

Nostrum Oil & Gas LP

Консолидированная финансовая отчётность

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

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчётность

Консолидированный отчёт о финансовом положении.....	1
Консолидированный отчёт о совокупном доходе.....	2
Консолидированный отчёт о движении денежных средств.....	3
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале.....	4
Примечания к консолидированной финансовой отчётности.....	5
1. Общая информация.....	5
2. Основа подготовки и консолидации.....	6
3. Изменения в учётной политике и раскрытиях.....	7
4. Существенные аспекты учётной политики.....	11
5. Сделки по объединению бизнеса.....	21
6. Активы по разведке и оценке.....	22
7. Основные средства.....	22
8. Авансы, выданные за долгосрочные активы.....	24
9. Товарно-материальные запасы.....	25
10. Торговая дебиторская задолженность.....	25
11. Предоплата и прочие краткосрочные активы.....	25
12. Краткосрочные и долгосрочные инвестиции.....	25
13. Денежные средства и их эквиваленты и денежные средства, ограниченные в использовании.....	26
14. Капитал товарищества.....	26
15. Займы.....	27
16. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка.....	29
17. Задолженность перед правительством казахстана.....	30
18. Торговая кредиторская задолженность.....	30
19. Прочие краткосрочные обязательства.....	30
20. Выручка.....	30
21. Себестоимость реализации.....	31
22. Общие и административные расходы.....	31
23. Расходы на реализацию и транспортировку.....	31
24. Финансовые затраты.....	31
25. Прочие расходы.....	32
26. Подоходный налог.....	32
27. Опционы на акции сотрудникам.....	33
28. Сделки со связанными сторонами.....	34
29. Финансовые и условные обязательства и операционные риски.....	35
30. Цели и политика управления финансовыми рисками.....	37
31. События после отчётной даты.....	41



Building a better
working world

«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әл-Фараби д-лы, 77/7
«Есентай Тауэр» ғимараты
Алматы қ., 050060
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 5960
Факс: +7 727 258 5961
www.ey.com

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

Ernst & Young LLP
Al-Farabi ave., 77/7
Esentai Tower
Almaty, 050060
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 5960
Fax: +7 727 258 5961

Отчет независимых аудиторов

Участникам Nostrum Oil & Gas LP:

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности Nostrum Oil & Gas LP и его дочерних организаций, которая включает консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2013 года, консолидированный отчет о совокупном доходе, консолидированный отчет об изменениях в капитале и консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учетной политики и другую пояснительную информацию.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчетности

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

Ответственность аудиторов

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

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

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

Мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Nostrum Oil & Gas LP и его дочерних организаций на 31 декабря 2013 года, а также их финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Ernst & Young LLP

Пол Кон
Партнёр по аудиту



Александр Назаркулов
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№ 0000059 от 6 января 2012 года



Евгений Жемалетдинов
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

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

18 апреля 2014 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

На 31 декабря 2013 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Активы по разведке и оценке	6	20.434	–
Гудвил	5	30.386	–
Основные средства	7	1.330.903	1.222.665
Денежные средства, ограниченные в использовании	13	4.217	3.652
Авансы, выданные за долгосрочные активы	8	10.037	25.278
Долгосрочные инвестиции	12	30.000	–
		1.425.977	1.251.595
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	9	22.085	24.964
Торговая дебиторская задолженность	10	66.565	54.004
Предоплата и прочие краткосрочные активы	11	31.192	24.369
Предоплата корпоративного подоходного налога		5.042	–
Краткосрочные инвестиции	12	25.000	50.000
Денежные средства и их эквиваленты	13	184.914	197.730
		334.798	351.067
ИТОГО АКТИВОВ		1.760.775	1.602.662
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал товарищества и резервы			
Капитал товарищества	14	350.123	371.147
Дополнительный оплаченный капитал		8.126	6.095
Нераспределенная прибыль и резерв по пересчёту		474.202	317.862
		832.451	695.104
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	15	621.160	615.742
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	16	13.874	11.064
Задолженность перед Правительством Казахстана	17	6.021	6.122
Обязательство по отсроченному налогу	26	152.545	148.932
		793.600	781.860
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	15	7.263	7.152
Обязательства по опционам на акции сотрудникам	27	12.016	9.788
Торговая кредиторская задолженность	18	58.518	58.390
Задолженность по подоходному налогу		1.232	11.762
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	17	1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	19	54.664	37.575
		134.724	125.698
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		1.760.775	1.602.662

Генеральный директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP

Кай-Уве Кессель

Финансовый директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP

Жан-Ру Мюллер

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-41 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2013	2012
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		765.029	630.412
Выручка от продаж на внутреннем рынке		129.985	106.653
	20	895.014	737.065
Себестоимость реализации	21	(286.222)	(238.224)
Валовая прибыль		608.792	498.841
Общие и административные расходы	22	(60.449)	(64.882)
Расходы на реализацию и транспортировку	23	(121.674)	(103.604)
Финансовые затраты	24	(43.615)	(46.785)
(Отрицательная) / положительная курсовая разница, нетто		(636)	776
Процентные доходы		764	698
Прочие расходы	25	(25.593)	(6.612)
Прочие доходы		4.426	3.940
Прибыль до налогообложения		362.015	282.372
Расходы по подоходному налогу	26	(142.496)	(120.363)
Прибыль за год		219.519	162.009
Итого совокупного дохода за год		219.519	162.009

Генеральный директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP

Кай-Уве Кессель

Финансовый директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP

Жан-Пу Мюллер

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2013	2012
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		362.015	282.372
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	21, 22	120.370	102.632
Начисление расходов по опционам на акции сотрудникам	22	4.430	2.470
Финансовые затраты	24	43.615	46.785
Процентные доходы		(764)	(698)
Отрицательную/(положительную) курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		48	(745)
Убыток от выбытия основных средств		-	79
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		529.714	432.895
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменение в товарно-материальных запасах		2.879	(10.446)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(12.561)	(41.364)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		(6.823)	(9.190)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(5.747)	2.673
Изменения в авансах полученных		(23)	(3.094)
Изменения в обязательствах перед Правительством Казахстана		(1.031)	(1.030)
Изменения в прочих краткосрочных обязательствах		8.803	25.316
Поступление денежных средств от операционной деятельности		515.211	390.414
Подходный налог уплаченный		(154.455)	(94.173)
Выплаты по опционам на акции сотрудникам		(2.202)	(4.416)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		358.554	291.825
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Процентные доходы		764	698
Приобретение основных средств		(201.306)	(210.283)
Приобретение активов по разведке и оценке		(5.045)	(10.089)
Размещение долгосрочных банковских депозитов		(30.000)	-
Приобретение «Пробел»	5	(28.433)	-
Погашение / (размещение) краткосрочных банковских депозитов		25.000	(50.000)
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		(239.020)	(269.674)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Финансовые затраты уплаченные		(49.613)	(53.735)
Выпуск облигаций	15	-	560.000
Уплаченные комиссии за выпуск облигаций		-	(7.259)
Погашение облигаций	15	-	(357.495)
Премия, выплаченная за досрочное погашение облигаций		-	(38.409)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(565)	(576)
Собственные акции, (выкупленные) / проданные		(18.993)	7.362
Выплата распределений		(63.179)	(59.498)
Чистые денежные потоки (использованные в) / от финансовой деятельности		(132.350)	50.390
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		-	(204)
Чистое (уменьшение)/увеличение денежных средств и их эквивалентов		(12.816)	72.337
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		197.730	125.393
Денежные средства и их эквиваленты на конец года		184.914	197.730

Генеральный директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP

Кай-Уве Кессель

Финансовый директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP

Жан-Ру Мюллер

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 5-41 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Капитал Товари- щества	Собствен- ные акции	Дополни- тельный оплаченный капитал	Нераспре- деленная прибыль и резервы	Итого
На 1 января 2012 года		373.990	(5.787)	1.677	215.351	585.231
Прибыль за год		-	-	-	162.009	162.009
Итого совокупный доход за год		-	-	-	162.009	162.009
Выпуск собственного капитала (ГДР)	14	6.884	(6.884)	-	-	-
Продажа собственного капитала		-	2.944	4.418	-	7.362
Выплата распределений	14	-	-	-	(59.498)	(59.498)
На 31 декабря 2012 года		380.874	(9.727)	6.095	317.862	695.104
Прибыль за год		-	-	-	219.519	219.519
Итого совокупный доход за год		-	-	-	219.519	219.519
Выкуп ГДР	14	-	(22.165)	-	-	(22.165)
Продажа собственного капитала		-	1.141	2.031	-	3.172
Выплата распределений	14	-	-	-	(63.179)	(63.179)
На 31 декабря 2013 года		380.874	(30.751)	8.126	474.202	832.451

Генеральный директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP

Кай-Уве Кессель

Финансовый директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP

Жан-Ру Мюллер

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**За год, закончившийся 31 декабря 2013 года**

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Nostrum Oil & Gas LP – командитное товарищество, созданное 29 августа 2007 года на основании закона о товариществах (партнерствах) острова Мэн 1909 года. Nostrum Oil & Gas LP зарегистрировано на острове Мэн под номером 295P.

Nostrum Oil & Gas LP зарегистрировано по адресу: остров Мэн, IM1 4LN, Дуглас, Лорд-стрит, Харбор-корт, 7-й этаж.

Данную консолидированную финансовую отчетность утвердил к выпуску Кай-Уве Кессель, Генеральный директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP, и Жан Ру Мюллер, Финансовый директор Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP., 20 марта 2014 года.

Данная консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Nostrum Oil & Gas LP («Товарищество») и его дочерних предприятий: Zhaikmunai Netherlands B.V. (ранее Frans Van Der Schoot B.V.), Zhaikmunai Finance B.V., Zhaikmunai International B.V., «Клэйдон Индастриал Лтд.» («Claydon»), Jubilata Investments Limited («Jubilata»), ТОО «Жаикмунай», ТОО «Конденсат-Холдинг» («Конденсат»), Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A., Probel Capital Management N.V. и Probel Capital Management UK Ltd. Nostrum Oil & Gas LP и его дочерние предприятия в дальнейшем именуются «Группа». Деятельность Группы включает в себя единый операционный сегмент и три разведочные концессии и осуществляются, в основном, через нефтедобывающее предприятие ТОО «Жаикмунай» в Казахстане. Генеральным партнером Nostrum Oil & Gas LP является Nostrum Oil & Gas Group Limited, который несет ответственность за управление делами Группы (Примечание 14). Товарищество не имеет конечной контролирующей стороны.

ТОО «Жаикмунай» осуществляет свою деятельность в соответствии с Контрактом на проведение дополнительной разведки, добычи и раздела углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата (далее по тексту «Контракт») от 31 октября 1997 года с поправками, между Государственным Комитетом по Инвестициям Республики Казахстан и ТОО «Жаикмунай» на основании лицензии МГ № 253D на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

17 августа 2012 года ТОО «Жаикмунай» заключило Договоры на приобретение активов с целью покупки 100% прав на недропользование на трех нефтегазовых месторождениях: Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, которые находятся в Западно-Казахстанской области. 1 марта 2013 года ТОО «Жаикмунай» получило право на недропользование в отношении данных трех нефтегазовых месторождений в Казахстане в результате подписания соответствующих дополнительных соглашений Министерством Нефти и Газа Республики Казахстан («МНГ»).

30 декабря 2013 года Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. подписало договор купли-продажи на приобретение 100% Probel Capital Management N.V., расположенного в Брюсселе, Бельгия.

Срок действия прав на недропользование

Первоначально срок действия прав на недропользование на Чинаревском месторождении не включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Период разведки был продлен на 4 года и еще на 2 года в соответствии с дополнениями к Контракту от 12 января 2004 года и 23 июня 2005 года, соответственно. В соответствии с дополнением от 5 июня 2008 года период добычи из Турнейской северной залежи начался 1 января 2007 года. После дополнительного коммерческого обнаружения в 2008 году, период разведки по правам на недропользование, помимо Турнейских горизонтов, был продлен на дополнительные 3 года, которые истекли 26 мая 2011 года. Дальнейшее продление периода разведки до 26 мая 2014 года было получено на основании дополнения от 28 октября 2013 года. Продление периодов разведки не привело к изменению срока действия прав на недропользование, который истекает в 2031 году.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении от 8 февраля 2008 года первоначально включал 3-летний период разведки и 12-летний период добычи. 27 апреля 2009 года период разведки был продлен до 6 лет. В январе 2012 года МНГ приняло решение о продлении периода разведки до 8 февраля 2015 года, и соответствующее дополнительное соглашение между МНГ и ТОО «Жаикмунай» было подписано 9 августа 2013 года.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 6-летний период разведки и 19-летний период добычи. 21 октября 2008 года период разведки был продлен на 6 месяцев до 28 января 2013 года. 27 апреля 2009 года период разведки был продлен до 28 января 2015 года. После получения права собственности ТОО «Жаикмунай» начало процесс подачи заявки на дальнейшее продление периода разведки.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 5-летний период разведки и 20-летний период добычи. 27 апреля 2009 года период разведки был продлен до 28 июля 2012 года. 8 июля 2011 года период разведки был продлен до 28 июля 2014 года. После получения права собственности ТОО «Жаикмунай» начало процесс подачи заявки на дальнейшее продление периода разведки.

Платежи роялти

ТОО «Жаикмунай» обязано осуществлять ежемесячные платежи роялти в течение всего периода добычи по ставкам, указанным в Контракте.

Ставки роялти зависят от уровня добычи углеводородов и стадии добычи, и могут варьироваться от 3% до 7% от добытой нефти и от 4% до 9% от добытого природного газа. Роялти учитывается на валовой основе.

Доля Государства в прибыли

ТОО «Жаикмунай» осуществляет ежемесячные платежи Государству его «доли прибыли» в соответствии с Контрактом. Доля Государства в прибыли зависит от уровня добычи углеводородов и варьируется от 10% до 40% произведенной продукции, остающейся после вычетов роялти и возмещаемых затрат. Возмещаемые затраты состоят из операционных расходов, и затрат на дополнительную разведку и разработку. Доля Государства в прибыли относится на расходы в момент возникновения и выплачивается наличными средствами. Доля Государства в прибыли учитывается на валовой основе.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ И КОНСОЛИДАЦИИ

Основы подготовки

Прилагаемая консолидированная финансовая отчётность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) в редакции, опубликованной Советом по Международным стандартам финансовой отчётности (Совет по МСФО). Консолидированная финансовая отчётность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости за исключением определенных финансовых инструментов, учитываемых по справедливой стоимости, как указано в учётной политике (Примечание 4). Консолидированная финансовая отчётность представлена в долларах США, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения существенных учётных оценок. Это также требует от руководства использования суждений в процессе применения учётной политики Группы. 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 отчётности, раскрыты в Примечании 4.

Основы консолидации

Консолидированная финансовая отчётность включает в себя финансовую отчётность Товарищества и контролируемых им дочерних организаций на 31 декабря 2013 года. Дочерние организации консолидируются материнской компанией с даты приобретения, представляющей собой дату получения последней контроля над дочерней компанией, и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля. Финансовая отчётность дочерних организаций подготовлена за тот же отчётный период, что и отчётность материнской компании на основе последовательного применения учётной политики для всех компаний Группы. Все внутригрупповые остатки, операции, нереализованные доходы и расходы, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, и распределения были полностью исключены.

Дочерние организации

Дочерними организациями являются компании, по отношению к которым у Товарищества есть полномочия на управление финансовой и операционной политикой, как правило, подразумевающие владение более чем половиной акций, имеющих право голоса. Наличие и влияние потенциального права голоса, которое может использоваться в настоящее время или могут конвертироваться, принимается во внимание при оценке контроля Товарищества над другим предприятием. Дочерние организации полностью консолидируются с даты получения Группой контроля и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Приобретение контрольной доли в дочерних организациях у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение контрольной доли в дочерних организациях у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей. Стоимость приобретения определяется на основе переданного вознаграждения по справедливой стоимости, справедливой стоимости идентифицируемых распределенных активов и справедливой стоимости обязательств, возникших или принятых на дату приобретения (т.е. дата, с которой получен контроль). Превышение стоимости приобретенного дочернего предприятия над суммой идентифицируемых активов за вычетом обязательств, возникших или принятых, капитализируется как гудвил. Расходы, связанные с приобретением, относятся на затраты по мере их возникновения в период их возникновения или по мере получения услуг.

3. ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКЕ И РАСКРЫТИЯХ

Переклассификация сравнительной информации

Группа пересмотрела классификацию обязательств по опционам на акции сотрудникам. В консолидированной финансовой отчётности по состоянию на 31 декабря 2012 года, обязательства по опционам на акции сотрудникам были классифицированы как долгосрочные. Группа переклассифицировала обязательства по опционам на акции сотрудникам в текущие обязательства по состоянию на 31 декабря 2012 года в соответствии с ожидаемыми сроками погашения этих обязательств.

	По состоянию на 31 декабря 2012 года		
	Первоначальное представление	Сумма переклассификации	Скорректированное представление
<i>В тысячах долларов США</i>			
Консолидированный отчёт о финансовом положении			
Обязательство по опционам на акции сотрудникам (текущее)	–	9.788	9.788
Итого текущие обязательства	115.910	9.788	125.698
Обязательство по опционам на акции сотрудникам (долгосрочное)	9.788	(9.788)	–
Итого долгосрочные обязательства	791.648	(9.788)	781.860

Соответствующая переклассификация обязательств по опционам на акции сотрудникам в краткосрочные обязательства по состоянию на 1 января 2012 года привела бы к следующему:

	По состоянию на 1 января 2012 года		
	Первоначальное представление	Сумма переклассификации	Скорректированное представление
<i>В тысячах долларов США</i>			
Консолидированный отчёт о финансовом положении			
Обязательство по опционам на акции сотрудникам (текущее)	–	11.734	11.734
Итого текущие обязательства	109.535	11.734	121.269
Обязательство по опциону на акции сотрудникам (долгосрочное)	11.734	(11.734)	–
Итого долгосрочные обязательства	611.414	(11.734)	599.680

Кроме того, Группа переклассифицировала сумму подоходного налога у источника выплаты за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, из финансовых затрат в общие и административные расходы в целях соответствия представлению в консолидированной финансовой отчётности по состоянию на 31 декабря 2013 года и за год, закончившийся на эту дату. Переклассификации не повлияли на финансовые показатели Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

	Год, закончившийся 31 декабря 2012 года		
	Первоначальное представление	Сумма переклассификации	Скорректированное представление
<i>В тысячах долларов США</i>			
Консолидированный отчёт о совокупном доходе			
Общие и административные расходы	61.549	3.333	64.882
Финансовые затраты	50.118	(3.333)	46.785
	111.667	–	111.667

Новые стандарты, интерпретации и поправки к ним, примененные Группой

Принципы учёта, принятые при составлении консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении годовой финансовой отчётности Группы за предыдущий год, за исключением вступивших в силу 1 января 2013 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже:

- МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: Раскрытие информации – Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств» – Поправки к МСФО (IFRS) 7;
- МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчётность» и МСФО (IAS) 27 «Отдельная финансовая отчётность»;
- МСФО (IFRS) 11 «Соглашения о совместной деятельности» и МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия»;
- МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»;
- МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»;
- МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам» (пересмотрено в 2011 году);
- Усовершенствования МСФО 2009-2011:
 - МСФО (IFRS) 1 «Повторное применение МСФО (IFRS) 1»;
 - МСФО (IFRS) 1 «Затраты по займам»;
 - МСФО (IAS) 1 «Пояснение требования в отношении сравнительной информации»;
 - МСФО (IAS) 16 «Классификация вспомогательного оборудования»;
 - МСФО (IAS) 32 «Налоговые последствия выплат владельцам долевых инструментов»;
 - МСФО (IAS) 34 «Финансовая отчётность и сегментная информация в отношении общих активов и обязательств».

Характер и влияние каждого нового стандарта/поправки описаны ниже:

МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: Раскрытие информации – Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств» – Поправки к МСФО (IFRS) 7

Данные поправки требуют от компаний раскрывать информацию о правах взаимозачёта финансовых инструментов и соответствующих договорённостях (например, соглашения о предоставлении обеспечения). Благодаря таким требованиям пользователи будут располагать информацией, полезной для оценки влияния соглашений о взаимозачёте на финансовое положение компании. Новые раскрытия требуются в отношении всех признанных финансовых инструментов, которые взаимозачитываются в соответствии с МСФО (IAS) 32. Требования в отношении раскрытия информации также применяются к признанным финансовым инструментам, которые являются предметом юридически закрепленного генерального соглашения о взаимозачёте или аналогичного соглашения вне зависимости от того, подлежат ли они взаимозачёту согласно МСФО (IAS) 32. Так как Группа не взаимозачитывает финансовые инструменты в соответствии с МСФО (IAS) 32 и не имеет соответствующих договорённостей о взаимозачёте, поправка не имеет влияния на Группу.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчётность» и МСФО (IAS) 27 «Отдельная финансовая отчётность»

МСФО (IFRS) 10 предусматривает единую модель контроля, применимую ко всем типам компаний, включая структурированные предприятия. МСФО (IFRS) 10 заменяет части ранее существовавшего МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчётность», которые имели отношение к консолидированной финансовой отчётности и ПКИ-12 «Консолидация – структурированные предприятия». МСФО (IFRS) 10 изменяет определение контроля таким образом, что инвестор контролирует объект инвестиций в тех случаях, когда инвестор подвержен воздействию или обладает правами в отношении переменных экономических результатов, возникающих вследствие его отношений с объектом инвестиций, и способен влиять на такие результаты посредством контроля объекта инвестиций. Для соответствия определению контроля в МСФО (IFRS) 10 все три критерия, должны быть выполнены, включая следующее: (а) инвестор контролирует объект инвестиций; (б) инвестор имеет права на переменную сумму отдачи на инвестицию (либо несет связанные с ней риски) и (в) обладает возможностью влиять на данную сумму отдачи вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. МСФО (IFRS) 10 не повлияло на консолидацию инвестиций Группы.

МСФО (IFRS) 11 «Соглашения о совместной деятельности» и МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия»

МСФО (IFRS) 11 заменяет МСФО (IAS) 31 «Участие в совместной деятельности» и ПКИ-13 «Совместно контролируемые компании – немонетарные вклады участников». МСФО (IFRS) 11 исключает возможность учёта совместно контролируемых компаний методом пропорциональной консолидации. Вместо этого совместно контролируемые компании, удовлетворяющие определению совместных предприятий, согласно МСФО (IFRS) 11, учитываются по методу долевого участия. Поскольку Группа не имеет Совместно контролируемых компаний, МСФО (IFRS) 11 не влияет на Группу.

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

МСФО (IFRS) 12 описывает требования в отношении раскрытия информации о долях участия предприятия в дочерних организациях, совместной деятельности, ассоциированных компаниях и структурированных организациях. Ни одно из указанных требований в отношении раскрытия информации не применимо к консолидированной финансовой отчётности Группы.

МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»

МСФО (IFRS) 13 объединяет в одном стандарте все указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО. МСФО (IFRS) 13 не вносит изменений в то, когда компании обязаны использовать справедливую стоимость, а предоставляет указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО. МСФО (IFRS) 13 определяет справедливую стоимость как цену выхода. Согласно указаниям в МСФО (IFRS) 13 Группа повторно проанализировала свою политику в отношении оценки справедливой стоимости, в частности, используемые исходные данные для оценки, такие, например, как риск неисполнения обязательств, учитываемый при оценке обязательств по справедливой стоимости. МСФО (IFRS) 13 также требует раскрытия дополнительной информации. Применение МСФО (IFRS) 13 не оказало существенного влияния на оценки справедливой стоимости, определяемые Группой. Там, где это необходимо, дополнительная информация раскрывается в отдельных примечаниях по активам и обязательствам, для которых определялась справедливая стоимость.

В дополнение к вышеуказанным поправкам и новым стандартам, в МСФО (IFRS) 1 «Применение Международной финансовой отчётности впервые» были введены поправки, которые вступают в силу отношении отчётных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после указанной даты. Группа не применяет МСФО впервые, соответственно, данная поправка не применима по отношению к Группе.

МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам» (в редакции 2011 года)

Поправка к МСФО (IAS) 19 (в редакции 2011 года) включает ряд поправок в учёт планов с установленными выплатами, включая актуарные доходы и убытки, которые в настоящее время признаются в прочем совокупном доходе и исключаются из прибыли и убытка; ожидаемого дохода по активам плана, которые уже не признаются в прибыли или убытке; вместо этого, существует требование о признании процентов по чистым обязательствам (активам) по установленным выплатам в прибыли или убытке, рассчитанных с использованием дисконтной ставки, используемой для оценки обязательства по установленным выплатам; а стоимость прошлых услуг, права на вознаграждения за которые еще не предоставлены, в настоящее время признается в прибыли или убытке либо на дату поправки или на дату признания соответствующей реструктуризации или затрат по выходным пособиям, в зависимости от того, какая из дат наступит раньше.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Прочие поправки включают новые раскрытия, например, раскрытие информации о количественной чувствительности. Поправка не имеет влияния на финансовое положение и результаты Группы.

Поправки к МСФО (IAS) 1 «Представление статей прочего совокупного дохода»

Поправки к МСФО (IAS) 1 вводят группировку статей, представляемых в составе прочего совокупного дохода. Статьи, которые могут быть переклассифицированы в состав отчёта о прибылях и убытках в определенный момент в будущем (например, чистый доход от хеджирования чистых инвестиций, курсовые разницы при пересчёте финансовой отчётности иностранных подразделений, чистое изменение в хеджировании потоков денежных средств и чистые убытки или доходы по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи) должны представляться отдельно от статей, которые никогда не будут переклассифицированы (например, актуарные доходы и убытки по планам с установленными выплатами и переоценка земельных участков и зданий). Поправка не имеет влияния на финансовое положение и результаты Группы.

Поправки к МСФО (IAS) 1 «Пояснение требования в отношении сравнительной информации»

Данная поправка к МСФО (IAS) 1 разъясняет разницу между дополнительной сравнительной информацией, представляемой на добровольной основе, и минимумом необходимой сравнительной информации. Компания должна включать сравнительную информацию в соответствующие примечания к финансовой отчётности, в случае, когда она на добровольной основе предоставляет сравнительную информацию сверх минимального требуемого сравнительного периода. Дополнительная сравнительная информация, предоставляемая на добровольной основе, может не представляться в полном комплекте финансовой отчётности.

Отчёт о финансовом положении на начало периода (известный как «третий бухгалтерский баланс») должен представляться, когда компания применяет учётную политику ретроспективно, выполняет ретроспективные пересчёты или реклассифицирует статьи в своей финансовой отчётности в том случае, если любые из указанных изменений оказывают существенное влияние на отчёт о финансовом положении на начало предыдущего периода. Поправка разъясняет, что сравнительная информация в соответствующих примечаниях не должна сопровождать третий бухгалтерский баланс. Поправка не оказала влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

Поправки к МСФО (IAS) 32 «Налоговые последствия выплат владельцам долевых инструментов»

Поправка к МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: представление информации» исключает существующие требования в отношении подоходного налога из МСФО (IAS) 32 и требует, что предприятия соблюдали требования МСФО (IAS) 12 в отношении любого подоходного налога, связанного с выплатами акционерам. Поправка не оказала влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

Поправки к МСФО (IAS) 34 «Финансовая отчётность и сегментная информация в отношении общих активов и обязательств»

Поправка поясняет требования МСФО (IAS) 34, относящиеся к сегментной информации в отношении общих активов и обязательств по каждому отчётному сегменту для улучшения согласованности с требованиями МСФО (IAS) 8 «Операционные сегменты». Информация о общих активах и обязательствах по отчётному сегменту должна быть раскрыта только в том случае, когда суммы регулярно предоставляются исполнительному органу, ответственному за принятие операционных решений, и общая сумма, раскрытая в предыдущей годовой консолидированной финансовой отчётности по указанному отчётному сегменту, была значительно изменена. Группа предоставляет данное раскрытие информации, так как информация об общих активах сегмента была представлена исполнительному органу, ответственному за принятие операционных решений (ИООПОР). Поправка не оказала влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

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

Ниже приводятся стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчётности Группы. Группа намерена применить эти стандарты, когда они вступят в силу.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

МСФО (IFRS) 9 в текущей редакции, отражающий результаты первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСФО (IAS) 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСФО (IAS) 39. Первоначально предполагалось, что стандарт вступит в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты, но в результате выпуска Поправок к МСФО (IFRS) 9 «Дата обязательного применения МСФО (IFRS) 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 учёт хеджирования и обесценение финансовых активов. Применение первого этапа МСФО (IFRS) 9 не окажет влияние на классификацию и оценку финансовых активов и финансовых обязательств. Группа оценит влияние этого стандарта на суммы, раскрываемые в финансовой отчётности в увязке с другими этапами проекта после публикации окончательной редакции стандарта, включающей в себя все этапы.

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

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

Поправки к МСФО (IAS) 32 «Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств»

В рамках данных поправок разъясняется значение фразы «в настоящий момент обладает юридическим закрепленным правом на осуществление взаимозачёта». Поправки также описывают, как следует правильно применять критерии взаимозачёта в МСФО (IAS) 32 в отношении систем расчётов (таких как системы единого клирингового центра), в рамках которых используются механизмы одновременных валовых платежей. Поправки вступают в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты. Предполагается, что данные поправки не будут применимы к Группе.

Интерпретация IFRIC 21 «Обязательные платежи» (Интерпретация IFRIC 21)

В Интерпретации IFRIC 21 разъясняется, что компания признает обязательство в отношении обязательных платежей тогда, когда происходит действие, влекущее за собой их уплату. В случае обязательного платежа, выплата которого требуется в случае достижения минимального порогового значения, в интерпретации устанавливается запрет на признание предполагаемого обязательства до достижения установленного минимального порогового значения. Интерпретация IFRIC 21 вступает в силу для годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или после этой даты. Предполагается, что Интерпретация IFRIC 21 не окажет влияние на будущие консолидированные отчётности Группы.

Поправка к МСФО (IAS) 39 «Новация производных инструментов и продолжение учёта хеджирования»

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

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ АСПЕКТЫ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Существенные учётные суждения, оценочные значения и допущения

Ниже представлены основные допущения в отношении будущих событий, а также иные источники неопределённости оценок на отчётную дату, которые несут в себе существенный риск возникновения необходимости внесения существенных изменений в балансовую стоимость активов и обязательств.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Товарищества 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 Товарищества использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределенности. Неопределенность в основном зависит от объема надежных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределенности может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определенность в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределенности в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются.

Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличия новых данных; или изменений 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 износа, истощения и амортизации по производственному методу.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в отчёте о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. Вводные параметры при применении такого метода берутся из наблюдаемых рынков, там, где это возможно, однако когда это не представляется возможным, для определения справедливой стоимости требуется определенная степень суждения. Суждение включает оценку вводных параметров, таких как риск ликвидности, кредитный риск и подверженность колебаниям. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в финансовой отчётности.

Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка

Группа оценивает будущие затраты по ликвидации скважин и выводу из эксплуатации для нефтегазовых активов на основании оценок, предоставленных или внутренними, или внешними инженерами, приняв во внимание ожидаемый метод демонтажа и требуемый объем восстановления участка в соответствии с действующим законодательством и отраслевой практикой. Сумма резервов представляет собой текущую стоимость расчётных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием применяемых ставок. Резервы на восстановление участков пересматриваются на каждую отчётную дату, и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации IFRIC 1 «Изменения в обязательствах по утилизации активов, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие используются существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Существенные суждения при получении таких оценок включают оценку ставки дисконтирования и сроки денежного потока. Руководство сделало свои оценки на основе допущения о том, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода прав на недропользование.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Руководство Товарищества считает, что процентная ставка по его займам обеспечивает наилучшую оценку применимой ставки дисконта. Ставка дисконта будет применяться к номинальным суммам, которые руководство ожидает потратить на восстановление участков в будущем. Товарищество оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочные темпы инфляции и ставка дисконтирования, использованные для расчёта балансового обязательства, на 31 декабря 2013 и 2012 годов составили 7% и 10%, соответственно. Изменения в резервах по выбытию активов раскрыты в Примечании 16.

Налогообложение

Существуют неопределённости касательно толкования сложных налоговых постановлений, изменений в налоговом законодательстве, сумм и сроков будущих налогооблагаемых доходов. Имея широкий спектр международных деловых отношений и долгосрочность и сложность существующих контрактных договоренностей, разницы, возникающие между фактическими результатами и сделанными предположениями, или будущими изменениями к таким предположениям, могут привести к будущим корректировкам к ранее признанным налоговым базам доходов и расходов. Группа создает резервы, на основании разумных оценок, на возможные последствия проверок налоговых органов соответствующих регионов, в которых она оперирует. Сумма таких резервов зависит от нескольких факторов, таких как опыт прошлых налоговых проверок и расхождения в толковании налогового законодательства Группой и соответствующими налоговыми органами. Такие расхождения в толковании могут возникнуть в связи со многими вопросами в зависимости от условий, которые преобладали для соответствующих юридических адресов компаний Группы.

Пересчёт иностранной валюты

Компании, входящие в Группу, определяют собственную функциональную валюту, при этом статьи, включаемые в консолидированную финансовую отчётность компаний, рассчитываются с использованием такой функциональной валюты. Функциональной валютой Товарищества и каждого из его дочерних организаций является доллар США, за исключением Конденсата, функциональной валютой которого является Казахстанский тенге («Тенге»).

Операции и сальдо по операциям в иностранной валюте

Операции в иностранных валютах первоначально учитываются Группой в соответствующей функциональной валюте по курсу на дату операции. Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются в функциональной валюте по валютному спот-курсу, действующему на отчётную дату. Все курсовые разницы отражаются в прибылях и убытках. Немонетарные статьи, оцениваемые с точки зрения исторических затрат, пересчитываются с использованием курсов обмена на даты первоначальных операций. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Объединение бизнеса и гудвил

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольных долей участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса Группа принимает решение, как оценивать неконтрольные доли участия в приобретаемой компании: либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, связанные с приобретением, включаются в состав административных расходов в тот момент, когда они были понесены.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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. Те запасы и ресурсы нефти, которые можно достоверно оценить, признаются при определении справедливой стоимости при приобретении. Прочие потенциальные запасы, ресурсы и права, справедливая стоимость которых не может быть достоверно определена, не признаются отдельно, а относятся к гудвилу.

В случае поэтапного объединения бизнеса на дату приобретения справедливая стоимость ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой компании переоценивается по ее справедливой стоимости на эту дату, с отнесением разницы в состав прибыли или убытка, после чего она учитывается при определении гудвила. Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, признается по справедливой стоимости на дату приобретения. Условное вознаграждение, классифицируемое в качестве актива или обязательства, которое является финансовым инструментом и попадает в сферу применения МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», оценивается по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСФО (IAS) 39, оно оценивается согласно другому применимому МСФО. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, оно впоследствии не переоценивается, и его погашение отражается в составе капитала.

Гудвил изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанных неконтрольных долей участия и ранее принадлежавших приобретающей стороне долей участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если справедливая стоимость приобретенных чистых активов превышает сумму переданного вознаграждения, до признания дохода, Группа повторно анализирует правильность определения всех приобретенных активов и всех принятых обязательств, а также процедуры, использованные при оценке сумм, которые должны быть признаны на дату приобретения. Если после повторной оценки переданное вознаграждение вновь оказывается меньше справедливой стоимости чистых приобретенных активов, разница признается в составе прибыли или убытка.

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

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

Затраты на разведку

Геологические и геофизические расходы списываются в прибыли и убытки в момент, когда такие затраты были понесены. Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам капитализируются в составе активов по разведке и оценке до тех пор пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Эти затраты включают в себя компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, затраты на бурение и платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов. В случае если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке (к примеру бурение дополнительных скважин), и коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут классифицированы как актив до тех пор, пока осуществляются достаточные/непрерывные работы по оценке коммерческой оценке углеводородов.

Все подобные затраты подлежат техническому и коммерческому анализу как минимум раз в год с целью подтверждения намерения о продолжении разработки или иного метода извлечения выгод из обнаруженного месторождения. В ином случае, затраты списываются. В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, затраты на разведку, включенные в состав прибылей и убытков, составили 3.810 тысяч долларов США (в 2012 году: ноль).

Стоимость приобретения прав на недропользование изначально капитализируется в разведочные и оценочные активы. Расходы на приобретение прав на недропользование пересматриваются на каждую отчетную дату, чтобы подтвердить, отсутствие признаков того, что балансовая стоимость превышает возмещаемую сумму.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Этот обзор включает подтверждение того, что разведочное бурение продолжается или основательно запланировано, либо что оно было определено, либо что ведётся работа, чтобы определить является ли обнаружение экономически жизнеспособным на основе ряда технических и коммерческих соображений и существует ли достаточное продвижение в создании планов и сроков развития. Если будущая деятельность не планируется или право на недропользование было возвращено или истекло, балансовая стоимость затрат на права на недропользование списывается через прибыль или убыток. После признания доказанных запасов и внутреннего одобрения разработки, соответствующие расходы переводятся в нефтегазовые активы.

Нефтегазовые активы

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как сооружения, по переработке, трубопроводы и бурение эксплуатационных скважин, капитализируются в составе основных средств в качестве нефтегазового имущества. Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или стоимости строительства, любых затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальной оценки затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или стоимости строительства является общая уплаченная сумма и справедливая стоимость любого другого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива. Когда проект разработки переходит на стадию добычи, капитализация определенных затрат на строительство/разработку прекращается, и затраты либо рассматриваются как часть стоимости запасов, либо списываются, за исключением затрат, которые подлежат капитализации связаны с увеличением нефтегазовых активов, усовершенствованиями и новыми разработками.

Все затраты, капитализируемые в составе нефтегазовых активов, амортизируются с использованием производственного метода на основе доказанных разработанных запасов месторождения, кроме нефтепровода и нефтеналивного терминала, которые Группа амортизирует с использованием линейного метода в течение срока прав на недропользование. Активы, сроки полезной службы, которых меньше остаточного срока службы месторождения, также амортизируются с использованием линейного метода.

Запасы нефти и газа

Доказанные запасы нефти и газа представляют собой расчётное количество коммерчески извлекаемых углеводородов, которые согласно имеющимся геологическим, геофизическим и технологическим данным могут быть добыты в последующие годы из разведанных пластов.

Группа использует оценку запасов, предоставляемую независимым оценщиком на ежегодной основе для определения количества запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Эти объёмы запасов используются для расчёта ставки истощения по производственному методу, так как она отражает ожидаемую последовательность потребления Группой будущих экономических выгод.

Прочие основные средства

Все прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленного износа и обесценения. Первоначальная стоимость включает в себя затраты, непосредственно связанные с приобретением актива. Последующие затраты включаются в балансовую стоимость активов или признаются как отдельный актив, там где это уместно, только тогда, когда существует вероятность того, что будущие экономические выгоды, связанные с активом, поступят Группе, и стоимость актива может быть достоверно оценена. Все прочие расходы на ремонт и обслуживание относятся на прибыли и убытки в том году, в котором они возникли.

Износ рассчитывается линейным методом в течение следующих расчётных сроков полезного использования активов:

	Годы
Здания и сооружения	7-15
Транспортные средства	8
Машины и оборудование	3-13
Прочее	3-10

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов

Группа оценивает активы или группы активов на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что балансовая стоимость актива не может быть возмещена. Отдельные активы группируются для целей теста на обесценение на самом низком уровне, на котором имеются идентифицируемые денежные потоки, которые в основном независимы от денежных потоков, генерируемых другими группами активов. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость группы активов – это наибольшая из следующих величин: их справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу, и ценность от их использования. Если балансовая стоимость группы активов превышает ее возмещаемую стоимость, группа активов считается обесцененной 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 группе активов.

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 расчёты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Для активов на каждую отчётную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость. 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, балансовая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также балансовую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был бы признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в отчёте о прибылях и убытках.

Убытки от обесценения по продолжающейся деятельности, включая обесценение запасов, признаются в отчёте о прибылях или убытках в составе тех категорий расходов, которые соответствуют функции обесценённого актива.

После такого восстановления стоимости, начисление износа корректируется в будущих периодах чтобы распределить пересмотренную балансовую стоимость актива, за вычетом остаточной стоимости, на систематической основе в течение оставшегося срока полезного использования.

Гудвил

Гудвил проверяется на предмет обесценения ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его балансовая стоимость может быть обесценена. Обесценение гудвила определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвил. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их балансовой стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвила не может быть восстановлен в будущих периодах. Затраты по займам

Группа капитализирует затраты по займам по квалифицируемым активам. Актив, квалифицируемый для капитализации затрат по займам, включает все активы по незавершенному строительству, на которые не начисляется износ, истощение или амортизация, при том условии, что в этот момент ведутся работы. Квалифицируемые активы в основном состоят из скважин и прочего незавершенного строительства инфраструктуры нефтяного месторождения. Капитализированные затраты по займам рассчитываются посредством применения нормы капитализации к затратам по квалифицируемым активам. Норма капитализации, это средневзвешенное значение затрат по займам, применимое к займам Группы, которые не погашены в течение периода.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Товарно-материальные запасы

Запасы оцениваются по наименьшей из двух величин: фактической стоимости или чистой стоимости реализации («ЧСР»). Стоимость нефти, газового конденсата и сжиженного углеводородного газа («СУГ») определяется по средневзвешенному методу, основываясь на производственных расходах, включая соответствующие расходы по амортизации, истощению и обесценению и накладные расходы на основе объема добычи. Чистая стоимость реализации представляет собой расчётную цену продажи, при обычном ведении деятельности, минус расходы по реализации.

Резервы

Резервы признаются тогда, когда у Группы есть текущие обязательства (юридические или вытекающие из практики) как результат прошлого события, и при этом существует достаточная вероятность оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства и имеется возможность достоверного определения суммы данного обязательства.

Ликвидация скважин и восстановления участка (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, и когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Сумма обязательства представляет собой текущую стоимость расчётных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием применяемых ставок.

Увеличение на сумму дисконта, относящегося к обязательству, учитывается в финансовых затратах. Сумма, равная величине резерва, также признается как часть стоимости основных средств, к которым он относится. Впоследствии, данный актив амортизируется в рамках капитальных затрат по нефтегазовому имуществу на основе производственного метода.

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

(а) изменения прибавляются к или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде; Сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если уменьшение резерва превышает балансовую стоимость актива, то превышение незамедлительно признается в составе прибылей и убытков; и

(б) 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 МСФО (IAS) 36. **Финансовые активы**

Первоначальное признание и оценка

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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, долгосрочные вклады, краткосрочные вклады, торговую и прочую дебиторскую задолженность.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность являются производными финансовыми активами, не котирующимися на активном рынке, с фиксированным или поддающимся определению размером платежей. После первоначальной оценки такие финансовые активы отражаются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента за вычетом резерва на обесценение. Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки.

Амортизация по эффективной процентной ставке признается в отчёте о совокупном доходе в составе финансовых доходов. Убытки от обесценения признаются в отчёте о совокупном доходе в составе финансовых расходов.

Дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность признается и отражается в сумме выставленных счетов-фактур за вычетом резервов по безнадежным долгам. Оценка суммы безнадежного долга производится, когда получение всей суммы долга становится маловероятным. Данная оценка периодически пересматривается, и в случаях, когда необходимо произвести корректировку, начисляется дополнительный расход (кредит) в том периоде, в котором она обнаружена.

Прекращение признания

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться в отчёте 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.

Продолжение участия в активе, имеющее форму гарантии по переданному активу, оценивается по наименьшему из значений: первоначальной балансовой стоимости актива и максимального размера возмещения, которое может быть предъявлено к оплате Группе.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчётную 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

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

При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учёта будущих ожидаемых кредитных убытков, которые еще не были понесены). Приведенная стоимость расчётных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Если заем имеет плавающую процентную ставку, ставкой дисконта для оценки убытка от обесценения является текущая эффективная ставка процента.

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счёта резерва, а сумма убытка признается в прибылях и убытках. Начисление процентного дохода по сниженной балансовой стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в прибылях и убытках. 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 следующем году сумма оценочных убытков от обесценения увеличивается или уменьшается в связи с событием, произошедшим после того, как были признаны убытки от обесценения, ранее признанная сумма убытков от обесценения увеличивается или уменьшается посредством корректировки счёта резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается в составе финансовых затрат в прибылях и убытках. **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 займы, или производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании. Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом (в случае займов и кредитов) непосредственно связанных с ними затрат по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность и займы.

Последующая оценка

После первоначального признания процентные займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы признаются в прибылях и убытках при прекращении признания обязательств, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых затрат в прибылях и убытках.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства в отчёте о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек. Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признается через прибыль или убыток.

Взаимозачёт финансовых инструментов

Взаимозачёт финансовых активов и обязательств с отражением только чистого сальдо в отчёте о финансовом положении осуществляется только при наличии юридически закреплённого права произвести взаимозачёт, и имеется намерение либо произвести погашение на основе чистой суммы или реализовать актив одновременно с урегулированием обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках, на каждую отчётную 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 подробная информация о том, каким образом осуществляется их оценка, приводятся в Примечании 30.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Группа использует контракты хеджирования на экспортную реализацию нефти с целью покрытия части своих рисков, связанных с колебаниями цен на нефть. Такие производные финансовые инструменты первоначально учитываются по справедливой стоимости на дату заключения производного договора, и впоследствии переоцениваются по справедливой стоимости. Производные финансовые инструменты с положительной справедливой стоимостью отражаются в составе активов, а с отрицательной справедливой стоимостью – в составе обязательств.

Все доходы или убытки, возникающие в течение года в результате изменения в справедливой стоимости существующих производных финансовых инструментов, которые не относятся к учёту хеджирования, относятся напрямую к доходу или убытку.

Справедливая стоимость договоров финансовых инструментов определяется путем сравнения с рыночной стоимостью подобных инструментов. На 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года Группа не имеет действующих контрактов хеджирования.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и краткосрочные депозиты в отчете о финансовом положении включают денежные средства в банках и в кассе и краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения 3 месяца или менее, но включая любые денежные средства, ограниченные в использовании, которые не могут быть использованы Группой и следовательно не считаются высоколиквидными – к примеру, денежные средства, отложенные для покрытия обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Для целей консолидированного отчета о движении денежных средств денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств и их эквивалентов согласно определению выше за вычетом непогашенных банковских овердрафтов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Налогообложение

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

Актив по отсроченному налогу признается только в той степени, в какой существует значительная вероятность получения налогооблагаемого дохода, относительно которого могут быть использованы вычитаемые временные разницы. Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются по налоговым ставкам, применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства, на основе налоговых ставок, которые были введены в действие или фактически узаконены на отчетную дату.

Отсроченный подоходный налог признается по всем временным разницам, связанным с инвестициями в дочерние и ассоциированные компании, за исключением тех случаев, когда можно проконтролировать сроки уменьшения временных разниц, и когда весьма вероятно, что временные разницы не будут уменьшаться в обозримом будущем.

Признание выручки

Группа реализует сырую нефть, газовый конденсат и СУГ по договорам, по ценам, определяемым по котировкам Platt's и/или Argus и скорректированным, где это применимо, на стоимость фрахта, страхования и скидок на качество, где это применимо. Группа реализует газ по договорам по фиксированным ценам.

Доходы от реализации сырой нефти, газового конденсата, газа и СУГ признаются тогда, когда произошла поставка товара, и риски и право собственности были переданы покупателю.

Выручка признается, если существует вероятность того, что Группа получит экономические выгоды, и если выручка может быть надежно оценена.

Собственные выкупленные акции

Собственные выкупленные акции признаются по первоначальной стоимости и вычитаются из капитала. Доходы и расходы, связанные с покупкой, продажей, выпуском или аннулированием собственных акций Группы, в составе прибыли и убытка не признаются. Разница между балансовой стоимостью собственных выкупленных акций и суммой вознаграждения, полученного при их последней продаже, признается в составе дополнительного оплаченного капитала. Опционы на акции, реализуемые в течение отчетного периода, погашаются за счет собственных выкупленных акций.

Выплаты, основанные на акциях

Группа оценивает расходы по сделкам, расчеты по которым осуществляются денежными средствами с сотрудниками на основе справедливой стоимости долевых инструментов на дату выдачи. Оценка справедливой стоимости выплат, основанных на акциях, требует определения наиболее подходящей модели оценки, которая зависит от сроков и условий выдачи. Оценка также требует определения наиболее подходящих исходных данных для модели оценки, включая ожидаемый период обращения опциона на акции, волатильность, коэффициент распределения доходов и предположения, связанные с ними. Эти предположения и модели, использованные при оценке справедливой стоимости операций по выплатам, основанным на акциях, раскрыты в Примечании 27.

5. СДЕЛКИ ПО ОБЪЕДИНЕНИЮ БИЗНЕСА

30 декабря 2013 года, Группа приобрела 100% уставного капитала Probel Capital Management N.V. («Пробел»), компания, которая оказывает управленческие и консультационные услуги Группе, у связанной стороны Группы, за денежное вознаграждение, состоящее из первоначальной стоимости покупки на сумму 28.836 тысяч долларов США, которая подлежит ценовой корректировке на основании отчетности Пробел на 30 декабря 2013 года. Сумма ценовой корректировки не была рассчитана или выплачена на дату утверждения к выпуску консолидированной финансовой отчетности, однако ожидается, что сумма не будет превышать 4.598 тысяч долларов США. Соответствующие обязательства были признаны в составе прочих краткосрочных обязательств (Примечание 19) по состоянию на 31 декабря 2013 года, часть из которых была взаимозачтена против дебиторской задолженности Пробела от предыдущих владельцев. .

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Исторически определенные менеджеры Группы оказывали услуги Группе согласно договору оказания услуг между Пробел и Группой. Приобретение Пробел было завершено в связи с предложенной альтернативой листинга котируемой компании Группы в целях соответствия определенным биржевым требованиям, согласно которым котируемая компания должна управляться персоналом, который состоит в штате компании, входящей в состав группы, в которой находится данная котируемая компания. Гудвил, возникший в результате приобретения, является экономией Группы на управленческих услугах

Предварительные справедливые стоимости идентифицируемых активов и обязательств Пробел на дату приобретения состояли из:

<i>В тысячах долларов США</i>	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Активы	
Основные средства	32
Предоплата и прочие краткосрочные активы	2.554
Денежные средства и их эквиваленты	1.953
	4.539
Обязательства	
Торговая кредиторская задолженность	(1.021)
Прочие краткосрочные обязательства	(470)
	(1.491)
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	3.048
Гудвил, возникающий при приобретении	30.386
Стоимость приобретения	33.434

6. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, поступления в активы по разведке и оценке Группы составили 20.434 тысячи долларов США (год, закончившийся 31 декабря 2012 года: ноль). Эти поступления относились к приобретению прав на недропользование на трех нефтегазовых месторождений – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское на сумму 15.835 тысяч долларов, включая капитализированное условное вознаграждение по договору приобретения этих нефтегазовых месторождений на сумму 5.300 тысяч долларов США, соответствующие задолженность по которым были признаны как прочие краткосрочных обязательств (Примечание 19). Также поступления в активы по разведке и оценке включают расходы на геологические и геофизические исследования на сумму 4.599 тысяч долларов США.

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

На 31 декабря 2013 и 2012 годов основные средства представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Нефтегазовое имущество	1.292.073	1.192.048
Имущество, не входящее в состав нефтегазового имущества	38.830	30.617
Основные средства	1.330.903	1.222.665

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Нефтегазовое имущество

Движения в нефтегазовом имуществе за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Текущие активы	Незавершенное строительство	Итого нефтегазовое имущество
Сальдо на 1 января 2012 года, за вычетом накопленного износа и истощения	903.178	204.236	1.107.414
Поступления	5.816	178.082	183.898
Переводы	192.872	(192.872)	-
Выбытия	(61)	-	(61)
Выбытие износа	6	-	6
Начисленный износ и истощение	(99.209)	-	(99.209)
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.002.602	189.446	1.192.048
Поступления	5.108	210.076	215.184
Переводы	197.271	(197.271)	-
Начисленный износ и истощение	(115.159)	-	(115.159)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.251	1.292.073
По состоянию на 31 декабря 2012 года			
Первоначальная стоимость	1.209.373	189.446	1.398.819
Накопленный износ и истощение	(206.771)	-	(206.771)
Сальдо за вычетом накопленного износа и истощения	1.002.602	189.446	1.192.048
По состоянию на 31 декабря 2013 года			
Первоначальная стоимость	1.411.752	202.251	1.614.003
Накопленный износ и истощение	(321.930)	-	(321.930)
Сальдо за вычетом накопленного износа и истощения	1.089.822	202.251	1.292.073

Категория «Нефтегазовое имущество» в основном представляет собой скважины, установки подготовки нефти и газа, транспортировки нефти и иные соответствующие активы. Подкатегория «Незавершенное строительство» представляет собой компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, расходы по бурению, платежи подрядчикам и обязательства по выбытию активов напрямую относящиеся к разработке скважин до завершения бурения скважин и оценке результатов.

Норма истощения текущих нефтегазовых активов составляла 12,14% и 11,96% за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 годов, соответственно.

Группа привлекла независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 августа 2013 года. Начиная с 1 октября 2013 года, истощение рассчитывается по производственному методу на основании этой оценки запасов.

Группа понесла затраты по займам, включая амортизацию комиссии за организацию займа. Ставки капитализации и капитализированные затраты по займам представлены следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 годов:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	56.260	71.076
Ставка капитализации	8,95%	15,84%
Капитализированные затраты по займам	14.609	26.080

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Имущество, не входящее в состав нефтегазового имущества

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и обору- дование	Транс- портные средства	Прочее	Незавер- шенное строи- тельство	Итого
Сальдо на 1 января 2012 года, за вычетом накопленного износа	5.488	2.919	1.106	2.520	1.006	13.039
Поступления	609	4.062	378	2.026	13.950	21.025
Переводы	358	1.245	–	11	(1.614)	–
Выбытия	–	(143)	–	(201)	–	(344)
Выбытие износа	–	140	–	180	–	320
Начисленный износ	(848)	(1.727)	(314)	(534)	–	(3.423)
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа	5.607	6.496	1.170	4.002	13.342	30.617
Поступления	562	2.410	560	1.217	8.654	13.403
Переводы	21.799	–	–	150	(21.949)	–
Выбытия	(35)	(102)	(50)	(44)	–	(231)
Выбытие износа	16	52	49	30	–	147
Начисленный износ	(1.653)	(2.378)	(334)	(741)	–	(5.106)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа	26.296	6.478	1.395	4.614	47	38.830
По состоянию на 31 декабря 2012 года						
Первоначальная стоимость	8.561	10.977	3.003	5.843	13.342	41.726
Накопленный износ	(2.954)	(4.481)	(1.833)	(1.841)	–	(11.109)
Сальдо за вычетом накопленного износа	5.607	6.496	1.170	4.002	13.342	30.617
По состоянию на 31 декабря 2013 года						
Первоначальная стоимость	30.887	13.285	3.513	7.166	47	54.898
Накопленный износ	(4.591)	(6.807)	(2.118)	(2.552)	–	(16.068)
Сальдо за вычетом накопленного износа	26.296	6.478	1.395	4.614	47	38.830

8. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов авансы, выданные за долгосрочные активы, включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Авансы, выданные за трубы и строительные материалы	6.241	9.126
Авансы, выданные за строительные работы	3.796	6.063
Авансы, выданные за приобретение прав на недропользование	–	10.089
	10.037	25.278

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов товарно-материальные запасы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Материалы и запасы	16.738	17.127
Газовый конденсат	2.986	4.633
Сырая нефть	1.754	2.750
СУГ	607	454
	22.085	24.964

По состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года товарно-материальные запасы отражены по стоимости.

10. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года торговая дебиторская задолженность была выражена в долларах США, срок ее погашения составлял менее 30 дней, и не являлась обесцененной.

По состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года анализ по срокам возникновения торговой дебиторской задолженности представлен следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Итого	Непросро- ченная и не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			Менее 30 дней	От 30 до 60 дней	От 60 до 90 дней	От 90 до 120 дней	Более 120 дней
31 декабря 2013 года	66.565	66.561	-	-	-	-	4
31 декабря 2012 года	54.004	54.000	-	-	-	-	4

Кредитный риск торговой дебиторской задолженности раскрывается в Примечании 30, которое объясняет, как Группа управляет и оценивает кредитное качество дебиторской задолженности, которые не просрочены и не обесценены.

11. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
НДС к получению	17.192	10.782
Авансы выданные	7.817	12.613
Прочее	6.183	974
	31.192	24.369

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

12. КРАТКОСРОЧНЫЕ И ДОЛГОСРОЧНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ

По состоянию на 31 декабря 2013 года краткосрочные инвестиции представляли собой краткосрочный процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 года на период 6 месяцев. По состоянию на 31 декабря 2012 года краткосрочные инвестиции представляли собой краткосрочный процентный депозит, размещенный 16 ноября 2012 года на период 6 месяцев.

Долгосрочные инвестиции представляли собой процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 года на период более 1 года, и процентный депозит, размещенный 4 марта 2013 года сроком на 2 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ И ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ОГРАНИЧЕННЫЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Текущие счета в долларах США	150.931	84.615
Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев	25.000	100.000
Текущие счета в Тенге	5.485	10.595
Денежные счета в других валютах	3.492	2.520
Кассовая наличность	6	-
	184.914	197.730

У Группы имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 4.217 тысяч долларов США в АО «Казкоммерцбанк» (31 декабря 2012 года: 3.652 тысячи долларов США), которые размещаются в соответствии с требованиями Лицензии в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев по состоянию на 31 декабря 2013, представляют собой процентный краткосрочный депозит, размещенный 30 декабря 2013 года.

14. КАПИТАЛ ТОВАРИЩЕСТВА

Доли участия в капитале Товарищества состоят из (а) Общих долей, которые представляют собой доли прав в отношении всех долей партнера с ограниченной ответственностью в капитале Товарищества, и (б) долей Генерального партнера. Каждая общая доля предоставляет каждому ее держателю один голос на каждом общем собрании товарищества. В соответствии с Договором Товарищества, выплаты партнерам с ограниченной ответственностью осуществляются по решению и по усмотрению Генерального партнера или после одобрения большинством партнеров с ограниченной ответственностью при условии, что суммы таких выплат не превышают сумму, рекомендованную Генеральным партнером. Любые выплаты партнерам Товарищества с ограниченной ответственностью производятся на пропорциональной основе, согласно соответствующим долям таких партнеров в капитале Товарищества, и только в пользу зарегистрированных держателей Общих долей.

В следующей таблице приводятся данные о количестве Общих долей, которые полностью оплачены и не имеют номинальной стоимости, все, кроме 10 из которых, представлены Глобальными Депозитарными Расписками («ГДР»):

<i>(количество Общих долей)</i>	В обороте	Собственный капитал	Итого
На 1 января 2012 года	185.315.341	1.446.541	186.761.882
Выпущено для обязательств перед сотрудниками по опционам на акции	-	1.421.076	1.421.076
Реализованные опционы на акции	735.894	(735.894)	-
На 31 декабря 2012 года	186.051.235	2.131.723	188.182.958
Выкуплено ГДР	(1.814.348)	1.814.348	-
Реализованные опционы на акции	285.375	(285.375)	-
На 31 декабря 2013 года	184.522.262	3.660.696	188.182.958

28 июня 2013 года партнеры с ограниченной ответственностью Товарищества в установленном порядке приняли все предложенные решения на Ежегодном общем собрании Участников Товарищества. Данные решения включали утверждение партнерами с ограниченной ответственностью на Ежегодном общем собрании распределения прибыли партнерам с ограниченной ответственностью Товарищества в размере 0,34 доллара США на общую долю, которое подлежало оплате Товариществом 26 июля 2013 года держателям Общих долей согласно реестру партнеров и процентов владения на конец рабочего дня 19 июля 2013 года.

В сентябре 2012 года Совет Директоров Генерального партнера утвердил выплату инаугурационного распределения прибыли Товарищества в размере 0,32 доллара США на Общую долю держателям Общих долей Товарищества, которая представляет собой денежную выплату в размере 60.219 тысяч долларов США (приблизительно 20% от нераспределенной прибыли по состоянию на 30 июня 2012 года). Распределение прибыли (в сумме 59.498 тысяч долларов США, так как Доверительный фонд по опционам на акции, указанный в следующем абзаце, отказался от получения выплаты) были выплачены 2 октября 2012 года держателям Общих долей согласно реестру партнеров и процентов владения на конец рабочего дня 1 октября 2012 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

В 2012 году было выпущено 1.421.076 новых Общих долей (в форме ГДР) для поддержания обязательств перед сотрудниками по опционам на акции. Выпущенные ГДР хранятся у Ogier Employee Benefit Trustee Limited («Доверительный фонд»), который по требованию сотрудников продает ГДР на рынке и рассчитывается по обязательствам перед сотрудниками по опционам на акции. Данный доверительный фонд представляет собой целевую компанию согласно МСФО и поэтому новые выпущенные ГДР признаны как собственные акции «Nostrum Oil & Gas LP». В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, новые Общие доли не были выпущены и 285.375 опционов на акции были исполнены по требованию сотрудников (год, закончившийся 31 декабря 2012 года: 735.894 опционов на акции). Совокупное число ГДР, по отношению к которым опционы на акции могут быть выпущены по обязательству перед сотрудниками по опционам на акции, не должно превышать 5.000.000. Не существует Общих долей, которыми владеют дочерние организации Товарищества, за исключением акций собственного капитала, выпущенных для поддержания обязательств перед сотрудниками по опционам на акции.

Дополнительный оплаченный капитал включает разницу между ценой реализации акции собственного капитала на дату транзакции и первоначальной стоимостью, за вычетом комиссии за выпуск акций собственного капитала.

Нераспределенная прибыль и резервы включают в себя резерв по пересчету иностранной валюты, накопленный до 2009 года, когда функциональной валютой Группы являлся Тенге.

Прибыль на акцию

Сумма базовой прибыли на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли за год на средневзвешенное число Общих долей, находившихся в обращении в течение года.

Базовая и разводненная прибыль на акцию не отличаются ввиду отсутствия разводняющего эффекта на прибыль.

В период между отчетной датой и датой утверждения к выпуску данной финансовой отчетности других сделок с обыкновенными или потенциальными обыкновенными акциями не проводилось.

	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Чистая прибыль, приходящаяся на владельцев Общих долей (в тысячах долларов США)	219.519	162.009
Средневзвешенное число Общих долей	185.289.550	186.051.235
Базовая и разводненная прибыль на Общую долю (в долларах США)	1,18	0,87

15. ЗАЙМЫ

На 31 декабря 2013 и 2012 годов займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Облигации, выпущенные в 2012 году, и со сроком погашения в 2019 году	536.301	530.425
Облигации, выпущенные в 2010 году, и со сроком погашения в 2015 году	92.122	92.469
	628.423	622.894
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	(7.263)	(7.152)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	621.160	615.742

Облигации 2010

19 октября 2012 года Zhaikmunai Finance B. V. («Первоначальный эмитент 2010») выпустил облигации на сумму 450.000 тысяч долларов США («Облигации 2010»).

28 февраля 2011 года ТОО «Жаикмунай» («Эмитент 2010») заменил Первоначального эмитента 2010 Облигаций 2010, вследствие чего он принял на себя все обязательства Первоначального эмитента по Облигациям 2010.

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

Облигации 2010 являются процентными со ставкой процента 10,50% в год. Процент по Облигациям 2010 оплачивается 19 апреля и 19 октября каждого года, начиная с 19 апреля 2011 года. До 19 октября 2013 года Эмитент 2010 был вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2010, за счёт чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких Предложений акций, по цене погашения, равной 110,50% основной суммы долга по таким Облигациям 2010, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по таким Облигациям 2010 до соответствующей даты погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2010, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2010 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2010) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций. Кроме того, Облигации 2010 могли быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 19 октября 2013 года по выбору Эмитента, при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Облигаций 2010 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям 2010 вместе с Применимой премией (согласно определению, приведенному ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2010, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2010 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2010; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2010 по состоянию на 19 октября 2013 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2010 до 19 октября 2013 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2010.

Облигации 2010 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2010») на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними организациями кроме Эмитента 2010 («Гаранты 2010»). Облигации 2010 являются обязательствами Эмитента 2010 и Гарантов 2010 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2010 и Гарантов 2010 с преимущественным правом требования. Кроме того, Облигации 2010 и Гарантии 2010 имеют преимущество залога наивысшего приоритета в отношении акций Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

19 октября 2012 года, Zhaikmunai International B.V. объявил тендерное предложение покупки за наличные средства («Тендерное предложение») части или всех Облигаций 2010. Всего было выставлено на тендер по Тендерному предложению Облигаций 2010 на сумму 347.604 тысячи долларов США, что составляет 77% от всего выпущенных Облигаций 2010 на момент окончания Тендерного предложения 19 ноября 2012 года. Владельцы Облигаций 2010 стоимостью 200.732 тысячи долларов США, которые приняли Тендерное предложение, обменяли их на Облигации 2012 той же стоимости.

Облигации 2012

13 ноября 2012 года Zhaikmunai International B.V. («Первоначальный эмитент 2012») выпустил облигации на сумму 560.000 тысяч долларов США («Облигации 2012»).

24 апреля 2013 года ТОО «Жаикмунай» («Эмитент 2012») заменил Первоначального эмитента 2012, вследствие чего оно приняло на себя все обязательства Первоначального эмитента 2012 по Облигациям 2012.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Облигации 2012 являются процентными со ставкой процента 7,125% в год. Процент по Облигациям 2012 оплачивается 13 ноября и 14 мая каждого года начиная с 14 мая 2013 года. До 13 ноября 2016 года Эмитент 2012 вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2010, за счёт чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 107,125% основной суммы долга по Облигациям 2012, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по Облигациям 2012 до соответствующей даты погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2012 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2012) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

Кроме того, Облигации 2012 могут быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 13 ноября 2016 года по выбору Эмитента 2012, при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Облигаций 2012 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по погашаемым Облигациям 2012 вместе с Применимой премией (согласно определению, приведенному ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой

Облигации 2012 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2012; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2012 по состоянию на 13 ноября 2016 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2012 до 13 ноября 2016 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2012.

Облигации 2012 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2012») на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними организациями кроме Эмитента 2012 («Гаранты 2012»). Облигации 2012 являются обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования. Облигации 2012 и Гарантии 2012 не имеют преимущество залога наивысшего приоритета в отношении акций Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

16. РЕЗЕРВЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

Изменения в резервах по ликвидации скважин и восстановлению участка за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 годов, включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	11.064	8.713
Амортизация дисконта	1.034	847
Дополнительный резерв	2.500	1.743
Изменение в оценках	(724)	(239)
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	13.874	11.064

Ставки долгосрочной инфляции и дисконта, использованные для определения резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря 2013 года, составили 7% и 10%, соответственно (31 декабря 2012 года: 7% и 10%).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

17. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ КАЗАХСТАНА

Сумма задолженности перед Правительством Республики Казахстан была учтена для отражения текущей стоимости затрат, понесенных Правительством в период до подписания Контракта, и которые относятся к разведке контрактной территории и строительству наземных объектов на обнаруженных месторождениях, и которые должны быть возмещены Группой Правительству в течение периода добычи. Общая сумма обязательства перед Правительством, предусмотренная Контрактом, составляет 25.000 тысяч долларов США.

Погашение данного обязательства началось в 2008 году, с первого платежа в размере 1.030 тысяч долларов США в марте 2008 года последующие платежи осуществляются равными ежеквартальными платежами в размере 258 тысяч долларов США до 26 мая 2031 года. Данное обязательство было дисконтировано по ставке 13%.

Изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	7.153	7.242
Амортизация дисконта	930	942
Уплачено в течение периода	(1.031)	(1.031)
	7.052	7.153
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	(1.031)	(1.031)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	6.021	6.122

18. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря 2013 и 2012 годов торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в Тенге	42.950	48.622
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	12.719	6.659
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	2.849	3.109
	58.518	58.390

19. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	32.110	24.650
Начисленные обязательства по обучению	8.986	9.256
Условное вознаграждение ¹	5.300	–
Задолженность перед работниками	3.227	1.180
Начисление дополнительной оплаты за приобретение «Пробел»	1.953	–
Пенсионные обязательства	204	162
Прочее	2.884	2.327
	54.664	37.575

¹ См. Примечание 6 Активы по разведке и оценке

20. ВЫРУЧКА

В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, выручка от двух основных покупателей составила 202.945 тысяч долларов США и 173.440 тысяч долларов США, соответственно (в течение года, закончившегося 31 декабря 2012 года три основных покупателя: 200.581 тысяча долларов США, 118.780 тысяч долларов США, 53.994 тысячи долларов США, соответственно).

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Нефть и газовый конденсат	709.107	587.371
Продукты переработки газа	185.907	149.694
	895.014	737.065

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

21. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Износ, истощение и амортизация	118.957	101.374
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	52.361	55.470
Роялти	39.356	34.195
Доля государства в прибыли	30.747	7.899
Заработная плата и соответствующие налоги	17.240	18.409
Материалы и запасы	12.262	5.332
Прочие услуги по транспортировке	4.306	5.350
Гонорар за управленческие услуги	3.558	1.880
Затраты на ремонт скважин	2.794	7.639
Изменение в запасах	2.490	(3.298)
Экологические сборы	1.029	1.614
Прочее	1.122	2.360
	286.222	238.224

22. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Гонорар за управленческие услуги	16.006	13.497
Профессиональные услуги	9.072	4.012
Заработная плата и соответствующие налоги	7.576	4.966
Прочие налоги	4.839	4.320
Опцион на акции сотрудникам	4.430	2.470
Командировочные расходы	4.089	2.739
Спонсорская помощь	2.919	721
Обучение персонала	2.736	4.118
Страховые сборы	2.050	1.403
Износ и амортизация	1.413	1.258
Комиссии банка	1.100	1.069
Услуги связи	1.010	824
Материалы и запасы	664	602
Плата за аренду	585	406
Социальная программа	300	21.818
Прочее	1.660	659
	60.449	64.882

23. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Транспортные затраты	72.229	73.973
Затраты на погрузку и хранение	36.991	21.622
Заработная плата и соответствующие налоги	2.486	2.330
Гонорар за управленческие услуги	701	1.882
Прочее	9.267	3.797
	121.674	103.604

24. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Процентные расходы по займам	41.651	44.996
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством ¹	930	941
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка ²	1.034	848
	43.615	46.785

¹ См. Примечание 16 Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

² См. Примечание 17 Задолженность перед правительством.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

25. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Экспортная таможенная пошлина	12.268	–
Компенсации за газ	6.387	4.797
Прочее	6.938	1.815
	25.593	6.612

Экспортная таможенная пошлина включает в себя таможенные пошлины на экспорт сырой нефти и таможенные сборы за сопутствующие услуги, такие как оформление деклараций, временное хранение и т.д. Основываясь на своей интерпретации законодательства СНГ о свободной торговле, казахстанские таможенные органы ввели таможенные пошлины на экспорт нефти из Казахстана в Украину начиная с декабря 2012 года.

26. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Расходы по подоходному налогу включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Расходы по текущему подоходному налогу	138.883	118.105
Расходы по отсроченному подоходному налогу	3.613	2.258
Итого расходы по подоходному налогу	142.496	120.363

Доходы Группы облагаются подоходным налогом только в Республике Казахстан. Сверка между расходами по подоходному налогу и бухгалтерской прибылью, умноженной на ставку подоходного налога, применимую к правам на недропользование, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Прибыль до налогообложения	362.015	282.372
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	108.605	84.712
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	19.084	26.579
Изменение налоговой базы	2.836	2.312
Расходы по прочим налогам, не относимые на вычеты	2.037	5.243
Технологические потери, не относимые на вычеты	1.850	763
Расходы по компенсации за газ, не относимые на вычеты	1.711	1.226
Отрицательная курсовая разница	1.624	491
Расходы по социальной программ е, не относимые на вычеты	890	1.589
Эффект дохода, облагаемого налогом по иной ставке	31	26
Расходы на обучение, не относимые на вычеты	–	552
Доход, не подлежащий обложению налогами	–	(4.223)
Прочие расходы, не относимые на вычеты	3.828	1.093
Расходы по подоходному налогу, отраженные в консолидированной финансовой отчетности	142.496	120.363

Сальдо по отсроченным налогам, рассчитанные посредством применения официально установленной ставки налога, применимой к правам на недропользование на Чинаревском месторождении, действующей на соответствующие отчетные даты, к временным разницам между налоговой базой и суммами, указанными в консолидированной финансовой отчетности, и включают следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Актив по отсроченному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	2.811	2.690
Обязательство по отсроченному налогу		
Основные средства	(155.356)	(151.622)
Чистое обязательство по отсроченному налогу	(152.545)	(148.932)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Сальдо на 1 января	148.932	146.674
Начисление текущего года через прибыли и убытки	3.613	2.258
Сальдо на 31 декабря	152.545	148.932

27. ОПЦИОНЫ НА АКЦИИ СОТРУДНИКАМ

Сотрудники (включая руководителей высшего звена и исполнительных директоров) членов Группы получают вознаграждение в форме выплат, основанных на акциях. Сотрудники предоставляют услуги за которые они получают вознаграждение в сумме увеличения стоимости акций, которое предоставляется только денежными средствами («сделки, расчёты по которым осуществляются денежными средствами»).

Стоимость вознаграждения сотрудникам, основанного на акциях, расчёты по которым осуществляются денежными средствами, оценивается первоначально по справедливой стоимости на дату выдачи с применением биномиальной модели. Данная справедливая стоимость относится на расходы на протяжении периода до момента признания соответствующего обязательства. Обязательство переоценивается на каждую отчётную дату вплоть до расчётной даты включительно, при этом изменения справедливой стоимости признаются в отчёте о совокупном доходе.

План выплат, основанный на акциях, описан ниже.

В течение 2008 – 2013 годов 3.182.258 прав на повышение стоимости акций (SARs) были предоставлены руководителям высшего звена и исполнительным директорам членов Группы, расчёты по которым могут быть произведены только денежными средствами. Переход прав на SARs осуществляется в течение пяти лет после даты их предоставления («срок перехода права»), таким образом, что одна пятая предоставленных SARs переходит во владение сотрудника на каждую пятую годовщину после даты предоставления SARs. Срок действия SARs по договору составляет десять лет. Справедливая стоимость SARs оценивается на дату предоставления прав с применением тринмиальной сеточной модели оценки опционов с учётом условий, на которых инструменты были предоставлены. SARs подлежат исполнению в любое время после перехода правами до конца контрактного периода и дают владельцу право на разницу между рыночной стоимостью ГДР на дату исполнения и заявленной базовой стоимостью. Полученные услуги и обязательство по оплате указанных услуг признаются в течение ожидаемого срока перехода права на SARs.

До тех пор, пока обязательство не будет погашено, оно переоценивается на каждую отчётную дату, при этом изменения справедливой стоимости признаются в прибыли или убытке в составе расходов по выплатам сотрудникам, которые возникают в результате сделок с выплатами, основанными на акциях, расчёты по которым осуществляются денежными средствами.

Балансовая стоимость обязательства, относящаяся к 2.912.348 SARs, на 31 декабря 2013 года составляет 12.016 тысяч долларов США (31 декабря 2012 года: 2.131.723 SARs стоимостью 9.788 тысяч долларов США). В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, были предоставлены права на исполнение 728.487 SARs (год, закончившийся 31 декабря 2012 года: 426.345 SARs).

В следующей таблице представлены количество и цены исполнения (ЦИ), а также движения SARs в течение периода:

	2013 год		2012 год	
	Количество	ЦИ, Доллар США	Количество	ЦИ, Доллар США
В обращении на начало периода (с ЦИ US\$ 4)	1.931.723	4	2.667.617	4
В обращении на начало периода (с ЦИ US\$ 10)	200.000	10	200.000	10
Всего в обращении на начало года	2.131.723	–	2.867.617	–
Предоставленные опционы	1.115.000	10	–	–
Исполненные опционы	(285.375)	4	(735.894)	4
Истекшие опционы	(49.000)	10	–	–
В обращении на конец года	2.912.348	4	2.131.723	–
К исполнению на конец года	1.808.348	–	1.311.170	–

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Средневзвешенная справедливая стоимость SARs предоставленных в течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, составила 6,22 долларов США на SAR и средневзвешенная цена на дату исполнения для SARs исполненных в течение года составила 8,22 долларов США на SAR (2012: 5,96 долларов на SAR). Тринмиальная сеточная модель оценки Халл-Уайт была использована для оценки опционов на акции. В следующей таблице перечислены использованные исходные данные за годы, закончившиеся 31 декабря:

	2013	2012
Цена ГДР на отчетную дату (долл.США)	13,0	10,7
Норма распределения прибыли (%)	3,0%	1,5%
Ожидаемая волатильность (%)	85,0%	86,0%
Безрисковая процентная ставка (%)	2,0%	2,0%
Ожидаемый срок обращения (лет)	10,0	3,5
Оборачиваемость опционов (%)	10,0%	10,0%
Ценовой триггер	2,0	2,0

Ожидаемый срок обращения опционов рассчитывается с учетом данных прошлых периодов и может не совпадать с фактическими трендами. Ожидаемая волатильность отражает допущение, что историческая волатильность обуславливает будущую волатильность, и может не совпадать фактическими результатами. Оборачиваемость опционов представляет процент ожидаемого увольнения сотрудников из Группы в течение срока перехода прав, который основывается на исторических данных и может не совпадать с фактическими данными. Модель предполагает, что когда цена акции достигает уровня цены исполнения опциона умноженной на ценовой триггер, ожидается использование опционов сотрудниками.

28. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Для целей данной консолидированной финансовой отчетности сделки со связанными сторонами включают, в основном, коммерческие сделки между членами Группы и участниками и /или их дочерними организациями или ассоциированными компаниями.

Кредиторская задолженность связанных сторон, представленных организациями косвенно контролируемым акционером с существенным влиянием на Группу, по состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года
Торговая кредиторская задолженность		
ТОО «Амершам Ойл»	240	48
«Prolag B.V.B.A.»	53	298
«Пробел Кэпитал Менеджмент Н.В.»	–	288

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2013 и 2012 годов, Группа осуществила следующие сделки со связанными сторонами, представленными организациями, косвенно контролируемым акционером с существенным влиянием на Группу:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Гонорар за управленческие и консультационные услуги		
«Пробел Кэпитал Менеджмент Н.В.»	17.507	13.648
ТОО «Амершам Ойл»	1.506	1.415
«Prolag B.V.B.A.»	1.253	2.195

Управленческий гонорар подлежит уплате в соответствии с Соглашениями о технической помощи, подписанными членами Группы с ТОО «Амершам Ойл», «Prolag B.V.B.A.» и «Пробел Кэпитал Менеджмент Н.В.», и относящимися к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и иных консультационных услуг.

Годовое вознаграждение (представленное краткосрочными выплатами работникам) ключевого персонала составило 634 тысячи долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2013 (2012: 624 тысячи долларов США). Ключевой управленческий персонал был нанят и оплачивается ТОО «Амершам Ойл», и «Пробел Капитал Менеджмент Н.В.», и вознаграждение этого персонала образует часть гонорара за управленческие и консультационные услуги, указанные выше.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Выплаты ключевому персоналу по обязательству перед сотрудниками по опциону на акции составили 2.202 тысячи долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2013 года (за год, закончившийся 31 декабря 2012 года: 4.416 тысяч долларов США) (Примечание 27).

29. ФИНАНСОВЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Налогообложение

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтвержденные нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. 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. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределенностей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящую дату и начисленную на 31 декабря 2013 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2013 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Группа в связи с налоговым законодательством, является высокой.

Ликвидация скважин и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

Поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты, касающиеся восстановления участка и экологической очистки постоянно развиваются, Группа может понести в будущем затраты, сумма которых не поддается определению в данный момент времени. Резервы по таким затратам будут созданы по мере выявления новой информации в отношении таких расходов, а также развития и изменения соответствующего законодательства.

Вопросы охраны окружающей среды

Группа также может понести потенциальные убытки в результате претензий со стороны региональных природоохранных органов, которые могут возникнуть в отношении прошлых периодов освоения месторождений, разрабатываемых в настоящее время. По мере развития казахстанского законодательства и нормативных актов, регулирующих платежи за загрязнение окружающей среды и восстановительные работы, Группа может в будущем понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время ввиду влияния таких факторов, как неясность в отношении определения сторон, несущих ответственность за такие затраты, и оценка Правительством возможностей вовлеченных сторон по оплате затрат на восстановление окружающей среды. Однако в зависимости от любых неблагоприятных претензий и штрафов, начисленных Казахстанскими регулирующими органами, не исключено, что будущие результаты деятельности Группы или денежные потоки окажутся под существенным влиянием в определенный период.

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2013 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 26.842 тысячи долларов США (31 декабря 2012 года: 23.088 тысяч долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разработке нефтяного месторождения.

Операционная аренда

В 2010 году ТОО «Жайкмунай» заключило несколько договоров аренды на аренду 650 железнодорожных вагон-цистерн для транспортировки углеводородных продуктов сроком на 7 лет по цене 6.989 Тенге (эквивалент 47 долларов США) в сутки за один вагон. Договора аренды могут быть преждевременно прекращены либо по взаимному согласию сторон, либо в одностороннем порядке, если другая сторона не выполнит свои обязательства по договору.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Общая сумма будущих минимальных арендных платежей по неаннулируемой операционной аренде была представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Не позднее 1 года	12.501	12.585
Позднее 1 года и не позднее пяти лет	23.846	17.112
Позднее пяти лет	-	-

Платежи за аренду железнодорожных вагон-цистерн за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, составили 12.628 тысяч долларов США (за год, закончившийся 31 декабря 2012 года: 10.705 тысяч тенге).

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (дополненный, в частности, Дополнительным соглашением №9), ТОО «Жаикмунай» обязано:

- (i) израсходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- (ii) произвести ремонт и восстановление государственных автомобильных дорог на сумму 12.000 тысяч долларов США в 2012 году;
- (iii) начислять один процент от капитальных затрат, понесенных в течение года, на обучение граждан Казахстана на ежегодной основе; и
- (iv) придерживаться графика расходов на образование, который продолжается до 2020 года (включительно).

Контракты на разведку и добычу углеводородов Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений требуют выполнения ряда социальных и других обязательств. Однако эти обязательства были изменены в течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года (в случае Ростошинского) или были (на 31 декабря 2013 года) в процессе изменения (в случае Дарьинского и Южно-Гремячинского).

Действующий контракт на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (в соответствии редакции от 9 августа 2013 года) требует от недропользователя:

- (i) финансировать не менее 206 тысяч долларов США на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать 600 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона в течение периода разведки;
- (iii) финансировать развитие города Астаны в сумме 1.000 тысяч долларов США в течение последнего года стадии разведки;
- (iv) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке), равный 206 тысячам долларов США.

Контракт на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (до выпуска редакции от 23 января 2014 года) требовал:

- (i) финансировать не менее 200 тысяч долларов США в период разведки на профессиональное обучение персонала привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать 18.850 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона (включая 1.000 тысяч долларов США на финансирование города Астана в случае коммерческого обнаружения);
- (iii) инвестировать не менее 20.000 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iv) возместить исторические затраты в сумме 6.499 тысяч долларов США Правительству, в том числе 195 тысяч долларов США за право пользования геологической информацией; и
- (v) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке), равный 1% от капитальных затрат на стадии разведки и 0,1% от эксплуатационных расходов на стадии добычи.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (до выпуска редакции от 23 января 2014 года) требовал:

- (i) финансировать не менее 1% от инвестиции период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

- (ii) расходовать 18.950 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона (включая 1.000 тысяч долларов США на финансирование города Астана в случае коммерческого обнаружения);
- (iii) инвестировать не менее 23.050 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iv) возместить исторические затраты в сумме 3.194 тысяч долларов США Правительству, в том числе 96 тысяч долларов США за право пользования геологической информацией; и
- (v) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке), равный 1% от капитальных затрат на стадии разведки и 0,1% от эксплуатационных расходов на стадии производства.

Продажи нефти на внутреннем рынке

В соответствии с Дополнением №7 к Контракту, ТОО «Жаикмунай» обязано продавать на ежемесячной основе как минимум 15% добытой нефти на внутренний рынок, цены на котором значительно ниже, чем экспортные цены.

30. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Группы включают займы, задолженность перед Правительством Казахстана, торговую кредиторскую задолженность и прочие краткосрочные обязательства. Основная цель данных финансовых обязательств заключается в привлечении финансирования для разработки месторождения нефти и газового конденсата «Чинаревское» и финансирования ее деятельности. Финансовые активы Группы включают торговую и прочую дебиторскую задолженность, долгосрочные инвестиции, краткосрочные инвестиции и денежные средства и их эквиваленты.

Основные риски, которые возникают по финансовым инструментам Группы, включают риск изменения процентной ставки, валютный риск, риск ликвидности и кредитный риск. Руководство Группы рассматривает и утверждает принципы управления каждым из указанных рисков, которые приведены ниже.

Риск изменения цен на товары

Группа подвержена риску колебаний цен на сырую нефть, которая выражается в долларах США на международных рынках. Группа готовит годовые бюджеты и периодические прогнозы, включающие анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Риск изменения процентных ставок

Группа не подвержена риску изменения процентных ставок в 2013 и 2012 годах, так как по состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года у Группы отсутствовали займы с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

Так как значительная часть сделок Группы выражена в Тенге, на отчёт Группы о финансовом положении может оказать существенное влияние изменения в обменных курсах доллара США к Тенге. Группа уменьшает эффект структурного валютного риска с помощью заимствований в долларах США и выражая продажи в долларах США.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств) к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров.

	Изменение в обменном курсе Тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
2013		
Тыс. долларов США	+30,00%	(3.294)
Тыс. долларов США	+10,00%	(1.098)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

	Изменение в обменном курсе Тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
2012		
Тыс. долларов США	+1,57%	(235)
Тыс. долларов США	-1,57%	235

Активы и обязательства Группы, выраженные в иностранных валютах, были представлены следующим образом:

31 декабря 2013 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие
Денежные средства и их эквиваленты	5.491	-	3.492	-
Дебиторская задолженность	27.619	-	1	-
Кредиторская задолженность	(42.950)	(372)	(2.472)	(5)
Прочие текущие обязательства	(257)	-	(7.173)	-
	(10.097)	(372)	(6.152)	(5)

31 декабря 2012 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие
Денежные средства и их эквиваленты	10.595	-	2.520	2
Дебиторская задолженность	10.573	-	-	-
Кредиторская задолженность	(48.622)	(10)	(2.251)	(848)
Прочие текущие обязательства	(10.436)	-	-	-
	(37.890)	(10)	269	(846)

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, близкой к его справедливой стоимости.

Группа осуществляет контроль над риском дефицита денежных средств, используя инструмент планирования текущей ликвидности. Этот инструмент позволяет выбирать тестовые сценарии с суровыми стрессовыми условиями. В целях обеспечения нужного уровня ликвидности был установлен минимальный остаток денежных средств в качестве запасных ликвидных активов. Целью Группы является поддержка баланса между непрерывностью финансирования и гибкостью путем использования облигаций, займов, хеджирования, экспортного финансирования и финансовой аренды.

Политика Группы заключается в том, что до тех пор, пока инвестиционная программа действует: а) не более 25% займов должны подлежать погашению в течение следующих двенадцати месяцев и б) минимальный остаток в сумме 50 миллионов долларов США должен поддерживаться на балансе, с учетом оплаты или рефинансирования любого долга, подлежащего погашению в течение следующих двенадцати месяцев.

Общая сумма долга Группы, подлежащая погашению, состоит из двух облигаций: 92,5 миллионов долларов США, выпущенные в 2010 году и подлежащие погашению в 2015 году, и 560 миллионов долларов США, выпущенные в 2012 году и подлежащие погашению в 2019 году. Группа проанализировала концентрацию риска в отношении рефинансирования своей задолженности, и пришла к выводу, что он является низким.

Имеется доступ к источникам финансирования в достаточном объеме, а сроки погашения задолженности, подлежащей выплате в течение двенадцати месяцев, по договоренности с текущими кредиторами, могут быть перенесены на более поздние даты.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

31 декабря 2013 года	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	-	-	43.613	259.902	594.691	898.206
Торговая кредиторская задолженность	58.518	-	-	-	-	58.518
Прочие краткосрочные обязательства	20.571	-	-	-	-	20.571
Задолженность перед Правительством Казахстана	-	258	773	4.124	12.371	17.526
	79.089	258	44.386	264.026	607.062	994.821
31 декабря 2012 года						
Займы	-	-	49.613	264.451	639.800	953.864
Торговая кредиторская задолженность	58.390	-	-	-	-	58.390
Прочие краткосрочные обязательства	10.437	-	-	-	-	10.437
Задолженность перед Правительством Казахстана	-	258	773	4.124	13.402	18.557
	68.827	258	50.386	268.575	653.202	1.041.248

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые могут подвергать Группу кредитному риску, в основном состоят из дебиторской задолженности и денежных средств в банках. Максимальная подверженность кредитному риску представлена балансовой стоимостью каждого финансового актива. Группа оценивает максимальную подверженность риску как сумму торговой дебиторской задолженности и денежных средств и их эквивалентов.

Группа размещает свою наличность в Тенге в ДБ АО «Сбербанк», который имеет кредитный рейтинг Ba2 (стабильный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's, а также размещает наличность в долларах США в банке BNP Paribas, который имеет кредитный рейтинг A2 (стабильный), и ING Belgium, который имеет кредитный рейтинг A2 (негативный), присвоенные рейтинговым агентством Moody's на 31 декабря 2013 года. Группа не выдает гарантии по обязательствам прочих сторон.

Группа реализует свои товары и производит предоплаты только надёжным кредитоспособным третьим сторонам. Кроме того, Группа на постоянной основе осуществляет контроль над сальдо дебиторской задолженности, в результате чего риск возникновения у Группы безнадежной дебиторской задолженности, а также невозмещаемых авансовых платежей является незначительным, следовательно, риск неуплаты является низким.

Кредитный риск покупателей контролируется каждым бизнес подразделением, на которое распространяется установленная политика Группы, процедуры и контроль, относящийся к управлению кредитными рисками покупателей. Кредитное качество покупателя оценивается в обширной карточке оценки рейтинга. Суммы торговой дебиторской задолженности проверяются на постоянной основе.

Анализ обесценения проводится на каждую отчётную дату на индивидуальной основе для основных покупателей. Максимальная подверженность кредитному риску на отчётную дату состоит из балансовой стоимости каждого класса финансовых активов. Группа не имеет залогов в качестве обеспечения. Группы оценивает риск концентрации, относящийся к торговой дебиторской задолженности, как низкий, поскольку ее покупатели расположены в нескольких юрисдикциях и индустриях и оперируют в значительной степени независимых рынках.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Приведенное ниже является сравнением балансовой стоимости и справедливой стоимости финансовых инструментов Группы по классам, кроме тех, чья балансовая стоимость приблизительно равняется справедливой стоимости:

<i>В тысячах долларов США</i>	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	2013	2012	2013	2012
Финансовые обязательства				
Процентные займы	628.423	622.894	686.795	692.828
Итого	628.423	622.894	686.795	692.828

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, представляет собой сумму, на которую может быть обменен инструмент в результате текущей сделки между желающими совершить такую сделку сторонами, отличной от вынужденной продажи или ликвидации. Справедливая стоимость котировальных облигаций основана на котировках цен по состоянию на отчетную дату и соответственно была классифицирована как Уровень 1 в иерархии источников справедливой стоимости. Группа оценивает долгосрочные займы с фиксированной ставкой на основе таких параметров, как процентные ставки, факторы риска, характерные для страны, индивидуальная платежеспособность клиента и рисковые характеристики финансируемого проекта.

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, состоящих из денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных депозитов, торговой дебиторской задолженности, торговой, прочей кредиторской задолженности и прочих текущих обязательств, не отличается значительно от их справедливой стоимости из-за краткосрочности этих инструментов.

Управление капиталом

Капитал включает в себя конвертируемые привилегированные акции, эмиссионный доход и все прочие фонды в составе капитала, приходящиеся на собственников материнской компании. Основной целью Группы в отношении управления капиталом является максимизация выгоды для акционеров.

Для достижения данной цели управление капиталом среди прочего должно обеспечивать выполнение всех договорных условий по процентным займам, которые определяют требования в отношении структуры капитала. Невыполнение договорных условий дает кредиторам право требовать незамедлительного возврата кредитов и займов. В текущем периоде договорные условия по облигациям не нарушались.

Группа управляет структурой капитала и изменяет ее в соответствии с изменениями экономических условий и требованиями договорных условий. С целью сохранения или изменения структуры капитала Группа может регулировать выплаты распределений, производить возврат капитала участникам или увеличивать уставный капитал. Группа осуществляет контроль над капиталом с помощью коэффициента финансового рычага, который рассчитывается как отношение чистой задолженности к сумме капитала и чистой задолженности. Политика Группы предусматривает поддержание значения данного коэффициента в пределах 20-40%. В чистую задолженность включаются процентные кредиты и займы, торговая и прочая кредиторская задолженность за вычетом денежных средств и их эквивалентов, исключая суммы, относящиеся к прекращенной деятельности.

<i>В тысячах долларов США</i>	2013	2012
Процентные займы	628.423	622.894
За вычетом денежных средств, денежных средств, ограниченных в использовании и краткосрочных и долгосрочных депозитов	(245.339)	(251.382)
Чистая задолженность	383.084	371.512
Капитал	832.450	695.104
Итого капитал	832.450	695.104
Капитал и чистая задолженность	1.215.534	1.066.616
Соотношение собственных и заемных средств	32%	35%

В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 и 2012 годов, не было изменений в целях, политике или процессах управления капиталом.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)**31. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ**

23 января 2014 года в контракт на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения были внесены изменения в соответствии с которыми от ТОО «Жаикмунай» требуется:

- (i) финансировать не менее 200 тысяч долларов США в период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать не менее 225 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона;
- (iii) инвестировать не менее 20.355 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iv) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке), равный 208 тысячам долларов США.

23 января 2014 года в контракт на разведку и добычу углеводородов Южно-Гремячинского месторождения были внесены изменения в соответствии с которыми от ТОО «Жаикмунай» требуется:

- (i) финансировать не менее 200 тысяч долларов США в период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- (ii) расходовать не менее 1.050 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона;
- (iii) инвестировать не менее 19.850 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iv) возместить исторические затраты в сумме 96 тысяч долларов США; и
- (v) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке), равный 244 тысячам долларов США.

Оставшаяся сумма условного вознаграждения (312.168.910,22 Тенге за Дарьинское месторождение и 487.375.904,93 Тенге за Южно-Гремячинское месторождение, эквивалент 2.069 тысяч долларов США и 3.231 тысяч долларов США, соответственно) была выплачена продавцам в январе 2014 года.

11 февраля 2014 года произошла девальвация Тенге по отношению в доллару США и другим основным валютам. Курсы валют до и после девальвации составили 155 Тенге/доллар США и 185 Тенге/доллар США, соответственно.

14 февраля 2014 года Nostrum Oil & Gas Finance B.V., дочернее предприятие Zhaikmunai Netherlands B.V. (образовано 15 января 2014 года), выпустила облигации на сумму 400 миллионов долларов США с фиксированной процентной ставкой 6,325% и сроком погашения в 2019 году. Облигации совместно и по отдельности гарантированы на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними предприятиями, за исключением Nostrum Oil & Gas Finance B.V.. 28 февраля 2014 года ТОО «Жаикмунай» заключило договор с Zhaikmunai Netherlands BV на приобретение акционерного капитала Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

3 марта 2014 года, в соответствии со своей политикой по хеджingu, ТОО «Жаикмунай» заключило новый договор хеджирования по нулевой стоимости, покрывающий продажу 7.500 баррелей сырой нефти в день или 5.482.500 баррелей в целом до 29 февраля 2016 года. Другой стороной по договору хеджирования является Ситибанк. На основе договора хеджирования, ТОО «Жаикмунай» купило опцион на продажу по 85 долларов США за баррель, который обеспечил страхование от падения цен на сырую нефть ниже 85 долларов США за баррель. В рамках этого договора, ТОО «Жаикмунай» продало опцион на покупку по 111,5 долларов США за баррель и купило опцион на покупку по 117,5 долларов США за баррель, что обеспечило Товариществу получить выгоду при ценах на нефть ниже 111,5 долларов США за баррель и выше 117,5 долларов США за баррель.