на 31 декабря	5,60%

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

По состоянию на 31 декабря 2012 года балансовая стоимость резерва под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель составила 15.531.037 тысяч тенге (на 31 декабря 2011 года: ноль тенге).

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Магистральные нефте-газопроводы (продолжение)

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»), дочерняя организация Группы, руководство считает, что вышеуказанный закон не применяется, так как ИЦА не является владельцем магистрального газопровода, а осуществляет свою деятельность на основе Договора между ИЦА и Правительством и не имеет обязательств по ликвидации газопровода.

Экологическая реабилитация

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

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на не дисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими органами. Резерв Группы на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Группа соблюдала требования существующих казахстанской и европейской нормативных баз. Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет 2013 года. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Дополнительные неопределенности, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в *Примечании 14*. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в *Примечании 9*.

Вознаграждения работникам

Стоимость долгосрочных вознаграждений работникам 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 в *Примечании 9*, в основном, относится к применению Группой казахстанского законодательства о трансфертном ценообразовании в отношении экспортной реализации сырой нефти. Остальные неопределенности, относящиеся к налогообложению, раскрыты в *Примечании 14*.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Налогообложение (продолжение)

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2012 года. Отложенные КИИ 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 2012 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 2012 года составляла 34.167.348 тысяч тенге (в 2011 году: 10.605.619 тысяч тенге). Более подробная информация содержится в *Примечании 10*.

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 модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определенная доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учет таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в консолидированной финансовой отчетности. Детали раскрыты в *Примечании 12*.

Обязательства по операционной аренде – компания в качестве арендатора

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

Срок полезной службы основных средств

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Срок полезной службы основных средств (продолжение)

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

Справедливая стоимость активов и обязательств, приобретённых при объединении бизнеса

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

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ

Приобретение доли участия в Карачаганакском Проектном Консорциуме

28 июня 2012 года Группа приобрела 10%-ную долю в Карачаганакском Проектном Консорциуме («Карачаганак»), который действует на месторождении Карачаганак в Республике Казахстан в соответствии с Соглашением о Разделе Продукции (СРП), датированном 18 ноября 1997 года с внесенными поправками 2012 года.

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

5%-ная доля в Карачаганаке была внесена Материнской Компанией. В обмен на это Компания выпустила уставной 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 в Карачаганаке была приобретена у Материнской Компании за 150.035.141 тысячу тенге на средства, полученные по договору займа от участников Карачаганака, на общую сумму 1 миллиард долларов США (149.420.000 тысяч тенге по состоянию на 30 июня 2012 года) (Примечание 9).

Доля в активах и обязательствах Карачаганака на дату приобретения представлена ниже:

<i>В тысячах тенге</i>	Стоимость приобретенных активов и 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 уставной капитал на сумму 4.109.246 тысяч тенге. Аркагаз является газораспределительной компанией, находящейся в Восточно-Казахстанской области и обеспечивающей регион газом.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

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

Приобретение 100%-ной доли участия в Аркагазе было учтено как приобретение дочерних компаний у сторон, находящихся под общим контролем, и, соответственно, было учтено по методу объединения долей. В результате сравнительный консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2011 года был пересчитан соответствующим образом (*Примечание 8*).

Приобретение доли участия в Ural Group Limited BV («UGL»)

15 апреля 2011 года АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ) приобрел у Exploration Venture Ltd. 50%-ную долю простых акций UGL. UGL является собственником 100%-ной доли участия в ТОО «Ural Oil and Gas» («UOG»), обладающего правом на проведение разведки углеводородов на Федоровском блоке в Западно-казахстанской области. В мае 2010 года лицензия на разведку была продлена до конца мая 2014 года.

50%-ная доля в UGL была приобретена за денежные средства в размере 164.497 тысяч долларов США (23.906.835 тысяч тенге по курсу на дату сделки). Сумма в размере 46.687 тысяч долларов США (6.784.037 тысяч тенге по курсу на дату сделки), включенная в общую стоимость приобретения, была отнесена на займы к получению от совместного предприятия, которые были первоначально признаны по справедливой стоимости и в дальнейшем оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

Инвестиции в UGL признаются как инвестиции в совместное предприятие в консолидированной финансовой отчетности Группы.

Доля Группы в активах и обязательствах совместного предприятия на дату приобретения представлена далее:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Денежные средства	231.727
Текущие активы	103.896
Долгосрочные активы	28.535.909
	28.871.532
Текущие обязательства	284.658
Долгосрочные обязательства	11.464.076
	11.748.734
Чистые активы	17.122.798

Справедливая стоимость долгосрочных активов включает в себя справедливую стоимость лицензии на разведку UOG в размере 17.459.900 тысяч тенге.

Приобретение АО «Карповский Северный» («КС»)

23 декабря 2011 года РД КМГ приобрел 100%-ную долю в АО «Карповский Северный» («КС»). КС является нефтегазовой компанией, у которой есть лицензия на разведку газоконденсатного месторождения Карповский Северный, расположенного в Западно-Казахстанской области. Доля в КС была приобретена за денежное вознаграждение в размере 8.485.846 тысяч тенге. Лицензия на разведку, после выполнения определенных условий в конце 2011 года, была продлена с декабря 2012 года до декабря 2014 года.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Приобретение АО «Карповский Северный» («КС») (продолжение)

Активы и обязательства КС на основании распределения стоимости приобретения на справедливую стоимость идентифицируемых чистых активов на 31 декабря 2011 года, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Денежные средства	16
Текущие активы	56.820
Долгосрочные активы	10.049.257
	10.106.093
Текущие обязательства	240.519
Обязательство по отсроченному налогу	1.321.112
Долгосрочные обязательства	58.616
	1.620.247
Чистые активы	8.485.846

Справедливая стоимость долгосрочных активов включает лицензию на разведку КС в размере 6.898.641 тысяча тенге и прочие активы по разведке и оценке в размере 3.150.615 тысяч тенге.

Результаты деятельности КС за период с момента приобретения были включены в консолидированную финансовую отчетность Группы за 2011 год. Если бы приобретение имело место 1 января 2011 года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль Группы за 2011 год.

Приобретение ТОО «АктауНефтеСервис» («АНС»)

10 июня 2011 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в ТОО «АктауНефтеСервис» («АНС») за денежные средства в размере 334 миллиона долларов США (48.590.320 тысяч тенге по курсу на дату сделки). Основной деятельностью АНС, имеющей пять дочерних организаций, является оказание услуг (бурение, ремонт, транспортировка и прочие) нефтедобывающим компаниям в Западном Казахстане. Основным клиентом АНС является АО «Мангистаумунайгаз», совместное предприятие Группы с 50%-ной долей владения.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Приобретение ТОО «АқтауНефтеСервис» («АНС») (продолжение)

Справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств АНС на 10 июня 2011 года представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Основные средства	33.438.833
Нематериальные активы	16.766
Товарно-материальные запасы	9.988.366
Торговая дебиторская задолженность	3.648.929
Прочие текущие активы	5.198.293
Денежные средства и их эквиваленты	1.660.363
Итого активы	53.951.550
Займы	7.000.061
Обязательство по отсроченному налогу	3.812.710
Прочие долгосрочные обязательства	1.746
Торговая кредиторская задолженность	645.931
Прочие налоги к уплате	303.035
Прочие текущие обязательства	5.519.939
Итого обязательства	17.283.422
Чистые активы	36.668.128
Гудвилл, возникающий при приобретении (<i>Примечание 9</i>)	11.922.192
Вознаграждение, выплаченное денежными средствами	48.590.320
Уплаченная сумма денежных средств	(48.590.320)
Чистая сумма денежных средств, приобретенная с дочерней организацией	1.660.363
Чистый отток денежных средств	(46.929.957)

Результаты деятельности АНС за период с момента приобретения были включены в консолидированную финансовую отчетность Группы за 2011 год и составили чистый убыток в размере 1.026.005 тысяч тенге. Если бы приобретение имело место 1 января 2011 года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль Группы за 2011 год.

Гудвилл в размере 11.922.192 тысячи тенге относится к ценности от ожидаемой синергии, возникающей при приобретении, так как АНС оказывает значительную часть своих услуг АО «Мангистаумунайгаз», дочерней организации совместного предприятия Группы – «Мангистау Инвестментс Б.В.» («МИБВ»). Гудвилл включен в «Прочие единицы, генерирующие денежные потоки» (*Примечание 9*) и тестируется на обесценение совместно с инвестициями Группы в МИБВ.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

6. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

«Aysir Turizm ve Inshaat A.S»

В 2012 году Группа приняла решение о продаже 75%-ной доли участия в компании «Aysir Turizm ve Inshaat A.S» («Айсир»).

Выбытие Айсира ожидается в 2013 году, и по состоянию на 31 декабря 2012 года сделка купли-продажи находилась на стадии переговоров. По состоянию на 31 декабря 2012 года Айсир был классифицирован как выбытие группы, предназначенной для продажи и прекращенная деятельность.

Результаты деятельности Айсира за годы, закончившиеся на 31 декабря 2012 и 2011 годов, представлены далее:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	2.607.719	2.561.651
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	(2.712.880)	(2.371.767)
Валовый (убыток) / прибыль	(105.161)	189.884
Общие и административные расходы	(150.539)	(236.831)
Прочий операционный доход	171.748	12.327
Прочий операционный убыток	-	(1.472)
Убыток от операционной деятельности	(83.952)	(36.092)
Положительная / (отрицательная) курсовая разница	767.973	(1.227.058)
Финансовый доход	8.621	15.957
Финансовые затраты	(81.481)	(122.937)
Прибыль / (убыток) до налогообложения от прекращенной деятельности	611.161	(1.370.130)
Экономия по подоходному налогу	16.944	16.944
Прибыль / (убыток) за период от прекращенной деятельности	628.105	(1.353.186)

Основные активы и обязательства Айсира, классифицированные как предназначенные для продажи на 31 декабря представлены далее:

<i>В тысячах тенге</i>	2012
АКТИВЫ	
Основные средства	5.585.278
Нематериальные активы	3.559.560
Товарно-материальные запасы	73.687
Торговая дебиторская задолженность	122.081
НДС к возмещению	143.580
Прочие текущие активы	94.849
Денежные средства и их эквиваленты	539.668
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	10.118.703
Обязательства	
Займы	1.404.942
Обязательства по отсроченному налогу	540.540
Торговая кредиторская задолженность	261.951
Прочие долгосрочные обязательства	1.413.922
Прочие текущие обязательства	161.200
Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	3.782.555
Чистые активы, относящиеся к группе, предназначенной для продажи	6.336.148

Чистые денежные потоки Айсира были представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Операционные	459.484	412.651
Инвестиционные	(108.576)	(125.905)
Финансовые	(383.507)	43.942
Чистые денежные (оттоки) / притоки	(32.599)	330.688

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ИЗМЕНЕНИЕ ДОЛИ ВЛАДЕНИЯ

16 ноября 2012 года РД КМГ завершил реализацию 49% из имеющейся 100%-ной доли в KS EP Investments BV («KS EP Investments») компании Karpinvest Oil and Gas Ltd. («Karpinvest»), дочерней организации MOL Hungarian Oil and Gas Plc. KS EP Investments владеет 100% долей в ТОО «Карповский Северный» («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.

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 инвестиций составила 4.782.345 тысяч тенге. В результате данной операции РД КМГ прекратил признание активов и обязательств дочерней компании, 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:

	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 займов 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 кредитам с использованием ставки дисконтирования 15%.

В апреле 2012 года РД КМГ реализовал 51% долю участия в дочернем предприятии, ТОО Казахстан Петрокемикал Индастриз ("ТОО КПИ"), ТОО United Chemical Company, компании под общим контролем, за 4.860.396 тысяч тенге. Инвестиции в ТОО КПИ были списаны в предыдущих периодах, соответственно, балансовая стоимость инвестиций на дату выбытия равнялась нулю.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. ПЕРЕСЧЕТЫ

В 2012 году Группа провела пересчет консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2011 года и консолидированного отчета о совокупном доходе за год по указанную дату вследствие признания Айсира как прекращенной деятельности, как описано в *Примечании 6*, и вследствие вклада доли в Аркагаз Материнской Компанией, учтенного по методу объединения долей, что описано ниже.

В 2012 году Материнская Компания передала 100% долю участия в Аркагаз в обмен на выпущенные акции с номинальной стоимостью 4.109.246 тысяч тенге (*Примечание 5*). Данное объединение бизнеса под общим контролем учтено с применением метода объединения долей.

Соответственно, сравнительный консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2011 года и консолидированный отчет о совокупном доходе за год по указанную дату были пересчитаны в соответствии с требованиями МСБУ 1.

Эффект на сравнительные данные приводится ниже:

Влияние на финансовое положение на 31 декабря:	2011 года
Увеличение основных средств	3.746.534
Увеличение в долгосрочных активах	3.746.534
Увеличение товарно-материальных запасов	18.763
Увеличение НДС к возмещению	4.473
Увеличение предоплаты по подоходному налогу	616
Увеличение торговой дебиторской задолженности	34.848
Увеличение прочих текущих активов	27.797
Увеличение денежных средств и их эквивалентов	40.718
Увеличение в текущих активах	127.215
Увеличение торговой кредиторской задолженности	1.004
Увеличение прочих текущих обязательств	12.922
Увеличение в текущих обязательствах	13.926
Увеличение в чистых активах	3.859.823
Приходится на:	
Акционера материнской компании	3.859.823
Неконтрольную долю участия	-
	3.859.823

Чистые активы Аркагаз по состоянию на 1 января 2011 года составляли 2.600.843 тысячи тенге.

В 2011 году Аркагаз признал увеличение уставного капитала на сумму 1.335.366 тысяч тенге, которое было признано как увеличение в дополнительно оплаченном капитале Группы в 2011 году.

Эффект пересчета вследствие применения метода объединения долей на финансовые результаты Группы за год по 31 декабря 2011 года приведен ниже:

Влияние на результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2011 года	2011 года
Увеличение в выручке от реализованной продукции и оказанных услуг	755.709
Увеличение в себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг	(714.217)
Увеличение в общих и административных расходах	(110.828)
Увеличение в расходах по транспортировке и реализации	(6.270)
Увеличение в прочих операционных доходах	1.133
Увеличение в прочих операционных убытках	(1.913)
Уменьшение в прибыли за период	(76.386)

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС

Денежные средства и их эквиваленты

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Срочные вклады в банках – тенге	120.933.758	117.011.743
Срочные вклады в банках – доллары США	93.134.773	222.109.017
Текущие счета в банках – тенге	90.815.360	114.081.847
Текущие счета в банках – доллары США	86.329.779	105.188.711
Текущие счета в банках – другие валюты	12.058.545	12.031.208
Срочные вклады в банках – другие валюты	7.982.589	7.991.776
Кассовая наличность	3.830.647	3.538.551
	415.085.451	581.952.853

Срочные вклады размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах. По состоянию на 31 декабря 2012 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 0,7% в долларах США и 1,95% в тенге (в 2011 году: 1,33% в долларах США и 1,17% в тенге).

На 31 декабря 2012 года денежные средства и их эквиваленты в размере 33.714 тысяч тенге и 84.666 тысяч тенге были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Гемирбанк», соответственно (в 2011 году: 189.318 тысяч тенге и 2.024 тысячи тенге, соответственно) (Примечание 11).

Прочие краткосрочные финансовые активы

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Краткосрочные банковские вклады	633.122.581	446.515.495
Займы связанным сторонам	32.262.570	62.849.289
Минус: резерв по сомнительным займам связанным сторонам	(5.807.343)	(5.808.693)
	659.577.808	503.556.091
Вексель к получению от участника совместного предприятия (Примечание 9)	3.895.304	1.361.055
	663.473.112	504.917.146

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Краткосрочные финансовые активы в долларах США	416.942.521	322.472.556
Краткосрочные финансовые активы в тенге	246.339.253	176.171.505
Краткосрочные финансовые активы в других валютах	191.338	6.273.085
	663.473.112	504.917.146

На 31 декабря 2012 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 2,21% в долларах США, 4,06% в тенге и 4,00% в других валютах (в 2011 году: 4,09% в долларах США, 3,29% в тенге и 0,86% в других валютах).

Займы связанным сторонам учитываются по амортизированной стоимости.

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

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
На 31 декабря 2010 года	5.794.542
Отчисления за год	14.151
На 31 декабря 2011 года	5.808.693
Восстановление списания	(1.350)
На 31 декабря 2012 года	5.807.343

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Краткосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Торговая дебиторская задолженность	238.061.651	197.124.732
Минус: резерв по сомнительным долгам	(18.774.866)	(11.489.938)
Торговая дебиторская задолженность	219.286.785	185.634.794

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов по этим активам проценты не начислялись.

По состоянию на 31 декабря 2012 года торговая дебиторская задолженность в размере 91.444.763 тысячи тенге находилась в качестве залогового обеспечения по обязательствам Группы (в 2011 году: 26.832.204 тысяч тенге).

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

<i>В тысячах тенге</i>	Итого	Не просроченная, не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			<30 дней	30 – 60 дней	60 – 90 дней	90 – 120 дней	>120 дней
2012	219.286.785	187.087.190	13.282.923	11.243.696	1.700.070	1.319.490	4.653.416
2011	185.634.794	83.246.067	63.771.204	27.222.029	1.578.724	1.052.590	8.764.180

Запасы

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Материалы и запасы	86.918.791	83.425.807
Нефтепродукты	64.654.236	69.241.137
Сырая нефть	50.716.508	42.219.938
Продукты переработки газа	12.865.282	18.515.321
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	(11.873.544)	(10.549.728)
	203.281.273	202.852.475

Прочие краткосрочные активы

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Авансы выданные и расходы будущих периодов	35.346.146	49.103.110
НДС к возмещению	123.223.688	39.826.385
Дивиденды к получению от ассоциированной организации	34.820.940	29.383.200
Налоги к возмещению	19.805.144	3.910.440
Прочие текущие активы	91.872.431	141.707.029
Минус: резерв по сомнительным долгам	(11.997.533)	(6.297.883)
Итого прочих текущих активов	293.070.816	257.632.281

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов по этим активам проценты не начислялись.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Прочие долгосрочные финансовые активы

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Депозиты, выраженные в долларах США	215.391	186.255
Депозиты, выраженные в тенге	2.272.124	9.680.853
Депозиты, выраженные в Евро		41.860
	2.487.515	9.908.968
Займы связанным сторонам (Примечание 11)	16.637.532	67.121.199
Вексель к получению от участника совместного предприятия	14.326.455	18.138.239
Вексель к получению от ассоциированной компании (Примечание 11)	20.721.926	19.220.620
	54.173.428	114.389.026

Долгосрочные банковские вклады

На 31 декабря 2012 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 2,75% в долларах США и 2,20% в тенге (в 2011 году: 5,0% в долларах США, 3,01% в тенге и 4,00% в Евро).

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Срок погашения от 1 до 2 лет	153.261	7.917.541
Срок погашения свыше 2 лет	2.334.254	1.991.427
	2.487.515	9.908.968

На 31 декабря 2012 года долгосрочные банковские депозиты включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 1.141.416 тысяч тенге (в 2011 году: 1.662.649 тысяч тенге).

Инвестиции, учитываемые методом долевого участия

<i>В тысячах тенге</i>	Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
Совместные предприятия:				
ТОО «Тенгизшевройл»	264.698.959	20,00%	236.733.082	20,00%
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	176.949.392	50,00%	112.313.687	50,00%
ТОО «Казахойл-Актобе»	72.085.480	50,00%	60.765.521	50,00%
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	71.959.310	50,00%	70.348.225	50,00%
ТОО «КазРосГаз»	63.423.836	50,00%	164.437.515	50,00%
ТОО «КазГерМунай»	55.315.780	50,00%	83.827.856	50,00%
Ural Group Limited BVI («UGL»)	19.066.237	50,00%	17.703.117	50,00%
«Валсера Холдингс Б.В.»	18.511.433	50,00%	17.654.144	50,00%
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	12.011.596	50,00%	3.431.884	50,00%
АО «МунайТас»	7.505.315	51,00%	6.121.357	51,00%
ТОО СП «Каспий Битум»	–	50,00%	3.305.185	50,00%
Прочие	28.368.047		20.081.464	
Ассоциированные компании:				
«ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»)	80.909.217	33,00%	99.671.202	33,00%
«Каспийский Трубопроводный Консорциум»	17.274.707	20,75%	16.810.919	20,75%
Прочие	6.017.730		5.950.277	
	894.097.039		919.155.435	

На 31 декабря 2012 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 30.912.569 тысяч тенге (в 2011 году: 61.147.432 тысячи тенге).

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Инвестиции, учитываемые методом долевого участия (продолжение)

На 31 декабря 2012 года Группа признала обесценение инвестиций в ТОО СП «Каспий Бигум» в сумме 2.944.216 тысяч тенге.

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

На 31 декабря 2012 года дивиденды к получению от ПКИ составили 34.820.940 тысяч тенге (в 2011 году: 29.383.200 тысяч тенге).

В таблице ниже представлено движение в инвестициях за 2012 и 2011 года:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Сальдо на 1 января	919.155.435	696.881.032
Дополнительные вклады	8.793.659	91.689.870
Доля в прибыли	471.086.475	534.622.865
Дивиденды полученные	(504.177.416)	(401.000.520)
Изменение в дивидендах к получению	(5.437.740)	(9.926.400)
Обесценение инвестиций	(2.955.515)	(51.796)
Пересчет валюты отчетности	7.632.141	6.940.384
Сальдо на 31 декабря	894.097.039	919.155.435

В таблице ниже представлены дивиденды, полученные от ассоциированных и совместных предприятий в 2012 и 2011 годах:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Совместные предприятия:		
ТОО «Тенгизшевройл»	243.858.102	303.606.034
ТОО «КазРосГаз»	142.995.621	7.058.943
ТОО «КазГерМунай»	67.170.000	36.627.000
Прочие	2.143	379.730
Ассоциированные компании:		
«ПетроКазахстан Инк.»	55.238.136	63.093.995
Прочие	351.154	161.218
Итого	509.615.156	410.926.920

В таблицах ниже обобщенно представлена финансовая информация о совместных предприятиях и ассоциированных компаниях (пропорциональная доля 1 группы):

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Суммарные активы и обязательства в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях на 31 декабря		
Текущие активы	371.050.032	429.111.574
Долгосрочные активы	1.751.008.602	1.184.289.847
Текущие обязательства	(280.200.185)	(220.564.891)
Долгосрочные обязательства	(947.761.410)	(473.681.095)
Чистые активы	894.097.039	919.155.435

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Суммарная выручка и чистая прибыль в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях за год		
Выручка	1.558.147.264	1.649.236.679
Чистая прибыль	471.086.475	534.622.865
Курсовые разницы от перевода валюты признанные непосредственно в прочем совокупном доходе	7.632.141	6.940.384

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Основные средства

В тысячах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	
								Итого	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	1.336.640.559	215.523.404	445.153.318	185.153.194	194.819.247	57.678.632	29.465.836	86.940.949	2.551.375.139
Пересчёт валюты отчетности	14.407.453	-	1.860.191	(561.143)	(866.244)	1.071.065	84.676	11.050	16.107.048
Поступления	154.631.069	5.613.863	4.530.676	4.946.860	5.707.510	22.563.168	6.225.303	224.509.234	428.727.683
Приобретения посредством объединения предприятий	998.433	-	-	12.687.196	8.103.275	11.385.148	188.991	75.790	33.438.833
Выбытия	(19.569.485)	(553.325)	(1.539.831)	(4.024.682)	(3.842.472)	(3.480.548)	(2.623.897)	(3.844.174)	(39.478.414)
Расходы по износу	(35.099.010)	(10.387.366)	(38.677.358)	(14.089.761)	(25.522.937)	(8.103.613)	(7.748.920)	-	(139.628.965)
Накопленный износ по выбытиям	8.595.453	518.388	754.761	958.200	2.698.591	2.310.059	1.838.763	-	17.674.215
Резерв на обесценение	(9.948.186)	(150.497)	(2.722.980)	(9.235.574)	(4.222.873)	(16.524)	(144.395)	(5.274.467)	(31.715.436)
Перевод из активов по разведке и оценке	1.407.070	-	-	-	-	-	-	-	1.407.070
Переводы в нематериальные активы	-	-	-	-	(40.796)	-	(3.773)	(496.837)	(541.408)
Переводы и реклассификации	72.331.126	11.932.983	22.148.218	15.697.764	12.714.371	1.453.597	2.730.312	(139.008.371)	-
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	4.356.717	280.774.482	507.164.796
Приобретение доли участия в «Карачаганак» (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)	(10.594.751)	(8.854.482)	-	(157.829.698)
Накопленный износ по выбытиям (Резерв на обесценение) / сторнирование резерва на обесценение	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
Преращенная деятельность (Примечание 6)	(68.524.815)	-	186.238	(3.370.888)	(1.427.416)	(3.203.201)	(655.428)	(5.394.229)	(82.389.739)
Перевод из активов по разведке и оценке	2.770.340	-	-	(5.302.453)	-	-	-	(282.825)	(5.585.278)
Переводы в нематериальные активы	(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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)****Основные средства (продолжение)**

В тысячах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	
								Итого	Итого
Первоначальная стоимость	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
Первоначальная стоимость	1.739.895.397	279.478.404	560.244.737	271.395.201	298.671.010	119.874.312	60.216.493	171.486.124	3.501.261.678
Накопленный износ и обесценение	(215.500.915)	(56.980.954)	(128.737.742)	(79.863.147)	(109.123.340)	(35.013.328)	(30.203.537)	(8.472.950)	(663.895.913)
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

В 2012 году Группа капитализировала затраты по займам, по средней ставке капитализации в 8,47% на сумму 6.790.893 тысячи тенге, относящиеся к строительству новых активов (в 2011 году: 5.796.730 тысяч тенге, по средней ставке капитализации в 5,81%).

На 31 декабря 2012 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 1.029.828.785 тысяч тенге (в 2011 году: 946.839.813 тысяч тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам и обязательствам Группы.

В 2012 году Группа получила от своей материнской компании газопроводы высокого, среднего и низкого давления и сопутствующие сооружения, расположенные в Мангистауском, Кызыл-Ординском и Южно-Казахстанском регионах на общую сумму 30.222.376 тысяч тенге.

Обесценение основных средств

В 2012 году Группа признала 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 по тексту «КМГ ПМ») на сумму 1.258.361 тысячу тенге и ТОО «Наукоград» (далее по тексту «Наукоград») в сумме 2.326.137 тысяч тенге, за минусом сторнирования резерва на обесценение ТОО «КазМунайГаз-Сервис» (далее по тексту «КМГ-Сервис») на сумму 1.216.670 тысяч тенге. Для подробного обсуждения «РД КМГ» смотрите *Примечание 4*.

В 2011 году Группа признала чистый убыток по обесценению в размере 31.715.436 тысяч тенге, который приходится, в основном, на обесценение основных средств АО «КазТрансОйл» (далее по тексту «КТО») на сумму 13.469.618 тысяч тенге, «Ромпетрол Групп» (далее по тексту «TRG») на сумму 10.344.398 тысяч тенге и «КМГ-Сервис» на сумму 5.220.193 тысяч тенге.

В 2011 году «КТО» признал убыток от обесценения в размере 13.469.618 тысяч тенге по активам «Нефтеналивного Терминала Батуми» и «Морского Порта Батуми». Возмещаемые суммы генерирующих единиц этих активов были определены на основе ценности от использования с применением ожидаемых денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на десятилетний период. Денежные потоки после десятилетнего периода были экстраполированы с применением 1,77% нормы роста. Группа использовала ставку средневзвешенной стоимости капитала 16,19% для дисконтирования денежных потоков.

В 2011 году «TRG» признала убыток от обесценения в размере 10.576.355 тысяч тенге по незавершенному строительству и складам в связи с приостановлением планов по строительству и отсутствием рынка для таких активов. Руководство считает, что эти активы не будут возмещены посредством их использования в обычной операционной деятельности или продажи.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Разведочные и оценочные активы

<i>В тысячах тенге</i>	Материальные	Нематериаль- ные	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2010 года	134.851.474	15.947.679	150.799.153
Пересчет валюты отчетности	609.659	–	609.659
Поступления	19.888.368	6.878.749	26.767.117
Приобретение дочерних организаций (Примечание 5)	–	10.049.257	10.049.257
Резерв на обесценение	(15.155.014)	(5.703.535)	(20.858.549)
Перемещение в основные средства	(1.407.070)	–	(1.407.070)
Выбытия	(5.307.717)	(339.381)	(5.647.098)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	133.479.700	26.832.769	160.312.469
Пересчет валюты отчетности	–	(135.909)	(135.909)
Поступления	327.581	36.077.558	36.405.139
Перемещение в основные средства	(2.770.340)	–	(2.770.340)
Потеря контроля над дочерней компанией	(7.097.643)	(1.092.660)	(8.190.303)
Выбытия	–	(336.888)	(336.888)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 года	123.939.298	61.344.870	185.284.168

В 2011 году Группа признала убытки от обесценения активов по разведке и оценке по Курмангазы, Тюб-Караган и другим месторождениям в размере 13.021.094 тысячи тенге, 7.435.589 тысяч тенге и 401.866 тысячи тенге, соответственно, которые были уменьшены на сумму списанного займа в размере 7.760.703 тысячи тенге, относящегося к финансированию деятельности по разведке и оценке месторождения Тюб-Караган (2012: ноль).

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Нематериальные активы

<i>В тысячах тенге</i>	Гудвилл	Нематериальные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	125.234.695	26.832.079	11.042.249	21.612.269	184.721.292
Пересчёт валюты отчетности	276.199	192.651	267.462	(231.701)	504.611
Поступления	–	–	6.954.794	4.312.228	11.267.022
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 5)	11.922.192	–	14.420	2.346	11.938.958
Выбытия	–	(2.107)	(476.997)	(458.171)	(937.275)
Расходы по амортизации	–	(18.411)	(3.703.099)	(4.010.320)	(7.731.830)
Накопленная амортизация по выбытиям	–	–	410.565	252.547	663.112
Резерв на обесценение	(2.371.431)	–	(307)	(642.770)	(3.014.508)
Переводы из незавершенного строительства	–	–	541.408	–	541.408
Переводы и корректировки	–	–	125.386	(125.386)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	135.061.655	27.004.212	15.175.881	20.711.042	197.952.790
Пересчёт 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 «Карачаганак» (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 (Примечание 6)	–	–	–	(3.559.560)	(3.559.560)
Переводы из незавершенного строительства	–	–	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
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
Первоначальная стоимость	165.446.556	27.562.193	29.706.453	33.075.410	255.790.612
Накопленная амортизация и обесценение	(30.384.901)	(557.981)	(14.530.572)	(12.364.368)	(57.837.822)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	135.061.655	27.004.212	15.175.881	20.711.042	197.952.790

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Нематериальные активы (продолжение)

Текущая стоимость гудвилла относимая на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2012	2011
«Нефтепереработка»	11.091.084	14.683.550
«Downstream Romania»	6.680.222	6.231.168
«Dyneff»	5.198.138	5.178.122
Прочее	8.508.738	5.420.763
Единицы, генерирующие денежные потоки Rompetrol group N.V.	31.478.182	31.513.603
Группа единиц, генерирующих денежные потоки в TOO Refinery Company RT	88.553.296	88.553.296
Прочие	14.994.756	14.994.756
Итого гудвилл	135.026.234	135.061.655

«Нефтепереработка», «Downstream Romania» и «Dyneff»

В 2012 и 2011 годах, не было признано убытков по обесценению «Нефтепереработки», «Downstream Romania», «Dyneff» и прочим единицам генерирующие 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, применимая к прогнозу денежных потоков в 2012 году, равна 10,1% (в 2011 году: 10,4%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста (в 2011 году: 1,5%), что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 8,6% (в 2011 году: 8,9%).

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, применимая к прогнозу движения денежных потоков в 2012 году, равна 6,6% (в 2011 году: 6,7%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста (в 2011 году: 1,5%), что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости в 2012 году составляет 5,1% (в 2011 году: 5,2%).

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 единиц, генерирующих денежные средства.

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Нематериальные активы (продолжение)

«Нефтепереработка», «Downstream Romania» и «Dyneff» (продолжение)

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 2012 года порог рентабельности для текущей модели достигается при уменьшении операционных доходов на 67% для подразделения «Нефтепереработка», 80% для подразделения «Downstream Romania» и 23,6% для подразделения «Dyneff».

ТОО «Refinery Company RT» (далее по тексту «Refinery»), 100% дочерняя организация «КМГ ПМ»

Возмещаемая стоимость Refinery 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 11,8% (в 2011 году: 12,8%), а денежные потоки за пределами пятилетнего срока были экстраполированы с учетом темпа роста, равного 3,67% (в 2011 году: 3,3%). Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 8,1% (в 2011 году: 9,5%).

На основании проведенного тестирования не было признано обесценение в 2012 и 2011 годах.

Основные допущения, применявшиеся при расчете ценности от использования

- Валовая прибыль;
- Запланированное значение EBITDA;
- Капитальные затраты в 2013-2017 годах;
- Ставки дисконтирования

Объем выработки нефтепродуктов – являются прогнозами Группы по выходу нефтепродуктов при переработке 1 тонны сырой нефти до и после модернизации АО «Лаводарский Нефтехимический Завод» (далее по тексту «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.

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

Чувствительность к изменениям в допущениях

Результаты оценки возмещаемой стоимости гудвила Refinery являются чувствительными к изменению основных допущений, в частности, допущений, связанных с изменением ставки дисконтирования WACC, а также запланированного значения EBITDA в терминальном периоде.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

ТОО «Refinery Company RT» (далее по тексту «Refinery»), 100% дочерняя организация «КМГ ПМ» (продолжение)

Чувствительность к изменениям в допущениях (продолжение)

Повышения ставки дисконтирования на 1% с 11,8% до 12,8%, приведет к тому, что балансовая стоимость гудвилла превысит возмещаемую стоимость на 21.708 миллионов тенге.

Понижение запланированного, в терминальном периоде, значения EBITDA на 3% с 14,8% до 11,8% приведет к тому, что балансовая стоимость гудвилла превысит возмещаемую стоимость на 107.810 миллионов тенге.

Прочие долгосрочные активы

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Авансы за долгосрочные активы	117.846.042	76.785.170
НДС к возмещению	8.641.358	49.328.641
Прочие долгосрочные активы	30.347.102	11.738.636
	156.834.502	137.852.447

Вексель к получению от участника совместного предприятия

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

«CCEL» обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время «РД КМГ» приняла на себя обязательство выплачивать «CITIC» любые дивиденды полученные от «CCEL», в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 572,3 миллиона долларов США (86.273.195 тысяч тенге) на 31 декабря 2012 года (в 2011 году: 627,3 миллионов долларов США или 93.084.216 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 119,7 миллионов долларов США (18.221.759 тысяч тенге) на 31 декабря 2012 года (в 2011 году: 129,2 миллионов долларов США или 19.499.294 тысячи тенге).

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

17 ноября 2008 года 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), уплачиваемого двумя равными платежами не позднее 12 июня и 12 декабря. После заключения данного соглашения эффективная ставка вознаграждения по дебиторской задолженности составляет 15% в год.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Вексель к получению от участника совместного предприятия (продолжение)

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

	2012	2011
Текущие активы	26.616.427	25.967.227
Долгосрочные активы	104.772.444	112.996.459
	131.388.871	138.963.686
Текущие обязательства	40.191.266	42.148.678
Долгосрочные обязательства	91.197.605	96.815.008
	131.388.871	138.963.686
Чистые активы	-	-

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

Займы

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	1.560.512.307	1.363.436.347
Средневзвешенные ставки вознаграждения	8,01%	8,13%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	503.135.858	554.348.567
Средневзвешенные ставки вознаграждения	4,89%	8,92%
	2.063.648.165	1.917.784.914

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Займы, выраженные в долларах США	1.760.318.824	1.631.878.747
Займы, выраженные в тенге	265.733.278	250.491.821
Займы, выраженные в евро	36.642.633	35.263.082
Займы, выраженные в других валютах	953.430	151.264
	2.063.648.165	1.917.784.914

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Текущая часть	469.943.861	282.941.427
Долгосрочная часть	1.593.704.304	1.634.843.487
	2.063.648.165	1.917.784.914

Ниже рассмотрены основные изменения в займах:

В июне 2012 года в целях приобретения 5%-ной доли в Карачаганакском проекте (Примечание 5), посредством приобретения 50% в ТОО «КУДОСРП», был заключен Договор займа между Компанией, Аджип Карачаганак Б.В., Биджи Карачаганак Лимитед, Шеврон Интернэшнл Петролеум Компани, Лукойл Оверсиз Карачаганак Б.В. (далее – Консорциум) и ТОО «КУДОСРП» 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 от Проекта. По данному Договору Группа приняла на себя обязательство предоставить обеспечение по займу посредством залога 5%-ной доли в Проекте в пользу Консорциума. Также Самрук-Казына выдал гарантию по данному займу. По состоянию на 31 декабря 2012 года сумма задолженности Консорциуму составила 130.193.957 тысяч тенге.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Займы (продолжение)

В 2010 году дочерняя организация КМГ ПМ, ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» («АНПЗ»), заключило соглашение о предоставлении кредитной линии на сумму 1.063.660 тысяч долларов США с АО «Банк Развития Казахстана» («БРК»). Данная кредитная линия используется для финансирования строительства комплекса по производству ароматических углеводородов. В течение 2012 года АНПЗ получил 217.957 тысяч долларов США (эквивалент 32.689.859 тысяч тенге) (в 2011 году: 50.944.583 тысяч тенге). В 2012 году АНПЗ выплатил начисленное вознаграждение в размере 3.746.956 тысяч тенге (в 2011 году: 3.254.138 тысяч тенге). На 31 декабря 2012 года задолженность АНПЗ по основному долгу и начисленным процентам в рамках данной кредитной линии составила 82.704.877 тысяч тенге и 1.552.783 тысячи тенге, соответственно (в 2011 году: 50.226.083 и 1.230.341 тысяч тенге, соответственно). Выплаты основного долга начнутся в 2014 году.

В 2012 году для финансирования строительства комплекса глубокой переработки нефти АНПЗ заключил кредитное соглашение о предоставлении займа с БРК на сумму 251.982 тысячи долларов США (эквивалент 37.936.173 тысячи тенге). На 31 декабря 2012 года задолженность по основному долгу и начисленным процентам этой кредитной линии составила 37.636.020 тысяч тенге и 63.307 тысяч тенге, соответственно. В декабре 2012 года АНПЗ выплатил комиссию за предоставление займа в размере 347.284 тысячи тенге.

На 31 декабря 2012 года общая сумма задолженности по основному долгу и начисленным процентам по займам БРК составила 120.340.897 тысяч тенге и 1.616.090, соответственно (2011 год: 50.226.083 тысяч тенге и 1.230.341 тысячи тенге).

В течение 2012 года в рамках соглашения о кредитной линии с фиксированной ставкой вознаграждения, заключенного в 2011 году между КМГ ПМ и АО «Народный Банк Казахстана», дочерняя организация КМГ ПМ, ТОО «Eurasia Munai Imprex» («ЕМИ»), получила заемные средства на сумму 493.000 тысяч долларов США (эквивалент 73.511.230 тысяч тенге). На 31 декабря 2012 года вся сумма задолженности была погашена (на 31 декабря 2011 года: 170.000 тысяч долларов США или 25.228.000 тысяч тенге).

В 2012 году в рамках соглашения о кредитной линии с АО «Народный Банк Казахстана», АО «Павлодарский Нефтехимический Завод» («ПНХЗ»), дочерняя организация КМГ ПМ, получила заемные средства на сумму 40.461.570 тысяч тенге. По состоянию на 31 декабря 2012 года задолженность КМГ ПМ по основному долгу и начисленному вознаграждению составила 32.100.108 тысяч тенге (на 31 декабря 2011 года: ноль).

В течение 2012 года the Rompetrol Group («Ромпетрол») заключил кредитное соглашение с четырьмя банками (JP Morgan, Citibank, Unicredit and RBS) на общую сумму 250.000 тысяч долларов США (эквивалент 37.277.500 тысяч тенге). На 31 декабря 2012 года основной долг и начисленное вознаграждение по данному займу составляли 38.040.409 тысяч тенге (на 31 декабря 2011 года: ноль).

Краткосрочная торговая и прочая кредиторская задолженность

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Торговая кредиторская задолженность	227.115.792	242.636.901
Итого	227.115.792	242.636.901

На 31 декабря 2012 и 2011 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Резервы (краткосрочные и долгосрочные)

<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 2010 года	28.007.852	28.677.421	24.933.398	41.292.954	122.911.625
Пересчет валюты отчетности	58.928	(70.543)	218.394	1.588	208.367
Изменение в оценке	(2.598.212)	–	–	18.443	(2.579.769)
Увеличение на сумму дисконта	1.949.720	–	–	23.003	1.972.723
Резерв за год	697.363	564.441	15.314.652	15.279.338	31.855.794
Сторнирование неиспользованных сумм	(8.952)	(555.177)	(11.717.967)	–	(12.282.096)
Поступление при объединении предприятий	–	–	–	579.546	579.546
Использование резерва	(770.534)	(1.283.936)	(5.812.373)	(11.883.065)	(19.749.908)
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	2.929.446	27.924.048	55.725.032
Приобретение в доли КПО	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	8.703.807	47.926.805	149.716.780

На 31 декабря 2012 года прочие резервы включали резерв на строительство Музея Истории в размере 6.349.501 тысяча тенге (в 2011 году: 19.786.849 тысяча тенге), резерв по обязательствам по выплатам работникам в размере 18.423.207 тысяча тенге (в 2011 году: 15.497.387 тысяча тенге), резерв на реконструкцию Выставочного Центра в размере 6.191.005 тысяча тенге (в 2011 году: 3.799.020 тысяча тенге).

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 эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель.

В течение 2012 года КТО начислил резерв под обязательства по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель на сумму 15.084.384 тысячи тенге. Амортизация дисконта составила 446.653 тысячи тенге. По состоянию на 31 декабря 2012 года балансовая стоимость резерва под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель составила 15.531.037 тысяча тенге (на 31 декабря 2011 года: ноль тенге).

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Резервы (краткосрочные и долгосрочные) (продолжение)

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Обязатель- ства за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
На 31 декабря 2012 года					
Текущая часть	971.466	3.489.231	8.703.807	21.434.458	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	8.703.807	47.926.805	149.716.780
На 31 декабря 2011 года					
Текущая часть	748.184	1.966.747	22.344.507	27.547.472	52.606.910
Долгосрочная часть	26.587.981	25.365.459	591.597	17.764.335	70.309.372
Резерв на 31 декабря 2011 года	27.336.165	27.332.206	22.936.104	45.311.807	122.916.282

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

Прочие краткосрочные обязательства

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010
Авансы полученные	31.214.807	82.900.875
Задолженность перед сотрудниками	1.235.447	19.738.407
Прочие	85.290.603	37.157.611
Итого прочих текущих обязательств	117.740.857	139.796.893
<i>Прочие налоги к уплате</i>		
Рентный налог на экспорт сырой нефти	38.775.752	34.583.219
Налог на добычу полезных ископаемых	11.644.041	16.330.085
Акцизный налог	10.563.717	14.056.049
НДС	24.421.260	9.605.120
Специальный фонд на нефтепродукты	1.237.425	8.950.228
Прочие	22.792.812	15.372.983
	109.435.007	98.897.684
	227.175.864	238.694.577

К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» («СКП»)

31 октября 2008 года все участники проекта СКП подписали соглашение, согласно которому все участники проекта, за исключением «КМГ Кашаган Б.В.» (100% дочерняя компания Группы), согласились частично передать часть своих долей в проекте, на пропорциональной основе, таким образом, чтобы увеличить долю «КМГ Кашаган Б.В.» в СКП с 8,33% до 16,81% ретроспективно с 1 января 2008 года. Цена приобретения включает сумму в размере 1,78 миллиардов долларов США и годовое вознаграждение в размере LIBOR плюс 3%. Данная задолженность обеспечена дополнительной приобретенной долей в размере 8,48%. По состоянию на 31 декабря 2012 года амортизированная стоимость этой задолженности составляла 339.549.990 тысяч тенге (2011: 320.926.724 тысяч тенге). По состоянию на 31 декабря 2012 года текущая стоимость заложенных активов (основные средства и активы по разведке и оценке) составляла 694.500.483 тысячи тенге (в 2011 году: 622.925.027 тысяч тенге).

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Прочие долгосрочные обязательства

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
К уплате за приобретение дочерней организации		6.383.473
Прочие долгосрочные обязательства	26.174.856	12.672.087
	26.174.856	19.055.560

Капитал

Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных включает:

	На 31 декабря 2010 года	Выпущено в 2011 году	На 31 декабря 2011 года	Выпущено в 2012 году	На 31 декабря 2012 года
Количество выпущенных акций	388.974.019	26.513.508	415.487.527	102.670.272	518.157.799
Номинальной стоимостью 500 тенге	359.274.019	26.513.506	385.787.525	72.663.241	458.450.766
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	29.700.000	-	29.700.000	30.007.029	59.707.029
Номинальной стоимостью 838 тенге	-	1	1	-	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	-	1	1	-	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	-	-	-	1	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	-	-	-	1	1
Количество оплаченных акций	385.571.721	29.915.806	415.487.527	102.670.272	518.157.799
Номинальной стоимостью 500 тенге	355.871.721	29.915.804	385.787.525	72.663.241	458.450.766
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	29.700.000	-	29.700.000	30.007.029	59.707.029
Номинальной стоимостью 838 тенге	-	1	1	-	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	-	1	1	-	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	-	-	-	1	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	-	-	-	1	1
Уставный капитал (тысяч тенге)	326.435.861	14.957.903	341.393.764	186.366.767	527.760.531
Номинальной стоимостью 500 тенге	177.935.861	14.957.901	192.893.762	36.331.620	229.225.382
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	148.500.000	-	148.500.000	150.035.145	298.535.145
Номинальной стоимостью 838 тенге	-	1	1	-	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	-	1	1	-	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	-	-	-	1	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	-	-	-	1	1

На 1 января 2011 года 3.402.298 простых акций не были оплачены. В 2011 году Компания объявила и выпустила 26.513.508 простых акций, в том числе 26.513.506 простых акций по цене размещения 500 тенге за одну простую акцию, одну акцию по цене размещения 838 тенге и одну простую акцию по цене размещения 858 тенге. В 2011 году Материнская Компания оплатила 29.915.806 простых акций следующим образом: 12.135.394 тысячи тенге денежными средствами и передачей газопроводов на общую сумму 2.822.509 тысяч тенге. На 31 декабря 2011 года все объявленные и выпущенные акции были оплачены.

В 2012 году Компания объявила о выпуске 106.663.243 простых акций, из них выпущено и оплачено 102.670.272, в том числе 72.663.241 простых акций по цене размещения 500 тенге за одну акцию, одну простую акцию по цене размещения 704 тенге за одну акцию и одну простую акцию по цене размещения 592 тенге за одну акцию, 30.007.029 простых акций по цене размещения 5.000 тенге за одну акцию на общую сумму 186.366.767 тысяч тенге. Дополнительно, 3.992.971 простых акций были объявлены, но не выпущены. В 2012 году Материнская Компания оплатила 102.670.272 простые акции следующим образом: Компания получила газопроводы высокого, среднего и низкого давления и сопутствующие сооружения, расположенные в Мангистауском, Кызыл-Ординском и Южно-Казахстанском регионах на общую сумму 30.222.376 тысяч тенге, 2.000.004 тысячи тенге денежными средствами, 100%-ную долю участия в Аркагаз на общую сумму 4.109.246 тысяч тенге и 50%-ную долю участия в ТОО «КУДОСР1» на общую сумму 150.035.141 тысяч тенге.

На 31 декабря 2012 года количество объявленных, но не выпущенных простых акций составило 3.992.971 штук.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Операции с Материнской Компанией

В 2011 году Компания признала дополнительный оплаченный капитал в сумме 10.971.414 тысяч тенге, представляющий собой разницу между номинальной и справедливой стоимостью займа, полученного от Материнской Компании (*Примечание 11*).

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», оставшаяся доля в 94,385% принадлежит Материнской Компании. В предыдущих периодах доля участия была полностью обеспечена Группой, соответственно на дату приобретения балансовая стоимость доли равна нулю.

Как указано в Примечании 5, 5%-ная доля участия в Карачаганаке внесена Материнской Компанией, в обмен которой Компания выпустила уставной капитал в сумме 150.035.141 тысяч тенге. Справедливая стоимость вклада составила 151.171.757 тысяч тенге. Разница в размере 1.136.616 тысяч тенге была признана как дополнительно оплаченный капитал.

Выплаты Акционеру

В 2011 году по распоряжению Правительства Республики Казахстан Группа провела финансирование мероприятий по восстановлению жилья, инженерной и социальной инфраструктуры, разрушенных вследствие весенних паводков 2011 года. Общая сумма финансирования составила 3.900.000 тысячи тенге и была отражена как распределение Акционеру. Кроме того, в 2011 году Группа создала резерв в сумме 3.959.439 тысяч тенге на реконструкцию Выставочного Центра в Москве и увеличила резерв на строительство Музея Истории на сумму 1.070.562 тысячи тенге. Оба резерва были отражены Группой на основании Постановления Правительства Республики Казахстан, как распределение акционеру (*Примечание 4*).

В 2012 году Группа увеличила резерв на реконструкцию Выставочного Центра на 2.451.225 тысяч тенге и резерв в отношении затрат, которые будут понесены на строительство Исторического Музея в сумме 5.179.475 тысяч тенге, и соответственно, отразила их как распределение акционеру. Кроме того, в 2012 году Группа создала обязательства по передаче Северо-Каспийской экологической базы реагирования на разливы нефти (СКЭБР) в ведение Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан в сумме 13.537.062 тысячи тенге и отразила его как распределение Акционеру.

Уменьшение в нераспределенной прибыли на 637.832 тысячи тенге представляют собой прочие распределения Акционеру.

Прочие движения в нераспределенной прибыли, связанные с приобретением неконтрольной доли участия раскрыты в *Примечании 5*.

Дивиденды

В 2012 году Компания начислила и выплатила дивиденды своему Акционеру в размере 293,35 тенге за акцию на общую сумму 143.201.087 тысяч тенге (в 2011 году: 117,68 тенге за акцию на общую сумму 45.796.384 тысячи тенге).

В 2012 году Группа выплатила дивиденды держателям неконтрольной доли участия в РД КМГ в размере 34.224.235 тысяч тенге (в 2011 году: 22.167.123 тысячи тенге).

Резерв от пересчета валюты отчетности

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС (продолжение)

Неконтрольная доля участия

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	492.114.355	502.935.028
Дочерние организации Cooperative KazMunaiGaz U.A.	59.322.890	78.251.099
АО «КазТрансОйл»	29.178.181	-
Дочерние организации АО «Переработка и Маркетинг «КазМунайГаз»	288.568	277.074
Прочие	243.325	194.403
	581.147.319	581.657.604

В 2012 году РД КМГ увеличило количество изъятых акций из обращения в результате выкупа собственных акций (2.205.813 привилегированных акций) на сумму 36.202.658 тысяч тенге (в 2011 году: 938.479 привилегированных акций на сумму 15.762.657 тысяч тенге). Текущая стоимость выкупленной неконтрольной доли составила 42.511.899 тысяч тенге на 31 декабря 2012 года (в 2011 году: 14.895.474 тысяч тенге). Разница между уплаченной суммой и текущей стоимостью выкупленной неконтрольной доли в размере 6.309.241 тысячи тенге была признана в нераспределенной прибыли (в 2011 году: 867.183 тысяч тенге).

Как часть программы Народного IPO, 25 декабря 2012 года на Казахстанской Фондовой Бирже было продано 38.463.559 простых акций КТО по 725 тенге за акцию на сумму 27.886.080 тысяч тенге, и понесены консалтинговые расходы в связи с выпуском акций, в размере 565.717 тысяч тенге. Балансовая стоимость доли меньшинства признана в результате операции на сумму 29.178.181 тысяч тенге. Разница между поступлениями от выпуска и увеличением доли меньшинства, в сумме 1.857.818 тысяч тенге, отнесена на нераспределенную прибыль.

10. ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ

Выручка

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Реализация нефтепродуктов	1.984.033.304	1.873.607.319
Реализация сырой нефти	597.598.338	470.620.218
Оплата за транспортировку	221.792.093	223.979.824
Реализация газа и продуктов переработки газа	210.190.734	192.157.149
Прочий доход	187.872.097	155.856.829
Минус: налоги с продаж и коммерческие скидки	(241.068.075)	(290.965.584)
	2.960.418.491	2.625.255.755

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

Себестоимость реализованных товаров и услуг

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Материалы и запасы	1.511.873.610	1.334.285.089
Расходы по заработной плате	190.843.087	157.294.367
Износ, истощение и амортизация	137.048.479	118.666.714
Налог на добычу полезных ископаемых	71.894.037	78.693.473
Электроэнергия	40.672.562	35.579.646
Ремонт и обслуживание	31.455.163	46.321.275
Прочие налоги	16.120.832	10.024.276
Прочее	90.910.343	55.196.284
	2.090.818.113	1.836.061.124

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

10. ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ (продолжение)**Расходы по реализации**

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Рентный налог на экспорт сырой нефти	159.821.524	149.771.267
Транспортировка	110.787.751	101.523.300
Таможенная пошлина	43.676.023	51.652.884
Расходы по заработной плате	14.542.102	17.107.169
Износ и амортизация	12.791.280	11.595.903
Обесценение основных средств	1.399.788	-
Прочее	19.078.146	19.056.183
	362.096.614	350.706.706

Административные расходы

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Обесценение основных средств, разведочных и оценочных активов и нематериальных активов, кроме гудвилла	80.989.951	45.456.359
Расходы по заработной плате	55.001.378	54.043.585
Благотворительность	15.108.428	17.260.813
Износ и амортизация	13.793.293	16.170.284
Резервы по обесценению финансовых активов	12.845.618	3.650.396
Прочие налоги	11.854.281	11.893.158
Консультационные услуги	10.344.516	11.807.457
Начисленные штрафы и пени	8.926.661	13.180.365
Обесценение гудвилла	-	2.371.431
Прочее	35.177.297	36.906.243
	244.041.423	212.740.091

Доходы по финансированию

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Процентный доход по вкладам в банках и облигациям	22.746.233	31.095.167
Процентный доход по займам выданным	4.818.384	8.239.335
Прочие	1.459.823	6.249.034
	29.024.440	45.583.536

Расходы по финансированию

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	142.870.980	153.741.549
Убыток по производным инструментам	7.569.210	6.552.302
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов	1.957.837	1.949.720
Прочее	16.785.779	8.946.642
	169.183.806	171.190.213

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ (продолжение)

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

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
ТОО «Тенгизшевройл»	267.829.086	303.405.253
Мангистау Инвестмент БВ	64.635.705	80.859.234
ТОО «КазРосГаз»	40.891.107	39.395.621
ТОО «КазГерМунай»	38.357.881	40.117.425
«ПетроКазахстан Инк.»	34.564.355	48.591.409
ТОО «Казахойл-Актобе»	11.319.959	15.519.315
Доли в прибыли прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	13.488.382	6.734.608
	471.086.475	534.622.865

Расходы по подоходному налогу

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2012 года в сумме 42.555.972 тысячи тенге (в 2011 году: 30.735.678 тысячи тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог.

Обязательства по подоходному налогу на 31 декабря 2012 года в сумме 48.103.198 тысячи тенге (в 2011 году: 2.246.665 тысячи тенге) представляет собой в основном корпоративный подоходный налог.

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

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Текущий подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	123.816.147	85.916.496
Налог на сверхприбыль	31.138.908	20.829.413
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	40.164.384	46.973.636
Отсроченный подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	(18.397.961)	(988.895)
Налог на сверхприбыль	(3.785.659)	207.498
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	4.194.881	209.004
Расходы по подоходному налогу	177.130.700	153.147.152

В соответствии с изменениями 2006 года в налоговом законодательстве, вступившими в силу 1 января 2007 года, дивиденды, полученные от Казахских налогоплательщиков, не подлежат налогообложению налогом у источника выплаты. Следуя этим изменениям в налоговом законодательстве, в 2006 году Группа сторнировала обязательства по отсроченному налогу на нераспределенную прибыль от дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний, зарегистрированных в Республике Казахстан, которые были признаны в прошлые годы. Однако, в течение 2007-2012 годов Группа получала дивиденды от ТОО «Тенгизшевройл» (20% совместное предприятие Группы, Казахский налогоплательщик) за минусом налога у источника выплаты, так как существует неопределенность того, распространяется ли отмена налога у источника выплаты на стабильный налоговый режим ТОО «Тенгизшевройл». Группа пыталась оспорить удержание налога у источника, но не смогла убедить ТОО «Тенгизшевройл» и налоговые органы в том, что налог не должен удерживаться. Соответственно, руководство Группы решило признать отсроченное обязательство по налогу у источника выплаты на нераспределенную прибыль ТОО «Тенгизшевройл», так как это является наилучшей оценкой того, что Группа в последующем будет получать дивиденды за вычетом налога у источника выплаты.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ (продолжение)

Расходы по подоходному налогу (продолжение)

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2012 и 2011 годах) к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011
Прибыль до учета подоходного налога	589.925.754	633.214.279
Прибыль / (убыток) до учета подоходного налога от прекращенной деятельности	611.161	(1.370.130)
Ставка подоходного налога	20%	20%
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	118.107.383	126.368.830
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(54.042.932)	(61.383.668)
Прочие необлагаемые доходы и расходы, не идущие на вычет	42.600.944	39.940.284
Прочие эффекты		
Налог на сверхприбыль	31.138.908	20.829.413
Налог у источника выплаты по вознаграждению	(9.979)	1.432.731
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	13.693.093	1.393.840
Эффект изменения ставок подоходного налога	–	(785.418)
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	25.626.339	25.334.196
	177.113.756	153.130.208
Расходы по подоходному налогу, представленные в консолидированном отчете о совокупном доходе	177.130.700	153.147.152
Экономия по подоходному налогу, относящаяся к прекращенной деятельности	(16.944)	(16.944)
	177.113.756	153.130.208

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. ОТЧЕТ О ПРИВЫЛЛЯХ И УБЫТКАХ (продолжение)

Расходы по подоходному налогу (продолжение)

В тысячах тенге	2012 год		2012 год		2011 год		2011 год		Итого
	Корпоративный подоходный налог	сверхприбыль	Налог на сверхприбыль	Налог у источника	Корпоративный подоходный налог	сверхприбыль	Налог у источника		
Активы по отсроченному налогу									
Основные средства	15.159.014	2.419.596	-	-	17.578.610	-	-	-	(392.652)
Перенесенные налоговые убытки	78.811.700	-	-	-	78.811.700	-	-	-	55.938.591
Начисленные обязательства в отношении работников	3.325.422	364.807	-	-	3.690.229	646.147	-	-	3.102.879
Обесценение финансовых активов	-	-	-	-	-	-	-	-	1.044.406
Обязательство за загрязнение окружающей среды	70.739	-	-	-	70.739	-	-	-	3.927
Прочие	23.986.837	3.884.607	-	-	27.871.444	3.033.791	-	-	25.004.859
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(80.012.140)	-	-	-	(80.012.140)	-	-	-	(54.385.801)
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(12.623.623)	(1.219.611)	-	-	(13.843.234)	(1.823.065)	-	-	(19.710.590)
Активы по отсроченному налогу	28.717.949	5.449.399	-	-	34.167.348	1.856.873	-	-	10.605.619
Обязательства по отсроченному налогу									
Основные средства	124.034.386	3.033.683	-	-	127.068.069	1.823.065	-	-	126.818.332
Нераспределенная прибыль совместного предприятия	-	-	-	39.704.843	39.704.843	-	-	35.509.962	35.509.962
Прочие	1.616.751	-	-	-	1.616.751	2.007.205	-	-	6.972.348
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(12.623.623)	(1.219.611)	-	-	(13.843.234)	(1.823.065)	-	-	(19.710.590)
Обязательства по отсроченному налогу	113.027.514	1.814.072	39.704.843	-	154.546.429	2.007.205	35.509.962	-	149.590.052
Чистые обязательства / (активы) по отсроченному налогу	84.309.565	(3.635.327)	39.704.843	-	120.379.081	150.332	-	-	138.984.433

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**10. ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ (продолжение)****Расходы по подоходному налогу (продолжение)**

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

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объем контрактов на недропользование. Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы. На 31 декабря 2012 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 80,012.140 тысяч тенге (в 2011 году: 54.385.801 тысяча тенге).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2012 года истекают в течении десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения. Следовательно, основная часть перенесенных налоговых убытков Группы по состоянию на 31 декабря 2012 года истекает в 2022 году для целей налогообложения.

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

В тысячах тенге	2012 год		2011 год		2011 год		2011 год		Итого
	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на сверхприбыль	Налог на сверхприбыль	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на источника		
Сальдо на 1 января	103.324.139	150.332	35.509.962	138.984.433	99.282.016	(57.166)	35.079.339	134.304.189	
Пересчет валюты отчетности	(76.073)	-	-	(76.073)	454.680	-	221.619	676.299	
Преращенная деятельность (Примечание б)	(540.540)	-	-	(540.540)	(557.484)	-	-	(557.484)	
Приобретение дочерних организаций (Примечание б)	-	-	-	-	5.133.822	-	-	5.133.822	
Отражено в консолидированном отчете о совокупном доходе	(18.397.961)	(3.785.659)	4.194.881	(17.988.739)	(988.895)	207.498	209.004	(572.393)	
Сальдо на 31 декабря	84.309.565	(3.635.327)	39.704.843	120.379.081	103.324.139	150.332	35.509.962	138.984.433	

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

11. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

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

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов:

<i>В тысячах тенге</i>		Задолжен- ность связанных сторон	Задолжен- ность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон (Примечание 9)	Задолжен- ность по займам связанным сторонам (Примечание 9)
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	2012	47.594.452	784.243	15.322.862	259.891.388
	2011	149.674.570	1.343.514	364.818.457	260.618.595
Ассоциированные компании	2012	55.542.866	1.321.554	—	—
	2011	48.829.707	1.077	2.000.000	—
Совместные предприятия, в которых Группы является участником	2012	53.889.492	38.836.399	—	—
	2011	16.088.718	62.507.607	—	—

Задолженность связанных сторон

По состоянию на 31 декабря 2012 года Группа имела облигации, выданные акционеру, учтенные по амортизированной стоимости 36.725.575 тысяч тенге (в 2011 году: 36.551.537 тысяч тенге). Облигации к получению с годовой ставкой 4% подлежат к оплате в 2044 году. Эффективная процентная ставка по этим облигациям составила 12,5% годовых. Кроме того, на 31 декабря 2011 года Группа имела займ к получению от «Самрук-Казына» на общую сумму 108.102.483 тысячи тенге, который был полностью погашен в 2012 году и был включен в текущие и долгосрочные займы от связанных сторон в отчете о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2011 года.

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов задолженность ассоциированных компаний в основном включает дивиденды к получению от ассоциированной компании – ПКК.

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов задолженность совместных предприятий в основном включает торговую дебиторскую задолженность от обычной деятельности.

В дополнение, по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 годов задолженность ассоциированных компаний и совместных предприятий включает займы к получению, представленные в составе долгосрочных и краткосрочных займов к получению в отчете о финансовом положении.

Задолженность связанным сторонам

По состоянию на 31 декабря 2011 года, задолженность совместным предприятиям включала авансы, полученные в сумме 34.873.488 тысяч тенге от ТОО «КазРосГаз» за поставку природного газа в 2012 году. На 31 декабря 2012 года задолженность совместным предприятиям включала задолженность перед ТОО «Азиатский Газопровод» на общую сумму 18.649.497 тысяч тенге.

Деньги и депозиты на счетах связанных сторон

АО «Альянс Банк», АО «БТА Банк» и АО «Темирбанк» контролируются «Самрук-Казына». Средства Группы, размещенные в этих банках включают денежные средства и их эквиваленты на текущих счетах, срочные вклады и вклады до востребования, как это раскрыто в *Примечании 9*.

АО «Народный Банк» с 6 января 2012 года не рассматривается как связанная сторона, так как окончательная контролирующая сторона АО «Народный Банк» покинула позицию ключевого управленческого персонала внутри Группы.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

11. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Задолженность по займам связанным сторонам

По состоянию на 31 декабря 2012 года, займы полученные от связанных сторон включали облигации полученные от АО «Банк Развития Казахстана», дочернего предприятия «Самрук-Казына», по амортизированной стоимости 103.208.006 тысяч тенге с процентной ставкой 6-месячного LIBOR плюс 8,35% годовых и сроком погашения в 2019 году (в 2011 году: 124.873.644 тысячи тенге).

По состоянию на 31 декабря 2012 года, займы полученные от связанных сторон включали займы, полученные от АО «Банк Развития Казахстана» по амортизированной стоимости 122.598.187 тысяч тенге с процентной ставкой LIBOR плюс 4,5% до 9% годовых (в 2011 году: 51.456.424 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2011 года, займы полученные от связанных сторон включали займы полученные от АО «Народный Банк» по амортизированной стоимости 25.531.380 тысяч тенге с процентной ставкой 5% годовых и сроком погашения в 2012 году. По состоянию на 31 декабря 2011 года займы, полученные от АО «Народный Банк» также включали дисконтированные облигации, выданные в 2010 году, по амортизированной стоимости 27.440.207 тысяч тенге с эффективной процентной ставкой 7% и сроком погашения в 2017 году.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами в течении 2012 и 2011 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»	2012	46.727.806	26.164.521	9.162.905	12.193.687
	2011	26.998.656	20.898.778	23.364.278	21.368.299
Ассоциированные компании	2012	63.947.312	66	405.902	529.342
	2011	428.019	10.431	12.667	-
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2012	315.394.718	176.344.402	3.182.110	1,412,361
	2011	121.980.624	172.652.631	114.480	-

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

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

Общая сумма вознаграждения, выплаченная ключевому управленческому персоналу, включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 4.308.944 тысяч тенге и 4.347.745 тысяч тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 годов, соответственно. Вознаграждение, выплаченное ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премиями, основанными на операционных результатах.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

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

Рыночный риск

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

Анализ чувствительности в следующих разделах приведен по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 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 72% дохода Группы выражено в долларах США, в то время как 47% себестоимости продаж выражено в тенге.

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

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налого- обложения
2012	+1,57%	(26.203.450)
	-1,57%	26.203.450
2011	+10,72%	(66.229.801)
	-10,72%	66.229.801

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.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Рыночный риск (продолжение)

Риск изменения процентных ставок (продолжение)

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

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого- обложения
2012 год		
ЛИБОР	+0,05	(548.928)
	-0,05	548.928
2011 год		
ЛИБОР	+15,00	(768.652)
	-15,00	768.652

Кредитный риск

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Группы минимален. Максимальный размер риска является текущей стоимостью, как это раскрыто в *Примечании 9*. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, торговую дебиторскую задолженность, 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.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

12. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск (продолжение)

В следующей таблице показаны сальдо денежных средств, краткосрочных и долгосрочных депозитов (Примечание 9) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's» и «Fitch».

Банки	Местонахождение	Рейтинг ¹		2012	2011
		2012	2011		
		BB-			
Народный Банк	Казахстан	(стабильный)	BB (стабильный)	328.749.165	361.833.295
Казкоммерцбанк	Казахстан	B+ (стабильный)	B+ (стабильный)	168.238.877	96.353.973
		A+	AA-		
BNP Paribas	Великобритания	(отрицательный)	(отрицательный)	79.531.603	42.464.110
		AA-	AA-		
HSBC	Великобритания	(стабильный)	(стабильный)	75.062.011	81.842.866
		A+	A+		
Дойче Банк	Нидерланды	(отрицательный)	(отрицательный)	72.117.709	21.843.144
		BBB	BBB		
АТФ Банк ²	Казахстан	(отрицательный)	(негативный)	49.001.255	97.014.896
ING Bank	Нидерланды	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	48.701.109	6.887.287
		A	A		
Ситибанк	Казахстан	(отрицательный)	(отрицательный)	34.758.912	20.994.756
		A	A		
Ситибанк	Великобритания	(отрицательный)	(отрицательный)	21.992.597	73.605.146
RBS Казахстан	Казахстан	A (стабильный)	A (стабильный)	14.754.244	35.300.912
	Британские	A	A+		
Credit Suisse	Виргинские острова	(отрицательный)	(отрицательный)	12.366.246	5.749.514
		BBB	BBB		
HSBC	Казахстан	(стабильный)	(стабильный)	9.245.191	15.485.614
Банк Центр Кредит	Казахстан	B+ (стабильный)	B (стабильный)	7.141.721	6.673.171
		B-	B-		
КазИнвестБанк	Казахстан	(отрицательный)	(отрицательный)	4.907.507	2.041.537
		BBB-	BBB-		
Сбербанк России	Казахстан	(стабильный)	(стабильный)	3.654.524	19.654.445
		Saa2	C		
БТА Банк	Казахстан	(отрицательный)	(отрицательный)	33.713	246.023
		A+	A+		
Дойче Банк	Германия	(отрицательный)	(отрицательный)	-	19.523.872
Каспийский Банк	Казахстан	B- (стабильный)	B- (стабильный)	31.278	-
Прочие банки				119.848.161	129.946.259
Наличные денежные средства				559.724	916.496
				1.050.695.547	1.038.377.316

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

² АТФ Банк является членом ЮникКредит Групп

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. 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 2012 и 2011 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

<i>В тысячах тенге</i>	До востребо- вания	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
На 31 декабря 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» и к уплате за приобретение дочерней организации	–	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
Прочие обязательства	6.998.254	5.848.291	37.354.065	–	3.660.199	53.860.809
	93.306.369	173.169.029	825.432.522	1.232.923.740	990.372.043	3.315.203.703
На 31 декабря 2011 года						
Займы	17.325.772	94.910.844	193.683.060	831.995.502	1.123.863.833	2.261.779.011
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и к уплате за приобретение дочерней организации	–	–	–	354.823.260	–	354.823.260
Торговая кредиторская задолженность	51.235.052	43.284.662	148.117.187	–	–	242.636.901
Прочие обязательства	2.562.047	14.746.572	30.630.623	2.747.520	99.302.602	149.989.364
	71.122.871	152.942.078	372.430.870	1.189.566.282	1.223.166.435	3.009.228.536

Управление капиталом

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

Структура капитала Группы состоит из задолженности, которая включает займы, раскрытые в *Примечании 9*, и капитала, включающего выпущенный капитал, дополнительный оплаченный капитал, прочие резервы и нераспределенную прибыль, как это раскрыто в *Примечании 9*.

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%.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Управление капиталом (продолжение)

Коэффициент на конец года представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2012	2011* (пересчитано)
Займы	2.063.648.165	1.917.784.914
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и к уплате за приобретение дочерней организации	339.549.990	327.310.197
Прочие обязательства, составляющие чистую задолженность	1.872.717	2.507.349
Задолженность	2.405.070.872	2.247.602.460
Минус: денежные средства и их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты	1.048.208.032	1.028.468.348
Чистая задолженность	1.356.862.840	1.219.134.112
Чистая капитализация	4.369.251.289	3.801.494.607
Соотношение чистой задолженности к чистой капитализации	31%	32%

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

<i>В тысячах тенге</i>	Текущая стоимость		Справедливая стоимость	
	2012	2011	2012	2011
Финансовые активы				
Денежные средства и их эквиваленты	415.085.451	581.952.853	415.085.451	581.952.853
Краткосрочные финансовые активы	659.577.808	503.556.091	659.577.808	503.556.091
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	34.820.940	29.383.200	34.820.940	29.383.200
Торговая дебиторская задолженность	219.286.785	185.634.794	219.286.785	185.634.794
Вексель к получению от участника совместного предприятия (краткосрочная и долгосрочная части)	18.221.759	19.499.294	18.221.759	19.499.294
Вексель к получению от ассоциированной компании	20.721.926	19.220.620	20.721.926	19.220.620
Облигации к получению	36.725.575	36.551.537	55.288.271	54.961.922
Долгосрочный заем связанной стороне	16.637.532	67.121.199	16.637.532	67.121.199
Долгосрочные банковские вклады	2.487.515	9.908.968	2.487.515	9.908.968
Финансовые обязательства				
Займы	2.063.648.165	1.917.784.914	2.264.397.146	2.095.975.945
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	339.549.990	320.926.724	339.549.990	320.926.724
К уплате за приобретение дочернего предприятия	-	6.383.473	-	6.383.473
Торговая кредиторская задолженность	227.115.792	242.636.901	227.115.792	242.636.901
Прочие краткосрочные и долгосрочные обязательства (за минусом авансов полученных)	112.700.906	69.559.486	112.700.906	69.559.486

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. КОНСОЛИДАЦИЯ

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

Существенные организации	Доля владения	
	2012	2011
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и дочерние организации	61,30%	61,30%
АО «КазТрансГаз» («КТГ») и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «КазТрансОйл» и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «КазМунайГаз» переработка и маркетинг» и дочерние организации	100,00%	100,00%
АО «КазМунайТениз» («КМТ») и дочерние организации	100,00%	100,00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	100,00%	100,00%
«КМГ Кашаган Б.В.» («Кашаган»)	100,00%	100,00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	100,00%	100,00%
ТОО «Н Оперейтинг Компани»	100,00%	100,00%
ТОО «КМГ Транскаспий»	100,00%	100,00%
«Казахстан Пайплайн Венчурс» и ассоциированная компания	100,00%	100,00%
ТОО «Компания по управлению долей в окончательном соглашении о разделе продукции»	100,00 %	–
АО «КазМорТрансФлот»	100,00%	100,00%

14. 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 9*), руководство считает, что не существует вероятных либо возможных экологических обязательств, которые могут оказать существенное отрицательное влияние на финансовое положение Группы, консолидированный отчет о совокупном доходе и консолидированный отчет о движении денежных средств.

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 спрос, 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, увеличению в возможности или избыточного снабжения продуктов Группы на основные рынки. Эти внешние факторы и изменения на рынках осложняют оценку будущих цен.

Существенное или затянувшееся снижение в ценах на товары могут значительно или отрицательно повлиять на деятельность Группы, финансовые результаты и денежные потоки от операций. 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 финансовое состояние.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах 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 2012 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2012 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 выгнутой 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 2012 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2012 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

Налоговая проверка КМГ ПМ

5 июня 2012 года Налоговый комитет Министерства Финансов Республики Казахстан завершил комплексную налоговую проверку КМГ ПМ за период с 2006 по 2010 годы. По результатам налоговой проверки КМГ ПМ были начислены дополнительные налоги: а) КПН в размере 2.980.118 тысяч тенге и пеня за несвоевременную уплату налоговых обязательств в размере 1.599.317 тысяч тенге; б) НДС в размере 693.464 тысячи тенге и пеня за несвоевременную уплату налоговых обязательств в размере 332.106 тысяч тенге. В дополнение к этому, возможно дополнительное начисление административного штрафа в размере 1.490.059 тысяч тенге по КПН и 346.732 тысячи тенге по НДС. Начисление дополнительных налоговых обязательств по КПН и НДС было рассчитано на основании статьи 82 Налогового кодекса Республики Казахстан от 1 января 2008 года и относится к расчету дохода от выбытия KazMunaiGaz PKOP Investment B.V. и KazMunaiGaz PKOP Finance B.V. 17 июля 2012 года КМГ ПМ подал официальную жалобу в Налоговый комитет Министерства Финансов Республики Казахстан на результаты налоговой проверки. В ноябре 2012 года КМГ ПМ был подан иск в Специализированный Межрайонный Экономический Суд (далее «СМЭС») г. Астана об обжаловании результатов комплексной налоговой проверки. 28 января 2013 года СМЭС вынес предварительное решение отклонить иск. 20 февраля 2013 года КМГ ПМ обжаловал решение суда в апелляционной судебной коллегии суда г. Астаны.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Налоговая проверка КМГ ПМ (продолжение)

Руководство считает, что налоговое обязательство и пеня за несвоевременную уплату были наложены в результате неправильного толкования законов, действовавших на тот период, и нет вероятного риска того, что потребуются отток ресурсов для урегулирования обязательства. Таким образом, в данной консолидированной финансовой отчетности не был сформирован резерв по налоговому обязательству.

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 согласен с вышеперечисленными суммами доначислений и обратился в Министерство Финансов с обжалованием. Руководство РД КМГ считает, что их интерпретация налогового обязательства была корректной. Однако, так как руководство РД КМГ 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 РД КМГ приняло решение начислить резерв на определенные суммы налоговых доначислений. По состоянию на 31 декабря 2012 года существующий резерв по налогам был увеличен на 9.619 миллионов тенге, в том числе налог в размере 4.158 миллионов тенге, штраф 2.307 миллионов тенге и пеня за несвоевременную уплату 3.154 миллиона тенге. Руководство РД КМГ полагает, что сможет успешно обжаловать оставшуюся сумму доначислений налога, штрафа и пени.

В дополнение, РД КМГ пересмотрел ранее установленные резервы по налогам за 2006-2008 годы, чтобы привести их в соответствие с фактической проверкой, проведенной налоговыми органами. В результате резерв по налогам был снижен на сумму 8.801 миллион тенге.

Налоговые обязательства предприятий в Грузии (КТО)

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

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

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

Цены на нефть на внутреннем рынке значительно ниже экспортных цен и даже ниже обычных цен на внутреннем рынке, установленных в сделках между независимыми сторонами. В случае, если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем, поставляемый Группой в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может существенно и отрицательно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

В 2012 году в соответствии со своими обязательствами Группа поставила 2.936.917 тонн сырой нефти (в 2011 году: 2.811.271 тонну) на внутренний рынок.

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

По состоянию на 31 декабря 2012 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 расходы	Операционные расходы
2013	193.001.466	11.443.754
2014	153.777.707	4.357.627
2015	2.511.000	3.234.848
2016	61.309	3.276.886
2017-2024	–	12.620.780
Итого	349.351.482	34.933.895

Прочие контрактные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2012 года у Группы имелись договорные обязательства по приобретению и строительству основных средств на общую сумму 153 миллиарда тенге (2011: 214 миллиардов тенге).

Проверки возмещаемости затрат (Кашаган)

В соответствии с основными принципами Северо-Каспийского Соглашения о Разделе Продукции («СКСРП») государство 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 извлеченной и переработанной продукции (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 СКСРП, не все затраты, понесенные подрядчиками, могут быть возмещены. Определенные затраты на возмещение должны утверждаться Управляющим Комитетом («УправКом»).

Группа считает, что все возмещаемые затраты в отчете о возмещаемых расходах классифицированы в соответствии с СКСРП, и расходы, определенные как возмещаемые, правомерно подлежат возмещению на 31 декабря 2012 года.

Тем не менее, определенные затраты не были утверждены УправКомом в соответствии с разделами 13 и 14 СКСРП. Такие расходы считаются невозмещаемыми расходами для Кашагана до утверждения УправКомом. Продолжаются переговоры с Уполномоченным органом для разрешения этих вопросов.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Проверки возмещаемости затрат (Кашаган) (продолжение)

В результате проверок возмещения затрат за период с 2001 по 2008 годы, расходы на сумму 7.974.680 тысяч долларов США (1.202.103 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2012 года) считались невозмещаемыми. Доля Кашагана в этих затратах составляла 1.340.336 тысяч долларов США (202.042 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2012 года). В результате длительных переговоров между подрядчиками и устранения большинства указанных замечаний, 28 ноября 2011 года полномочным органом (ГОО «PSA») и подрядчиками была подписана резолюция, согласно которой сумма невозмещаемых затрат была снижена до 2.958.634 тысячи долларов США (445.984 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2012 года), с долей Группы в этих расходах, составляющей 497.249 тысяч долларов США (74.955 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2012 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 (34.655 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2012 года) с долей Группы 38.639 тысяч долларов США (5.824 миллиона тенге по курсу на 31 декабря 2012 года).

Проверка возмещаемости затрат за 2009 год была завершена в 2012 году. В результате проведенной проверки затраты в размере 875.000 тысяч долларов США (131.898 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2012 года) были классифицированы как невозмещаемые. Доля Группы в данных затратах составляет 147.060 тысяч долларов США (22.168 миллионов тенге по курсу на 31 декабря 2012 года). Переговоры для решения вопроса в пользу подрядчиков продолжаются.

Конвертируемый долговой инструмент и связанные с ним судебные разбирательства (TRG)

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

В течение первого полугодия 2010 года, в целях увеличения своей доли в Rompetrol Rafinare S.A. Группа осуществила открытое предложение по приобретению долей у всех акционеров. В августе 2010 года Rompetrol Rafinare S.A. увеличила свой уставный капитал путем выпуска новых акций на сумму 329.4 миллионов румынских леев (эквивалентно 78 миллионов евро на дату подписки на акции). TRG подписало на выпуск новых акций и полностью оплатило данный выпуск, таким образом, увеличив свою долю в Rompetrol Rafinare S.A. В течение августа 2010 года, Rompetrol Rafinare S.A., используя средства, полученные от выпуска акций, погасило 54 миллиона евро (эквивалентно 10.463.778 тысяч тенге) от общей суммы задолженности в 570,3 миллионов евро по конвертируемому долговому инструменту в пользу Румынии. В сентябре 2010 года Rompetrol Rafinare S.A. выплатило последний купон в размере 17 миллионов евро (эквивалентно 3.314.915 тысячам тенге), что привело к нулевому 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.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Конвертируемый долговой инструмент и связанные с ним судебные разбирательства (TRG) (продолжение)

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

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.

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 «Меморандум», в котором стороны договорились о прекращении разбирательств по вопросу конвертируемых долговых инструментов, в том числе:

- АГСП реализует, а Rompetrol Rafinare SA приобретет акции Rompetrol Rafinare SA в размере 26,6959%, принадлежащие АГСП, за денежное вознаграждение в размере 200 миллионов долларов США;
- Ромпетрол берет на себя обязательства по инвестированию 1 миллиарда долларов США в энергетический проект, связанные с его 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.

Соглашение подлежит процедуре согласования каждой из сторон.

Стороны договорились о приостановлении судебного разбирательства с тем, чтобы дать время для реализации Меморандума, который был подтвержден судом 18 февраля 2013 года.

Изменения в Договоре концессии (ИЦА)

31 мая 2012 года АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА», дочерняя организация Группы), получила письмо от Комитета государственного имущества и приватизации («Комитет») о досрочном прекращении Договора между ИЦА и Правительством по управлению магистральной газотранспортной системой Республики Казахстан («Договор») с предложением подписать договор доверительного управления до 1 января 2013 года. Досрочное прекращение Договора инициировано Комитетом с будущим намерением передать в собственность ИЦА активы по Договору в 2012 через Материнскую Компанию.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Изменения в Договоре концессии (ИЦА) (продолжение)

30 июля 2012 года Комитетом и ИЦА подписано Дополнительное соглашение к Договору, отражающее договоренности, достигнутые по дополнительным расходам по Договору за 2011 год в сумме 3.058.651 тысяча тенге, подлежащих выплате в 2012 году и дополнительные расходы по Договору за 2012 год, подлежащих выплате в 2013 году, в размере разницы между 25% чистой прибыли ИЦА за год, закончившийся 2012 год и фиксированной суммой в размере 2.082.287 тысяч тенге, установленной ранее. Дополнительные расходы по Договору за 2011 год в сумме 3.058.651 тысяча тенге и за 2012 год в сумме 1.242.266 тысяч тенге были признаны в отчете о совокупном доходе в себестоимости оказанных услуг за 2012 год. Дополнительные расходы за 2012 год были не выплачены по состоянию на 31 декабря 2012 года.

До декабря 2005 года ИЦА платила Правительству 10% от чистой прибыли в соответствии с Договором. 31 марта 2006 года Республика Казахстан, в лице Министерства финансов, и ИЦА подписали дополнение к Договору («Дополнение»). В соответствии с Дополнением за периоды с 1 января 2008 года по 31 декабря 2012 года и дополнительный пятилетний период, годовой платеж будет согласован в начале каждого периода, в случае если данного согласования не произойдет, ИЦА будет платить 2.082.287 тысяч тенге в год.

Инвестиционные и прочие обязательства по Договору концессии (ИЦА)

Инвестиции на улучшение газотранспортных активов

По условиям Договора Группа имеет обязательство ежегодно инвестировать 30 миллионов долларов США (4.522.200 тысяч тенге по курсу 150,74 тенге за 1 доллар США на 31 декабря 2012 года) на улучшение и ремонт переданных газотранспортных активов и на инвестиции в новые газотранспортные активы. По состоянию на 31 декабря 2012 года Группа имела контрактные обязательства, относящиеся к данному инвестиционному обязательству, на сумму приблизительно 52.329.902 тысячи тенге (в 2011 году: 34.101.866 тысяч тенге).

Данное инвестиционное обязательство зависит от выполнения определенных условий. Одно из них заключается в том, что физический объем транспортируемого газа остается стабильным или увеличивается по сравнению с уровнем 1996 года; следующее заключается в том, что условия контрактов по транспортировке газа с иностранными клиентами останутся такими же благоприятными, какими они были до заключения Договора. Если тарифы на транспортировку газа и неуплаты со стороны клиентов сделают неосуществимым проведение улучшений и инвестиций, Группа имеет право обратиться в Правительство Республики Казахстан для рассмотрения корректировки внутреннего тарифа или корректировки уровня её обязательств. По состоянию на 31 декабря 2012 года Группа соответствовала данным требованиям.

Роялти (ИЦА)

С 17 июля 1997 года ИЦА должно выплачивать роялти Республике Казахстан в размере, примерно, 2% от объема газа, транспортированного по Западной системе. Однако в соответствии с Договором этот платеж подлежит оплате по Западной системе только после издания постановления Правительством или приказа Министерством Финансов, уведомляющего клиентов Западной системы об их обязательстве оплатить роялти. На 31 декабря 2012 года такое постановление не было опубликовано. Вследствие неопределенности, связанной с реализацией условий выплаты роялти, ИЦА до настоящего времени не начисляла роялти своим клиентам.

Кроме того, Группа не получила никаких указаний от Правительства Республики Казахстан касательно того, что Группа должна была начислить или должна начислять роялти, ни того что Группа несет ответственность за суммы роялти прошлых лет.

Руководство ведет работу, чтобы прояснить этот вопрос с правительством Республики Казахстан и считает, что суммы прошлых лет, и роялти в будущем не будут выплачиваться Группой или ее клиентами.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

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 в размере, примерно, 90–100 миллионов долларов США. Данный актив будет передан в собственность Республики Казахстан либо по окончании срока договора концессии, либо через 20 лет после завершения, в зависимости от того, что наступит позднее, за один доллар США. Строительство этого обвода еще не началось.

Руководство считает, что оно предприняло все необходимые шаги для выполнения обязательств 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 неременным условием начала строительства кыргызского обвода, еще не опубликованы по состоянию на 31 декабря 2012 года.

Правительство ежегодно осуществляет проверку выполнения Группы своих обязательств по Договору, включая выполнение инвестиционных обязательств. Проверка выполнения обязательств по Договору за 2012 год будет проведена в 2013 году. Руководство считает, что Группа выполняет требования по инвестиционным обязательствам по состоянию на 31 декабря 2012 года.

Займы газа (КТГ)

В течении 2012 и 2011 годов КТГ осуществляло операции по займу газа от «PetroChina International Company Limited» для обеспечения газом г. Алматы в зимний период. В соответствии с условиями соглашения, в случае невыполнения обязательств по возврату газа, Группа должна возместить задолженность деньгами из расчета 340 долларов США за тысячу кубических метров газа, что составляет 30.401.257 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2012 года.

Судебные разбирательства, связанные с TRG

На 31 декабря 2012 года TRG была вовлечена в судебные разбирательства с Советом по защите Конкуренции Европейского Союза и SC Biomogmoil SRL на сумму 7,6 миллиардов тенге и 4,7 миллиарда тенге, соответственно. По представлению, полученному от юристов TRG, Руководство считает, что Группа имеет серьезные основания выиграть указанные судебные процессы и оценивает риски, связанные с этими вопросами, как возможные.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**15. 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 2012 год:

В тысячах тенге	Разведка и добыча нефти и газа		Транспортировка нефти и газа		Транспортировка газа		Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов		Прочие	Элиминирование	Итого	
	10,593,111	843,063,187	138,943,626	24,935,333	261,558,865	592,093	2,461,476,519	213,428,454				87,846,370
Доход от реализации внешним клиентам	853,656,298	163,878,959	262,150,958	262,150,958	2,674,904,973	108,549,208	(1,102,721,905)	2,960,418,491				
Итого доходов												2,960,418,491
Валовая прибыль	585,926,556	54,118,708	64,093,675	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	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)	(6,682,834)	(19,103,688)	(142,015,341)	24,088,151	(169,183,806)				
Износ, истощение и амортизация	(53,839,524)	(21,085,450)	(21,020,822)	(21,020,822)	(57,398,673)	(10,288,583)	–	(163,633,052)				
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая goodwill	(77,011,651)	(902,560)	(220,876)	(220,876)	(1,169,860)	(6,040,307)	–	(85,345,254)				
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	418,544,189	10,086,921	41,584,577	41,584,577	507,328	363,460	–	471,086,475				
Расходы по подоходному налогу	(114,756,549)	(10,358,296)	(11,372,051)	(11,372,051)	(2,010,959)	(38,632,845)	–	(177,130,700)				
Чистая прибыль за год	300,561,892	41,750,563	(73,728,633)	(73,728,633)	(23,156,593)	169,610,616	(1,614,676)	413,423,159				
<i>Прочая сегментная информация</i>												
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	680,488,873	36,791,618	137,288,807	137,288,807	29,018,388	10,509,353	–	894,097,039				
Капитальные затраты	546,613,842	41,206,879	97,280,228	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)	(3,361,481)	(39,800,288)	(607,061)	–	(48,453,285)				
Активы сегмента	3,988,886,267	461,461,754	661,797,622	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	209,237,824	654,257,515	2,047,865,873	(540,937,175)	3,240,185,655				

Элиминации представляют собой исключения внутригрупповых оборотов.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**15. 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 2011 год:

В тысячах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Транспортировка газа	Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	10,914,737	135,211,776	251,507,308	2,175,650,269	51,971,665	–	–	2,625,255,755
Доход от реализации другим сегментам	710,279,432	25,056,829	192,277	26,159,084	26,866,816	(788,554,438)	–	–
Итого доходов	721,194,169	160,268,605	251,699,585	2,201,809,353	78,838,481	(788,554,438)	(788,554,438)	2,625,255,755
Валовая прибыль	486,028,968	56,672,275	79,647,611	186,274,953	16,971,609	(36,400,785)	–	789,194,631
Финансовый доход	28,970,818	4,850,728	4,127,194	2,216,493	105,171,824	(99,753,521)	–	45,583,536
Финансовые затраты	(20,480,195)	(1,866,925)	(9,583,796)	(33,744,854)	(137,673,168)	31,958,725	–	(171,190,213)
Износ, истощение и амортизация	(38,975,229)	(19,630,391)	(19,617,405)	(62,385,062)	(5,824,814)	–	–	(146,432,901)
Обесценение основных средств и активов по разведке и оценке	(16,952,845)	(13,767,563)	(459,060)	(8,056,708)	(6,220,183)	–	–	(45,456,359)
Обесценение гудвилла	–	(2,371,431)	–	–	–	–	–	(2,371,431)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	489,361,780	4,483,839	38,873,028	1,017,330	886,888	–	–	534,622,865
Расходы по подоходному налогу	(66,413,144)	(10,389,252)	(10,182,453)	(7,250,904)	(58,911,399)	–	–	(153,147,152)
Чистая прибыль за год	284,173,194	29,231,829	71,483,360	(35,674,775)	201,957,877	(72,457,544)	(72,457,544)	478,713,941
<i>Прочая сегментная информация</i>								
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	621,036,398	26,364,160	235,244,311	29,447,815	7,062,751	–	–	919,155,435
Капитальные затраты	272,684,005	52,639,477	51,719,208	74,254,840	51,494,776	(3,809,416)	–	498,982,890
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(2,689,979)	(171,044)	(3,307,169)	(20,503,481)	(7,474,569)	–	–	(34,146,242)
Активы сегмента	2,333,593,180	347,222,289	590,770,320	683,722,253	3,064,690,311	(841,939,579)	(841,939,579)	6,178,048,774
Обязательства сегмента	715,553,134	91,552,256	201,875,969	793,461,468	1,925,768,971	(714,181,123)	(714,181,123)	3,014,030,675

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КОНСОЛИДИРОВАННЫМ ФОРМАМ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

16. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

По состоянию на 31 декабря 2012 года Vector Energy AG совместно с TH KMG AG (в качестве созаемщиков) по кредитной линии от BNP Paribas (Suisse) SA на сумму 865 миллионов долларов США, не выполнили соответствующие условия по финансовым ковенантам. В феврале 2013 года Rompetrol Group N.V. предоставила гибридный займ Vector Energy AG в сумме 19,5 миллионов долларов США, тем самым сократив сумму по неисполнению финансового ковенанта, действующему с 1 января 2013 года. 6 марта 2013 года BNP Paribas (Suisse) SA направило уведомление Vector Energy AG и TH KMG AG с запросом решить вопрос с оставшейся суммой, равной 5,2 миллиона долларов США, до 6 апреля 2013 года (один месяц с даты уведомления), тем самым привести соблюдение финансового ковенанта в соответствие вексель к получению от участника совместного предприятия с требуемыми условиями. Руководство Группы предпринимает все необходимые действия для решения данного вопроса.