



## **Промежуточный финансовый отчёт**

*За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года*

**Данный документ является неофициальным переводом Промежуточного финансового отчета компании Nostrum Oil & Gas plc, опубликованного на английском языке, и служит исключительно для ознакомления с отчетом.**

## СОДЕРЖАНИЕ

---

	Стр.
<b>Промежуточный отчёт руководства .....</b>	<b>1</b>
Обзор деятельности .....	2
Операционные и финансовые показатели деятельности .....	6
Связанные стороны и сделки со связанными сторонами .....	17
Основные риски и факторы неопределенности .....	18
Принцип непрерывной деятельности .....	21
Заявление об ответственности .....	22
<b>Промежуточная сокращённая консолидированная финансовая отчётность (неаудировано) .....</b>	<b>23</b>
Независимый отчёт о результатах обзорной проверки для Nostrum Oil & Gas PLC .....	24
Промежуточный сокращённый консолидированный отчет о финансовом положении .....	25
Промежуточный сокращённый консолидированный отчет о совокупном доходе .....	26
Промежуточный сокращённый консолидированный отчет о движении денежных средств .....	27
Промежуточный сокращённый консолидированный отчет об изменениях в капитале .....	29
Примечания к промежуточной сокращённой консолидированной финансовой отчетности .....	30

**«Nostrum Oil & Gas plc»**

Промежуточный отчёт руководства

*За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года*

## ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

---

*Некоторые утверждения в данном промежуточном финансовом отчёте носят прогнозный характер. Прогнозные утверждения включают сведения относительно намерений, убеждений и текущих ожиданий Группы и её сотрудников по различным вопросам. Используемые в настоящем документе слова «ожидает», «считает», «предполагает», «планирует», «может», «будет», «следует» и аналогичные выражения, а также их отрицательные формы предназначены для обозначения прогнозных утверждений. Такие утверждения не являются обещаниями или гарантиями и связаны с рисками и неопределенностью, которые могут привести к тому, что фактические результаты будут существенно отличаться от результатов, описываемых в любых таких прогнозных утверждениях.*

### Общие сведения

«Nostrum Oil & Gas plc» («Компания»), а совместно с дочерними организациями - «Группа» или «Nostrum») является независимым нефтегазовым предприятием, осуществляющим разведку и добычу углеводородов. Через свою дочернюю организацию ТОО «Жайкмунай», находящуюся в косвенной собственности, «Nostrum» является владельцем и оператором четырех месторождений в Северо-Западном Казахстане: Чинаревское эксплуатационное месторождение и Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское разведочные месторождения.

Основным месторождением и лицензионным участком Компании является Чинаревское месторождение, расположенное в северной части богатого нефтью Прикаспийского бассейна вблизи основных международных железнодорожных магистралей в Казахстан и из Казахстана, а также поблизости от нескольких магистральных нефтегазопроводов. Согласно отчёту Ryder Scott за 2013 год, по состоянию на 31 августа 2013 года расчетный объем доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 483,3 млн. б.н.э., из которых 193,2 млн. б.н.э. составляла сырая нефть и конденсат, 72,4 млн. б.н.э. – сжиженный углеводородный газ (СУГ), и 216,8 млн. б.н.э. – товарный газ. В соответствии с Отчётом Ryder Scott за 2013 год, Чинаревское месторождение также содержит приблизительно 76,2 млн. б.н.э. возможных запасов углеводородов.

Разрабатываемые месторождения «Nostrum» расположены вблизи Чинаревского месторождения, и в соответствии с отчетом Ryder Scott за 2013 год, по состоянию на 31 августа 2013 года оцененные вероятные запасы углеводородов на этих трех месторождениях составляют 98,2 млн. б.н.э., при этом возможные запасы углеводородов оцениваются дополнительно в 33,6 млн. б.н.э.

Производственные объекты «Nostrum» располагаются на Чинаревском месторождении и состоят из установки подготовки нефти с мощностью 400.000 тонн сырой нефти в год, нескольких линий по сбору и транспортировке нефти, включая нефтепровод от месторождения до железнодорожного нефтяного терминала в Ростошах недалеко от Уральска, 17-километрового газопровода от месторождения до трубопровода Оренбург-Новопсков, работающей на природном газе системы производства электроэнергии, складских помещений, вахтового поселка для работников и газоперерабатывающего комплекса с пропускной способностью 1,7 млрд. кубических метров неосушенного газа для добычи конденсата, сухого газа и СУГ.

Линейка продуктов «Nostrum» включает сырую нефть, стабилизированный конденсат, сухой газ и СУГ. Группа экспортирует 100% производимого конденсата и приблизительно 85-95% СУГ. 100% своего сухого газа, не используемого в производстве, Группа продает на внутреннем рынке в Казахстане по ценам, которые в целом соответствуют ценам на газ на внутреннем рынке. Что касается сырой нефти, в соответствии с Соглашением о Разделе Продукции («СРП»), Группа обязана поставлять 15% своей сырой нефти, добываемой из эксплуатационных скважин, на внутренний рынок Казахстана по ценам, регулируемым государством. Оставшуюся часть сырой нефти Группы может свободно экспортировать.

### Стратегия деятельности

Компания находится на стадии укрепления объема добычи на уровне, приблизительно равном 50.000 б.н.э./сутки, перед началом расширения возможностей газоперерабатывающего комплекса до общей мощности до 100.000 б.н.э./сутки в 2016 году.

Как указано в последнем годовом отчёте Группы, долгосрочная цель «Nostrum» состоит в дальнейшем упрочении своего положения в качестве одной из ведущих независимых нефтегазовых компаний в Казахстане.

В стремлении достичь поставленную цель, Группа определяет следующие ключевые области, требующие внимания:

*Обеспечение органического роста объемов добычи*

Группа планирует вдвое увеличить уровень добычи на Чинарёмском месторождении к концу 2016 года. Для этого планируется построить третью установку подготовки газа (УПГЗ) для газоперерабатывающего комплекса вблизи двух действующих установок.

*Активное наращивание запасов*

В течение последних четырех лет бурение велось в основном на эксплуатационных скважинах для обеспечения сырьем газоперерабатывающего комплекса. Теперь, когда это сырье заготовлено, основное внимание будет уделено обновленной программе разведочного бурения для перевода большего количества запасов Группы из категории возможных и вероятных в категорию доказанных.

«Nostrum» получил продление своего разрешения на разведку на Чинарёмском месторождении после заключения десятого дополнительного соглашения к СРП 28 октября 2013 года. Согласно дополнительному соглашению №10 период разведки для всех горизонтов, помимо Турнейского, был продлен до 26 мая 2014 года. В апреле 2014 года «Nostrum» подал заявление в соответствующие органы для дальнейшего продления такого периода разведки на срок, превышающий 26 мая 2014 года. Nostrum считает, что вероятность получения такого продления является высокой.

*Разработка модели с множеством месторождений*

Группа также реализует стратегию роста путем приобретений, увеличивающих стоимость компании. Это соответствует стремлению Группы с выгодой использовать имеющуюся инфраструктуру для дополнительного увеличения запасов при низких затратах на поисково-разведочные работы. Недавнее приобретение Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, которые находятся на расстоянии 50-105 километров от действующего газоперерабатывающего комплекса, представляет собой первое такое приобретение в соответствии с данной стратегией. Сбор данных с этих трех месторождений, начатый в 2013 году, а также их оценка, как ожидается, будут завершены в 2015 году.

Группа оценивает возможности для постоянного наращивания приобретений, ориентируясь в основном, насколько это возможно, на северо-запад Казахстана, но рассматривая также возможности и в близлежащих регионах. «Nostrum» будет продолжать поиск новых возможностей в области приобретений, которые способны повысить прибыль акционеров.

*Выбор устойчивого развития в качестве приоритета*

Группа рассматривает корпоративную социальную ответственность в качестве важного показателя нефинансового риска и регулярно разрабатывает внутренние оптимальные методы для совершенствования своих стандартов. Это важный отдельный элемент стратегии «Nostrum», хотя он также дополняет все остальные стратегические инициативы. Устойчивое развитие останется приоритетом как в 2014 году, так и в последующие годы.

*Особое внимание обеспечению акционерной стоимости*

Стратегия Группы основывается на сбалансированном подходе к инвестированию в рост. Это предусматривает как политику предусмотрительного управления денежными средствами, так и прибыль для акционеров.

20 июня 2014 года Компания успешно завершила процесс получения допуска капитала обыкновенных акций в раздел премиального листинга Официального котировального списка Агентства по контролю за финансовой деятельностью и к торгам на основной торговой площадке Лондонской фондовой биржи (London Stock Exchange). После получения допуска «Nostrum» рассматривает возможность включения в индекс FTSE.

Допуск в раздел премиального листинга и включение в индекс FTSE отражают становление Группы в качестве успешного, развитого, высокодоходного производителя нефтегазовых продуктов. По мнению руководителей «Nostrum», от этого не только выиграют акционеры, но также это окажет благоприятное

влияние и на стратегию роста Группы посредством увеличения ликвидности и роста репутации на международном рынке.

### **Существенные события в течение периода**

#### ***Облигации***

14 февраля 2014 года компания «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» успешно выпустила основные облигации на 400 миллионов долларов США со сроком погашения 14 февраля 2019 года и фиксированным купоном 6,375% годовых (далее «Облигации 2014»). Облигации 2014 были включены в Официальный котировальный список и допущены к торгам на Глобальном валютном рынке, который представляет собой регулируемый валютный рынок Ирландской фондовой биржи. 8 апреля 2014 года АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее «КФБ») дало согласие на включение Облигаций 2014 в официальный список КФБ по категории «Долговые ценные бумаги с рейтинговой оценкой», которое вступило в силу 10 апреля 2014 года.

После включения облигаций в официальный список КФБ 6 мая 2014 года ТОО «Жаикмунай» заменило «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в качестве эмитента Облигаций 2014, в результате чего оно приняло на себя все обязательства «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в качестве эмитента Облигаций 2014.

14 апреля 2014 года ТОО «Жаикмунай» погасило основную сумму долга по старшим облигациям со сроком погашения в 2015 году со ставкой процента 10,50% в размере 92.505.000 долларов США. Выпуск Облигаций 2014 привел к снижению средней заемной ставки Группы и соответствует действующим требованиям ликвидности «Nostrum». Данные требования относятся к покрытию текущих обязательств по займам, требованиям по финансированию капитальных расходов и оборотного капитала.

#### ***Новая холдинговая компания, допуск к премиальному листингу***

20 июня 2014 года «Nostrum Oil & Gas plc», публичная компания с ограниченной ответственностью, учрежденная в Англии и Уэльсе, стала новой холдинговой компанией Группы и объявила о допуске капитала обыкновенных акций в размере 188.182.958 акций в раздел премиального листинга Официального списка Агентства по контролю за финансовой деятельностью и к торгам на основной площадке Лондонской фондовой биржи (London Stock Exchange).

#### ***Изменения в Совете Директоров Группы***

В мае 2014 года сэры Кристофер Кодрингтон и Марк Мартин были назначены в качестве Директоров. Сэр Кристофер имеет 28-летний опыт работы в совете директоров и высшем руководстве в нефтегазовой, гостиничной и иных отраслях, и 8 лет проживал в г. Хьюстон, Техас, занимаясь разработкой различных поисково-разведочных участков на различных нефтегазовых месторождениях для компаний COG, Inc, Texas General Resources, Inc, TexBrit Corporation, Inc и Whitehall Energy Limited. Г-н Мартин имеет более чем 20 лет опыта работы в сфере инвестиционных банковских услуг в компании Barclays, Baring Securities и ING, где он с 2003 года до 2011 года занимал должность международного руководителя сектора рынков акционерного капитала. За период с 2011 года до 2014 года он занимал должность генерального директора Exillon Energy PLC.

#### ***Распределение прибыли***

6 июня 2014 года «Nostrum Oil & Gas LP» осуществил выплаты в размере 0,35 долларов за одну обыкновенную долю держателям обыкновенной долей, представляющих собой доленое участие в обществе с ограниченной ответственностью.

#### ***Развитие оперативной деятельности***

23 января 2014 года были внесены поправки в контракты на разведку и добычу углеводородов с Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений с целью продления периода разведки до 31 декабря 2015 года по двум месторождениям и изменения соответствующих рабочих программ за 2013-2015 годы.

3 марта 2014 года Группа, в соответствии со своей политикой хеджирования, заключила новый договор хеджирования по нулевой стоимости, покрывающий продажи нефти на экспорт в размере 7.500 баррелей в день, или 5.482.500 баррелей в целом, на срок до 29 февраля 2016 года. В соответствии с контрактом Группе будет компенсировано снижение цен на нефть ниже 85 долларов за баррель, а также Группа будет

компенсировать до 6 долларов за баррель в случае повышения цен на нефть отметку в 111,5 долларов за баррель.

22 мая 2014 года «Nostrum» подписал двухгодичный контракт на поставку газового конденсата через свою дочернюю организацию, находящуюся в его полной собственности, ТОО «Жаикмунай», компании Trafigura Beheer B.V. («Trafigura»). В соответствии с контрактом, заключенным с «Trafigura», Группа планирует продать приблизительно 720.000 тонн газового конденсата компании «Trafigura» в течение следующих 24 месяцев. «Trafigura» является одной из ведущих международных компаний, торгующих сырьем.

*Другие события*

19 мая 2014 года «Nostrum Oil & Gas Cooperatief U.A.» подписал договоры купли-продажи на приобретение 100% уставного капитала ТОО «Амершам Ойл» (созданного в соответствии с законами Республики Казахстан) и «Prolag BVBA» (созданного в соответствии с законами Бельгии).

**ОПЕРАЦИОННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ****Результаты деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 годов**

В таблице ниже представлены статьи консолидированного отчёта Группы о совокупном доходе за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2014 и 2013 годов, в долларах США и в виде процента дохода.

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Шесть месяцев, закончившихся 30 июня</b>			
	<b>2014 года (неаудировано)</b>	<b>% дохода</b>	<b>2013 года (неаудировано)</b>	<b>% дохода</b>
Выручка от реализации	<b>444.977</b>	<b>100,0%</b>	442.499	100,0%
Себестоимость реализации	<b>(98.549)</b>	<b>22,1%</b>	(135.331)	30,6%
<b>Валовая прибыль</b>	<b>346.428</b>	<b>77,9%</b>	307.168	69,4%
Общие и административные расходы	<b>(27.506)</b>	<b>6,2%</b>	(25.425)	5,7%
Расходы на реализацию и транспортировку	<b>(63.505)</b>	<b>14,3%</b>	(60.814)	13,7%
Финансовые затраты	<b>(35.749)</b>	<b>8,0%</b>	(25.622)	5,8%
Финансовые затраты - реорганизация	<b>(16.575)</b>	<b>3,7%</b>	–	0,0%
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	<b>(4.585)</b>	<b>1,0%</b>	(2.537)	0,6%
Убыток от курсовой разницы	<b>(2.203)</b>	<b>0,5%</b>	(210)	0,0%
Убыток по производным финансовым инструментам	<b>(6.126)</b>	<b>1,4%</b>	–	0,0%
Доход по процентам	<b>680</b>	<b>0,2%</b>	549	0,1%
Прочие расходы	<b>(14.064)</b>	<b>3,2%</b>	(10.646)	2,4%
Прочие доходы	<b>2.988</b>	<b>0,7%</b>	2.354	0,5%
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>179.783</b>	<b>40,4%</b>	184.817	41,8%
Расходы по корпоративному подоходному налогу	<b>(88.025)</b>	<b>19,8%</b>	(73.119)	16,5%
<b>Прибыль за период</b>	<b>91.758</b>	<b>20,6%</b>	111.698	25,2%

**Общая информация**

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года («отчетный период»), фактическая прибыль Группы уменьшилась на 19,9 миллионов долларов США до 91,8 миллионов долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 111,7 миллионов долларов США). Увеличение выручки и снижение себестоимости реализации привело к значительному увеличению валовой прибыли, однако это было компенсировано увеличением прочих операционных затрат и расходов по корпоративному подоходному налогу, что привело к более низкой прибыли за период.

**Выручка от реализации**

Выручка от реализации Группы увеличилась на 0,6% до 445,0 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 442,5 миллионов долларов США). Увеличение выручки от реализации Группы было вызвано, преимущественно, увеличением продажных цен на продукцию и небольшим увеличением объемов продаж в течение отчетного периода.

Выручка от реализации трём крупнейшим клиентам Группы составила за отчетный период 181,8 миллиона долларов США, 77,1 миллиона долларов США и 52,6 миллиона долларов США, соответственно (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 103,9 миллиона долларов США, 87,3 миллиона долларов США и 77,5 миллиона долларов США).



В таблице ниже представлена разбивка выручки от реализации Группы по продуктам и объемам продаж за отчетный период и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года:

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		Отклонение	Отклонение, %
	2014 года (неаудировано)	2013 года (неаудировано)		
Нефть и газовый конденсат	353.510	353.386	124	0,0%
Газ и СУГ	91.467	89.113	2.354	2,6%
<b>Итого реализация</b>	<b>444.977</b>	<b>442.499</b>	<b>2.478</b>	<b>0,6%</b>
<b>Объемы продаж (б.н.э.)</b>	<b>8.175.413</b>	<b>8.067.414</b>	<b>107.999</b>	<b>1,3%</b>

В таблице ниже представлена разбивка выручки от реализации Группы на экспорт/на внутреннем рынке за отчетный период и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года:

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		Отклонение	Отклонение, %
	2014 года (неаудировано)	2013 года (неаудировано)		
Выручка от реализации на экспорт	389.919	378.090	11.829	3,1%
Выручка от реализации на внутреннем рынке	55.058	64.409	(9.351)	(14,5)%
<b>Итого</b>	<b>444.977</b>	<b>442.499</b>	<b>2.478</b>	<b>0,6%</b>

### *Себестоимость реализации*

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		Отклонение	Отклонение, %
	2014 года (неаудировано)	2013 года (неаудировано)		
Износ и амортизация	56.679	63.213	(6.534)	(10,3)%
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	17.934	24.770	(6.836)	(27,6)%
Роялти	10.381	18.028	(7.647)	(42,4)%
Заработная плата и соответствующие налоги	9.814	7.804	2.010	25,8%
Материалы и запасы	4.739	6.279	(1.540)	(24,5)%
Затраты на капитальный ремонт скважин	3.773	1.745	2.028	116,2%
Прочие услуги по транспортировке	1.463	2.356	(893)	(37,9)%
Экологические сборы	626	574	52	9,1%
Услуги управления	–	1.587	(1.587)	(100,0)%
Изменение в запасах	(727)	3.847	(4.574)	(118,9)%
Доля Государства в прибыли	(7.950)	4.249	(12.199)	(287,1)%
Прочее	1.817	879	938	106,7%
<b>Итого</b>	<b>98.549</b>	<b>135.331</b>	<b>(36.782)</b>	<b>(27,2)%</b>

*Себестоимость реализации* уменьшилась на 27,2% до 98,5 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 135,3 миллионов долларов США). Уменьшение преимущественно связано с уменьшением износа, истощения и амортизации, расходов на роялти и долю Государства, ремонт, техобслуживание и прочие услуги, расходов на сырье и материалы, с частичной компенсацией увеличением заработной платы и соответствующих налогов, расходов на ремонт скважин и

прочих расходов. В расчете на б.н.э. себестоимость реализации незначительно уменьшилась на 4,75 долларов США или 28,1%, до 12,05 долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 16,78 долларов США), а себестоимость реализации за вычетом износа в расчете на б.н.э. уменьшилась на 3,82 доллара США, или 42,7%, до 5,12 долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 8,94 долларов США).

*Износ, истощение и амортизация* уменьшились на 10,3% до 56,7 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 63,2 миллионов долларов США). Уменьшение связано с ростом доказанных разрабатываемых запасов начиная с 31 августа 2013 года, и частично компенсируется увеличением объемов добычи.

*Расходы на ремонт, техническое обслуживание и другие услуги* уменьшились на 27,6% до 17,9 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 24,8 миллионов долларов США). Данные расходы включают в себя расходы на техобслуживание, связанное с газоперерабатывающим комплексом и прочими объектами Группы, расходы на осуществление инженерно-технических работ и геофизические исследования. Данные затраты колеблются в зависимости от запланированных работ по определенным объектам.

*Расходы на уплату роялти*, которые рассчитываются на основе объема добычи и рыночных цен различных продуктов, уменьшились на 42,4% до 10,4 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 18,0 миллионов долларов США). Данное уменьшение является результатом восстановления расходов предыдущих периодов по роялти на сумму 5,8 миллиона долларов США. Восстановление связано с утверждением новой рабочей программы в отношении деятельности на нефтяном месторождении и изменением коэффициента эквивалента природного газа.

*Затраты на оплату доли Государства* уменьшились на 12,2 миллионов долларов США до отрицательной величины в 8,0 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 4,2 миллионов долларов США), что является результатом утверждения новой рабочей программы в отношении деятельности на нефтяном месторождении и изменения коэффициента эквивалента природного газа, которые в свою очередь привели к восстановлению расходов предыдущих периодов по доле прибыли правительства на сумму 22,2 миллиона долларов США.

*Расходы на сырье и материалы* уменьшились на 24,5%, до 4,7 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 6,3 миллионов долларов США). Данное уменьшение является результатом снижения потребности в запасных частях и прочих материалах для ремонта и техобслуживания объектов, в частности, для газоперерабатывающего комплекса и скважин.

*Расходы на ремонт скважин* увеличились на 116,2% до 3,8 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 1,7 миллионов долларов США). Данное увеличение является результатом запланированных работ на нескольких скважинах.

*Расходы по услугам управления* отсутствуют в себестоимости реализации за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 1,6 миллионов долларов США). Такие услуги оказываются компанией «Probel Capital Management N.V.», которая была приобретена Группой 30 декабря 2013 года, и в настоящее время консолидируется в составе Группы. Таким образом, соответствующие затраты данного предприятия включены в общие и административные расходы за отчетный период в качестве профессиональных услуг (относящихся к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и прочих консультационных услуг), заработной платы и соответствующих налогов.

**Общие и административные расходы**

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		Отклонение	Отклонение, %
	2014 года (неаудировано)	2013 года (неаудировано)		
Профессиональные услуги	10.869	2.326	8.543	367,3%
Заработная плата и соответствующие налоги	6.632	2.911	3.721	127,8%
Командировочные расходы	2.854	2.190	664	30,3%
Обучение	1.389	2.549	(1.160)	(45,5)%
Спонсорская помощь	1.032	625	407	65,1%
Страховые взносы	785	999	(214)	(21,4)%
Услуги управления	682	7.626	(6.944)	(91,1)%
Износ и амортизация	658	718	(60)	(8,4)%
Услуги связи	654	467	187	40,0%
Комиссии банка	367	588	(221)	(37,6)%
Плата за аренду	336	285	51	17,9%
Материалы и запасы	259	276	(17)	(6,2)%
Социальные программы	150	150	–	0,0%
Прочие налоги	73	3.379	(3.306)	(97,8)%
Прочее	766	336	430	128,0%
<b>Итого</b>	<b>27.506</b>	<b>25.425</b>	<b>2.081</b>	<b>8,2%</b>

Общие и административные расходы увеличились на 8,2% до 27,5 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 25,4 миллиона долларов США). Это было связано преимущественно с увеличением расходов на профессиональные услуги, заработную плату и соответствующие налоги, что было частично компенсировано снижением суммы гонорара за управленческие услуги, прочих налогов и расходов за обучение. Изменение в структуре общих и административных расходов может быть обосновано приобретением «Probel Capital Management N.V.» 30 декабря 2013 года, что привело к исключению гонорара за управленческие услуги и признанию расходов в качестве профессиональных услуг, заработной платы и соответствующих налогов.

**Расходы на реализацию и транспортировку**

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		Отклонение	Отклонение, %
	2014 года (неаудировано)	2013 года (неаудировано)		
Транспортные расходы	29.198	39.485	(10.287)	(26,1)%
Расходы на погрузку и хранение нефти	24.137	15.990	8.147	51,0%
Заработная плата и соответствующие налоги	1.057	1.199	(142)	(11,8)%
Услуги управления	–	475	(475)	(100,0)%
Прочее	9.113	3.665	5.448	148,6%
<b>Итого</b>	<b>63.505</b>	<b>60.814</b>	<b>2.691</b>	<b>4,4%</b>

Расходы на реализацию и транспортировку увеличились на 4,4% до 63,5% миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 60,8 миллионов долларов США). Значительное уменьшение транспортных расходов и увеличение расходов на погрузку и хранение нефти преимущественно связано с тем, что транспортные расходы включают некоторые расходы на погрузку и хранение в предыдущем периоде. Часть увеличения затрат на погрузку и хранения было вызвано увеличением объема продаж СУГ и конденсата.

**Финансовые затраты**

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		Отклонение	Отклонение, %
	2014 года (неаудировано)	2013 года (неаудировано)		
Процентные расходы по займам	34.701	24.691	10.010	40,5%
Амортизация дисконта по обязательствам по ликвидации скважин и восстановлению участка	647	517	130	25,1%
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством	401	414	(13)	(3,1)%
<b>Итого</b>	<b>35.749</b>	<b>25.622</b>	<b>10.127</b>	<b>39,5%</b>

*Финансовые затраты* увеличились на 10,1 миллиона долларов США до 35,7 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 25,6 миллиона долларов США). Увеличение данных затрат вызвано преимущественно расходами, относящимися к досрочному погашению Облигаций, выпущенных в 2010 году, амортизацией оставшейся части затрат по сделке, понесенных при выпуске данных Облигаций.

**Финансовые затраты - реорганизация**

«Финансовые затраты - реорганизация» представлены затратами, связанными с введением «Nostrum Oil & Gas plc» в качестве новой холдинговой компании Группы, и соответствующей реорганизацией.

**Прочее**

Отрицательная курсовая разница за отчетный период составила 2,2 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 0,2 миллиона долларов США). Это объясняется тем, что 11 февраля 2014 года произошла девальвация Тенге по отношению к доллару США и прочим основным валютам. Обменные курсы до и после девальвации составляли 155 Тенге за доллар США и 185 Тенге за доллар США соответственно. Так как в этот период у Группы было чистое активное сальдо счетов, деноминированных в Тенге, девальвация Тенге привела к значительной отрицательной курсовой разнице, признанной в отчетном периоде.

*Прочие расходы* увеличились на 32,1% до 14,1 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 10,6 миллиона долларов США). Прочие расходы главным образом представляют собой экспортные пошлины, оплаченные Группой. Экспортные пошлины представляют собой таможенные пошлины на экспорт сырой нефти и таможенные сборы за такие услуги, как обработка деклараций, временное складское хранение и т.д. Таможенные органы Казахстана, руководствуясь своей интерпретации законодательства о свободной торговле, ввели таможенные пошлины на экспорт нефти из Казахстана на Украину, начиная с декабря 2012 года. Прочие расходы за отчетный период также включают штрафы и пени на сумму 2,6 миллиона долларов США, которые образовались в результате судебных решений.

*Расходы по корпоративному подоходному налогу* увеличились на 20,4% до 88,0 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 73,1 миллиона долларов США). Увеличение расходов по корпоративному подоходному налогу, главным образом, вызвано увеличением отложенного налога за отчетный период. Это было вызвано девальвацией Тенге в феврале 2014 года, которая привела к значительному уменьшению налоговой базы основных средств, деноминированной в Тенге.

**Ликвидность и финансовые ресурсы**

В течение рассматриваемых периодов основными источниками финансирования «Nostrum» были денежные средства от операционной деятельности и средства, привлеченные посредством выпуска Облигаций 2012 и Облигаций 2014. Требования к ликвидности в основном связаны с выполнением текущих обязательств по обслуживанию заимствований (по Облигациям 2012 и Облигациям 2014), а также финансированием капитальных затрат и потребностей в оборотном капитале.

*Движение денежных средств*

В таблице ниже представлены консолидированные данные отчёта о движении денежных средств Группы за отчетный период и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Шесть месяцев, закончившихся 30 июня</b>	
	<b>2014</b>	<b>2013</b>
<b>Денежные средства и их эквиваленты на начало периода</b>	<b>184.914</b>	197.730
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	<b>177.310</b>	167.392
Чистые денежные потоки использованные в инвестиционной деятельности <sup>1</sup>	<b>(123.301)</b>	(80.289)
Чистые денежные потоки от / (использованные в) финансовой деятельности	<b>194.815</b>	(28.951)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты	<b>(515)</b>	–
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец периода</b>	<b>433.223</b>	255.882

<sup>1</sup> Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 годов, включают в себя погашение банковских депозитов на 30 миллионов долларов США и 50 миллионов долларов США, соответственно, и размещение банковских депозитов на сумму ноль и 19,5 миллионов долларов США, соответственно. Данные депозиты не были включены в денежные средства и их эквиваленты, так как срок их погашения ожидался более чем через три месяца после соответствующей отчётной даты.

*Чистые денежные потоки от операционной деятельности*

Чистые денежные потоки от операционной деятельности составили 177,3 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 167,4 миллиона долларов США), и в основном относились к:

- прибыли до налогообложения за отчетный период в 179,8 миллиона долл. США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 184,8 миллионов долларов США), после корректировок на начисления по износу, истощению и амортизации на сумму 57,3 миллиона долл. США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 63,9 миллиона долларов США), и финансовые затраты на сумму 35,7 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 25,6 миллиона долларов США).
- изменению в оборотном капитале в размере 54,7 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 37,9 миллиона долларов США), которое преимущественно связано с увеличением торговой дебиторской задолженности в размере 40,7 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 36,2 миллиона долларов США), увеличением в предоплате и прочих краткосрочных активов в размере 13,3 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: уменьшение в размере 1,5 миллиона долларов США), увеличением в торговой кредиторской задолженности в размере 18,6 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: уменьшение в размере 4,6 миллиона долларов США) и уменьшением в прочих краткосрочных обязательствах в размере 23,0 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 4,8 миллиона долларов США).
- подоходному налогу, выплаченному в размере 58,8 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 68,5 миллиона долларов США).

*Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности*

Существенная часть денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, относится к программе бурения и строительству третьего блока для газоперерабатывающего комплекса.

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности за отчетный период составили 123,3 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 80,3 миллиона долларов США), в основном связанные с бурением новых скважин, что привело к расходованию денежных средств, приблизительно в размере 72,1 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня

2013 года: 80,8 миллиона долларов США), затраты, связанные с третьим блоком газоперерабатывающего комплекса, приблизительно, в размере 39,9 миллионов долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 4,9 миллиона долларов США) и затраты, связанные с Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями в размере 6,4 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: ноль), частично компенсированных погашением денежных депозитов в размере 30,0 миллионов долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: погашение банковских депозитов в размере 50 миллионов долларов США и размещение в размере 19,5 миллионов долларов США).

Чистые денежные потоки от / (использованные в) финансовой деятельности

Чистые денежные потоки от финансовой деятельности в течение отчетного периода, составили 194,8 миллиона долларов США, в основном в связи с выпуском Облигаций 2014 на сумму 400,0 миллионов долларов США, компенсированных досрочным погашением Облигаций 2010 на сумму 92,5 миллионов долларов США, выплатой распределений в размере 60,0 миллионов долларов США в виде и финансовых затрат на Облигации 2010, 2012 и 2014 Группы. Сумма чистых денежных потоков, использованных в финансовой деятельности в течение Периода, составила 29,0 миллионов долларов США, в основном, представлено финансовыми затратами на Облигации 2010 и Облигации 2012.

**Договорные обязательства**

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство стремится следить за наличием средств в объеме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения. В следующей таблице представлены сроки погашения финансовых обязательств Группы на 30 июня 2014 года, исходя из недисконтированных платежей в соответствии с договорными условиями.

**Шесть месяцев, закончившихся 30 июня**

	<b>До востребования</b>	<b>Менее 3 месяцев</b>	<b>3-12 месяцев</b>	<b>1-5 лет</b>	<b>Свыше 5 лет</b>	<b>Итого</b>
Займы	-	12.750	52.650	261.600	992.589	<b>1.319.589</b>
Торговая кредиторская задолженность	41.804	-	-	-	-	<b>41.804</b>
Прочие краткосрочные финансовые обязательства	35.754	-	-	-	-	<b>35.754</b>
Задолженность перед Правительством Казахстана	-	258	773	4.124	12.113	<b>17.268</b>
<b>Итого</b>	<b>77.558</b>	<b>13.008</b>	<b>53.423</b>	<b>265.724</b>	<b>1.004.702</b>	<b>1.414.415</b>

**Обязательства инвестиционного характера**

В течение отчетного периода денежные средства «Nostrum», использованные в рамках в капитальных затрат на покупку основных средств (исключая НДС), приблизительно составили 147,6 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 111,3 миллиона долларов США). Данная сумма включает затраты на бурение, затраты на инфраструктуру и разработку нефтепровода, газопровода, установки подготовки нефти и установки подготовки газа. Общие капитальные затраты составили 33,2% от выручки. Группа внедрила программу капитальных затрат, при этом в бюджет были заложены буровые затраты на 2014 год в размере 123,0 миллиона долларов США, прочие капитальные затраты в размере 304,0 миллиона долларов США в общей сумме составляющие 427,0 миллионов долларов США на 2014 год.

«Nostrum» также заложил в бюджет капитальные затраты в размере около 1,5 миллиарда долларов США на разработку своих месторождений в течение следующих пяти лет (при этом около 550 миллионов долларов США выделено на инфраструктуру, а остальная часть на капитальные затраты, связанные с бурением).

Бурение

Расходы на бурение составили 72,1 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 80,8 миллиона долларов США).

Газоперерабатывающий комплекс

После успешной реализации первой очереди газоперерабатывающего комплекса, состоящей из двух установок, Группа предлагает построить третий блок газоперерабатывающего комплекса к середине 2016 года. Строительство третьего блока газоперерабатывающего комплекса имеет важное значение для реализации стратегии Группы по увеличению эксплуатационной мощности и добыче жидких углеводородов. Согласно оценке руководства, сделанного на основе прогноза добычи доказанных и вероятных запасов, указанных в отчете Ryder Scott за 2013 год и предполагающих успешное завершение второй фазы газоперерабатывающего комплекса к середине 2016 года, годовой объем производства увеличится более чем в два раза по сравнению с годовым объемом производства 2013 года (при этом среднее значение составляет 46.178 бнэ/сут в 2013 году) к концу 2016 года. По оценкам, общие затраты на завершение строительства третьего блока газоперерабатывающего комплекса составят не более 500 миллионов долларов США (из которых 39,9 миллиона долларов США уже были понесены по состоянию на 30 июня 2014 года).

«Nostrum» назначил казахстанский филиал компании Ferrostaal Industrienlagen GmbH и компанию Rheinmetall International Engineering GmbH (дочернее предприятие компании Ferrostaal GmbH, которая владеет 50% ее акций) ответственным за управление проектированием, закупками, строительством и вводом в эксплуатацию всего УКПГЗ от имени ТОО «Жаикмунай».

«Nostrum» согласовал условия со своими поставщиками в отношении поставок оборудования на общую сумму, приблизительно составляющую 214 миллионов долларов США.

Установки подготовки нефти

В настоящее время «Nostrum» эксплуатирует первую установку подготовки нефти, которая была построена и введена в эксплуатацию в начале 2006 года. Группа планирует завершить вторую установку подготовки нефти к концу 2015 года для того, чтобы удвоить объем переработки нефти. Общая сумма капитальных затрат на установку подготовки нефти, как ожидается, составит около 40-50 миллионов долларов США.

**Основные факторы, оказывающие влияние на результаты деятельности**

Основные факторы, оказывающие влияние на результаты деятельности Группы в течение отчетного периода, представлены следующим образом:

**Ценообразование**

Цены на всю сырую нефть, конденсат и СУГ Группы прямо или косвенно связаны с ценой на сырую нефть марки Brent. Цены на сухой газ Группы связаны с внутренними ценами Казахстана на газ. В течение рассматриваемого периода цена сырой нефти марки Brent испытывала значительные колебания. По данным агентства «Блумберг», международные цены сырой нефти марки Brent испытывали колебания в диапазоне от приблизительно 97,69 долларов США за баррель до приблизительно 118,90 долларов США за баррель в первой половине 2013 года и между 104,79 долларов США за баррель и 115,06 долларов США за баррель в течение отчетного периода.

**Шесть месяцев, закончившихся 30 июня**

	2014	2013
Средняя цена сырой нефти марки Brent (доллар США/баррель)	108,82	107,88

Во время значительных немасштабируемых капитальных затрат Группа осуществляет политику хеджирования от неблагоприятных изменений цен на нефть. В зависимости от контрактов, которые заключило ТОО «Жаикмунай» с различными поставщиками оборудования для третьей установки подготовки газа, и в связи с тем, что в предстоящие месяцы будут заключены и другие контракты, «Nostrum» внимательно следит за рынком хеджирования и может в ближайшем будущем заключить контракт на хеджирование с целью покрытия части или всех своих немасштабируемых капитальных расходов, связанных со строительством третьей установки подготовки газа. 3 марта 2014 года ТОО «Жаикмунай», в соответствии со своей политикой по хеджированию, заключило новый договор хеджирования по нулевой стоимости,

покрывающий продажи нефти на экспорт в размере 7.500 баррелей в день, или 5.482.500 баррелей в целом, на срок до 29 февраля 2016 года. Стороной по договору хеджирования является Citibank. На основе договора хеджирования ТОО «Жаикмунай» приобрело опцион на продажу 1 барреля нефти за 85 долларов США, который защищает его от любых падений в цене ниже 85 долларов США за баррель. В рамках данного контракта ТОО «Жаикмунай» также реализовало опцион на покупку 1 барреля нефти за 111 долларов США и приобрело опцион на покупку 1 барреля нефти за 117 долларов США, который позволяет извлекать выгоду из цен на нефть до 111,5 долларов США за баррель и выше 117,5 долларов США за баррель.

### **Добыча**

На результаты деятельности Группы также непосредственно влияют объемы производства, потому что, за исключением части сухого газа, который используется при эксплуатации газоперерабатывающего комплекса, «Nostrum» продает всю свою продукцию. В таблице ниже указан объем производства «Nostrum» за отчетный период и первое полугодие 2013 года.

	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня			
	2014	2013	Отклонение (бнэ/сут)	Отклонение (%)
Общая средняя добыча (б.н.э./сут.)	46.569	46.370	199	0.43%
Общая добыча (б.н.э.)	8.428.745	8.393.036	35.709	0.43%

Рост объемов производства «Nostrum» в основном определялся дальнейшим наращиванием мощностей газоперерабатывающего комплекса.

Кроме того, Группа планирует пробурить 11 новых скважин (пять новых разведочных/оценочных скважин и шесть новых эксплуатационных/водонагнетательных скважин) для поддержания уровня добычи выше планового показателя 45 000 б.н.э./сут. Также планируется разработка третьего блока подготовки газа для газоперерабатывающего комплекса. Руководство Группы считает, что эти нововведения значительно увеличат уровень добычи в будущем.

### **Себестоимость реализации**

Цены на нефть и газ Группы основаны на комбинации фиксированных и изменяющихся цен, и поэтому способность «Nostrum» регулировать затраты критически важна для обеспечения ее прибыльности. Себестоимость реализации в «Nostrum» включает в себя различные расходы, включая амортизацию нефтегазовых активов, ремонт, техническое обслуживание и другие услуги, роялти, начисление заработной платы и соответствующих налогов, расходы на сырье и материалы, услуги управления, прочие транспортные услуги, долю Государства в прибыли, экологические сборы и расходы по ремонту скважин.

Расходы на амортизацию и износ представляют собой 57,5% от общей себестоимости реализации за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 46,7%). Эти расходы колеблются в зависимости от уровня доказанных и разрабатываемых запасов «Nostrum», добываемого ей объема нефти и газа и чистой балансовой стоимости ее нефтегазовых активов.

Ремонт, техническое обслуживание и другие услуги связаны с ремонтом и техническим обслуживанием инфраструктуры Группы, включая газоперерабатывающий комплекс, но не включают текущий ремонт и техническое обслуживание эксплуатационных и разведочных скважин. Эти затраты представляют собой 18,2% от общей себестоимости реализации (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 18,3%). Данные затраты колеблются в зависимости от запланированных работ по определенным объектам.

Расходы на ремонт скважин относятся к текущему ремонту и обслуживанию эксплуатационных и разведочных скважин. Эти затраты в течение рассматриваемых периодов представляли собой - в процентах от общей стоимости реализации - 3,8% и 1,3% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 годов, соответственно.

### **Затраты на финансирование**

Затраты на финансирование в отчетном периоде состояли из расходов по процентам и выплат и расходов в связи с Облигациями 2010, выпущенными компанией «Zhaikmunai Finance B.V.» в октябре 2010 года, Облигациями 2012, выпущенными компанией «Zhaikmunai International B.V.» в ноябре 2012 года и



Облигациями 2014, выпущенными компаний «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в ноябре 2014 года; амортизации дисконта по суммам, причитающимся Правительству Казахстана и амортизации дисконта по обязательству по ликвидации и восстановлению участка.

Расходы по процентам в отчетном периоде состояли из процентов по Облигациям 2010, Облигациям 2012, Облигациям 2014 и премии за досрочное погашение, относящейся к погашению Облигаций 2010. Расходы по процентам за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, состояли исключительно из процентов по Облигациям 2010 и Облигациям 2012. Капитализированные затраты по займам (включая долю процентных затрат и амортизацию комиссий по выдаче займов) составили 7,4 миллиона долларов США в отчетном периоде (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 7,3 миллионов долларов США). Некапитализированные затраты составили 34,7 миллионов долларов США в отчетном периоде (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 24,7 миллионов долларов США).

#### ***Роялти, доля Правительства и налоги, уплачиваемые по СРП***

«Nostrum» работает и осуществляет добычу в соответствии с условиями СРП. СРП оказывал в рассматриваемые периоды и будет продолжать оказывать влияние, как положительное, так и отрицательное, на результаты деятельности «Nostrum» вследствие (i) благоприятного для «Nostrum» налогового режима в соответствии с СРП (как описано ниже), (ii) увеличения расходов по роялти, взимаемых в пользу Государства, (iii) доли нефтеприбыли и доли газа, которые «Nostrum» отдает Государству, и (iv) бонуса за извлечение полезных ископаемых, выплачиваемого Государству.

Согласно СРП в течение всего срока действия СРП и Лицензии к Группе применяется казахстанский налоговый режим, который действовал в 1997 году (в отношении НДС и социального налога, применяется режим, действовавший на 1 июля 2001 года). С 1 января 2009 года вступил в силу новый Налоговый кодекс, в соответствии с которым был введен новый налоговый режим и налоги, применимые к недропользователям (включая налог на добычу полезных ископаемых и исторические затраты). Вместе с тем, Налоговый кодекс не заменяет предыдущий налоговый режим, применимый к СРП, заключенным до 1 января 2009 года, который продолжает действовать в соответствии со статьями 308 и 308-1 Налогового кодекса. Несмотря на положение о стабилизации (предусматривающее общую и налоговую стабильность), предусмотренное СРП, в 2008 году, в 2010 году и затем в 2013 году «Nostrum» был обязан уплатить новые экспортные пошлины на сырую нефть, введенные Правительством Казахстана. Несмотря на усилия, предпринятые «Nostrum» с тем, чтобы показать, что по условиям СРП новые экспортные пошлины к ней не применимы, государственные органы с этим не согласились, и «Nostrum» обязали оплатить экспортную пошлину. В течение января 2009 года Правительство Казахстана пересмотрело и установило экспортные пошлины в размере ноль долларов США за тонну сырой нефти, но повторно ввело пошлину в размере 20 долларов США за тонну в августе 2010 года, которая была увеличена до 40 долларов США за тонну в январе 2011 года, а затем до 60 долларов США за тонну в апреле 2013 года.

Для целей корпоративного подоходного налога с 1 января 2007 года Группа рассматривает свою выручку от реализации нефти и газа из Турнейского горизонта в качестве налогооблагаемого дохода, а свои расходы, связанные с Турнейским горизонтом - в качестве вычитаемых расходов, за исключением тех расходов, которые не подлежат вычету в соответствии с налоговым законодательством Казахстана. Активы, относящиеся к Турнейской залежи, которые были приобретены на этапе разведки, амортизируются в целях налогообложения по максимальной ставке 25,0% годовых. Активы, относящиеся к Турнейской залежи, которые были приобретены после начала этапа добычи, амортизируются по ставкам амортизации в соответствии с казахстанским налоговым режимом 1997 года, которые составляют от 5% до 25%, в зависимости от характера актива. Согласно СРП период этапа разведки на оставшейся части Чинарёвского месторождения закончился в мае 2014 года, в связи с чем была подана заявка на продление. Активы, относящиеся к другим горизонтам, будут амортизироваться в том же порядке, как описано выше для Турнейской залежи.

В рамках СРП «Nostrum» обязано выплачивать Государству роялти в зависимости от объемов добытой нефти и газа, причем ставка роялти увеличивается с увеличением добываемых объемов углеводородов. Кроме того, «Nostrum» обязано отдавать часть своей ежемесячной добычи в пользу государства (или производить платеж вместо такой передачи). Доля Государства также увеличивается с увеличением ежегодных объемов добычи. В соответствии с СРП Группа в настоящее время может эффективно вычитать из объемов, оговоренных в СРП значительную часть добычи (известную как «компенсационная нефть» (cost oil), которую иначе пришлось бы делить с Правительством Казахстана. Компенсационная нефть отражает вычитаемые

капитальные и эксплуатационные расходы, понесенные Группой в связи с ее деятельностью. Роялти представляли собой 10,5% от общей стоимости реализации за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 13,3%). Что касается доли прибыли Государства, она представляет собой 3,1% от общей себестоимости реализации за первое полугодие 2013 года, в течение аналогичного периода в 2014 году она составила 8,0 миллиона долларов США преимущественно из-за того, что Группа утвердила новую рабочую программу по деятельности на нефтяном месторождении и изменила коэффициент эквивалента природного газа, что привело к восстановлению расходов за предыдущие периоды на сумму 22,2 миллиона долларов США.

**СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ**

---

Ниже представлено описание существенных сделок со связанными сторонами, участниками которых является Компания и ее дочерние организации. Компания считает, что она осуществила все сделки со связанными сторонами на условиях, которые являются не менее выгодными для Группы, чем те, которые она могла бы получить от неаффилированных третьих сторон.

За исключением описанных далее и в Примечании 20 к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, других сделок со связанными сторонами, заключенных в течение отчетного периода, заключено не было.

19 мая 2014 года «SEPOL AG» и «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.» («Co-op») заключили договор купли-продажи на приобретение «Co-op» полного выпущенного акционерного капитала ТОО «Амершам Ойл» («Договор о приобретении Амершам») за вознаграждение в размере 1,69 миллионов Евро. Завершение продажи данных акций в рамках Договора о приобретении Амершам зависит от разрешения, которое выдают антимонопольные органы Республики Казахстан (которое ожидается в третьем квартале 2014 года).

19 мая 2014 года «Crest Capital Management NV», «Petra Noé» и «Co-op» заключили договор купли-продажи на приобретение компанией «Co-op» полного выпущенного акционерного капитала «Prolag BVBA» («Договор о приобретении Prolag») за вознаграждение в размере 1 евро, так как все услуги, ранее оказанные компанией «Prolag» Группе были интернализированы в рамках «Probel» до приобретения «Probel».

## ОСНОВНЫЕ РИСКИ И ФАКТОРЫ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Обзор ключевых рисков осуществляется исполнительным комитетом и Правлением «Nostrum Oil & Gas plc» на регулярной основе и, в необходимых случаях, предпринимаются действия для снижения ключевых выявленных рисков.

Ключевые риски и неопределенности остались без изменений по сравнению с рисками и неопределенностями, раскрытыми в Годовом отчете Группы за 2013 год. По мнению Группы, ее основные риски и неопределенности на оставшиеся шесть месяцев включают:

### Основные риски и факторы неопределенности

Категория риска	Описание риска	Управление риском
Риск ликвидности	Риск ликвидности – это риск, заключающийся в том, что у Группы возникнут сложности при привлечении средств для выполнения финансовых обязательств Группы.	Мониторинг риска ликвидности осуществляется на ежемесячной основе. Руководство компании обеспечивает достаточность средств для выполнения своих обязательств по мере их возникновения. Политика казначества состоит в том, чтобы Группа поддерживала уровень наличности не менее 100 миллионов долларов США.
Риск, связанный с товарной ценой	Риск, связанный с товарной ценой, это риск того, что изменения в рыночной цене сырой нефти будут негативно влиять на текущие или будущие доходы Группы. Ценовой риск чрезвычайно значим для результатов Группы, учитывая, что все продажи сырой нефти зависят от цен на сырьевые товары. На цены на нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения.	Политика хеджирования Группы предусматривает до 70% производства жидких продуктов при заключении контрактов, связанных с капитальными инвестициями без возможности увеличения их объема. Ранее Группа использовала бесплатное фиксирование минимума и максимума плавающей ставки. Подобные контракты позволяют зафиксировать нижний порог цены на определенном уровне, одновременно снижая риск ее повышения. Группа и далее планирует придерживаться той же политики хеджирования.
Риск, связанный с обменными курсами	Группа подвергается риску в плане иностранной валюты, который связан с заключаемыми сделками, активами и обязательствами, выраженными в валютах, отличных от функциональной валюты ее действующих предприятий, которые с 1 января 2009 года ведут расчеты в долларах США. Эта уязвимость в первую очередь связана со сделками, контрактами и займами, выраженными в казахстанских тенге. Основная часть потоков наличности и дебиторской задолженности Группы деноминированы в долларах США, и основные расходы Группы деноминированы в основном в долларах США.	Группа не хеджирует риск, связанный с обменным курсом иностранной валюты. Риск, связанный с обменными курсами ограничен, поскольку обширная часть дохода деноминирована в долларах США. Помимо этого, расходы тоже опосредованно привязаны к курсу доллара США. Даже если согласно требованию законодательства стоимость контрактов на поставку должна быть указана в тенге, большинство контрактов на поставку материалов имеют условия, определяющие определенный курс обмена тенге к доллару США.

Риски, связанные с процентной ставкой	Риски, связанные с процентной ставкой Группы, главным образом относятся к процентам, получаемым и выплачиваемым по денежным депозитам и займам Группы.	Группа не осуществляет хеджирование риска, связанного с процентной ставкой, а также не осуществляет свопы между фиксированной процентной ставкой и плавающей и наоборот. Облигации имеют фиксированную ставку купона. Процентная ставка по Облигациям 2012 составляет 7,125% и по Облигациям 2014 – 6,375%.
Кредитный риск	Nostrum Oil & Gas продает всю сырую нефть по контрактам с одним или несколькими нефтетрейдерами, покупающими ее продукцию.	Политика компании Nostrum Oil & Gas состоит в минимизации кредитного риска за счет требования предоплаты за свои товары или представления гарантийного письма от одного из международных банков.

#### Прочие основные риски и факторы неопределенности

Категория риска	Описание риска	Управление риском
Единственный источник дохода	Деятельность Группы на Чинаревском месторождении нефти и газоконденсата в настоящее время является единственным источником прибыли.	В 2013 г. Группа завершила приобретение прав на недропользование на трех нефтегазовых месторождениях возле Чинаревского месторождения; она продолжит рассматривать приобретение дополнительных нефтегазовых месторождений.
Проекты по разработке	Планируемые проекты Группы по разработке, в частности, вторая очередь газоперерабатывающего комплекса, подвержены обычным рискам, связанным с задержками, невыполнением и перерасходом средств, что может повлиять на добычу в будущем.	Группа привлекла Ferrostaal, фирму по управлению международными проектами с большим опытом, чтобы получить поддержку по разработке второй очереди газоперерабатывающего комплекса и в настоящее время заключает контракты с известными мировыми поставщиками оборудования, задействовав в проекте проверенные технологии.
Контракты на недропользование	Группа может иметь разногласия с Правительством Республики Казахстан в отношении проведения работ по недропользованию или соответствия условиям ее контрактов на недропользование.	Группа считает, что она полностью соблюдает условия своих контрактов на недропользование и поддерживает открытый диалог с правительственными органами Республики Казахстан в этом отношении.
Соблюдение природоохранного законодательства	Нормативно-правовая база защиты окружающей среды и безопасности эксплуатации в Казахстане еще не полностью разработана, и, учитывая меняющийся характер экологических норм, существует риск неполного выполнения всех этих норм в то или иное время.	Группа увеличила количество персонала в отделе охраны здоровья, обеспечения безопасности и охраны окружающей среды за последние 18 месяцев; она также регулярно заказывает независимые экологические аудиты для подтверждения выполнения нормативных требований и применения передовых практик.

Неопределенность налогового законодательства	Неопределенность в применении, включая ретроактивное применение, налогового законодательства и изменения налогового законодательства в Казахстане создают риски дополнительных налоговых обязательств, которые, по мнению Группы, она не обязана уплачивать.	Группа регулярно оспаривает, как в налоговых органах, так и в судах Казахстана, начисленные налоговые обязательства, которые она считает необоснованными и неприменимыми, как следует либо из договоров о недропользовании, либо из применимого законодательства.
Цена реализации газа	Правительственные органы могут обязать Группу, предположительно на основании законодательства Казахстана, продавать добываемый газ на внутреннем рынке по ценам, определяемым Правительством Казахстана: они могут быть значительно ниже, чем цены, которые могли бы быть предложены Группе в другом случае.	Исходя из положений СРП и применимого законодательства, Группа считает, что такое законодательство не применимо к недропользованию Группой Чинаревского месторождения и донесла свою точку зрения до Правительства Казахстана.

Перечисленные выше риски представляют не все риски, связанные с деятельностью Группы. Кроме того, они не упорядочены по приоритету. На деятельность Группы также могут отрицательно повлиять другие риски и неопределенности, о которых в настоящее время руководству не известно или которые кажутся менее реалистичными. Производится постоянный мониторинг указанных выше рисков и неопределенностей, а управленческий коллектив принимает их во внимание при принятии решений.

## **ПРИНЦИП НЕПРЕРЫВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

---

Директора убеждены в том, что Группа имеет достаточные ресурсы для продолжения деятельности в обозримом будущем, т.е. периоде, составляющем не менее 12 месяцев с даты настоящего отчёта. Соответственно, они продолжают придерживаться принципа непрерывной деятельности при подготовке промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности.

## ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

---

Насколько нам известно,

- a) комплект промежуточной сокращенной финансовой отчетности, который был подготовлен в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности («МСФО») (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность», принятым Европейским Союзом, дает достоверное и объективное представление об активах, обязательствах, финансовом положении и прибылях и убытках компании, выпускающей отчетность, или предприятий, включенных в консолидацию в качестве единого целого в соответствии с РПОФИ 4.2.4 R;
- b) промежуточный отчет руководства включает справедливый обзор информации, требуемый по РПОФИ 4.2.7 R; и
- c) промежуточный отчет руководства включает справедливый обзор информации, требуемый по РПОФИ 4.2.8 R.

---

Кай-Уве Кессель

Генеральный директор

---

Жан-Ру Мюллер

Финансовый директор



**«Nostrum Oil & Gas plc»**

Промежуточная сокращённая консолидированная  
финансовая отчётность (неаудировано)

*За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года*

## **НЕЗАВИСИМЫЙ ОТЧЁТ О РЕЗУЛЬТАТАХ ОБЗОРНОЙ ПРОВЕРКИ ДЛЯ NOSTRUM OIL & GAS PLC**

---

### ***Введение***

Компания Nonstrum Oil & Gas plc поручила нам проведение обзорной проверки сокращенного пакета финансовой отчетности, включенной в полугодовой финансовый отчет за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, которая состоит из промежуточного сокращенного консолидированного отчёта о совокупном доходе, промежуточного сокращенного консолидированного отчёта о финансовом положении, промежуточного сокращенного консолидированного отчёта о движении денежных средств и промежуточного сокращенного консолидированного отчёта об изменениях в капитале и соответствующих пояснительных примечаний. Мы ознакомились с прочей информацией, содержащейся в полугодовом финансовом отчете, и рассмотрели ее на наличие очевидных несоответствий и существенных расхождений с финансовой информацией, содержащейся в пакете сокращенной финансовой отчетности.

Настоящий отчет подготовлен исключительно для Компании в соответствии с принципами, приведенными в Международном стандарте по оказанию услуг по обзору 2410 (для Великобритании и Ирландии) «Обзорная проверка промежуточной финансовой информации, осуществляемый независимым аудитором организации», выпущенном Комитетом по аудиторской практике. В пределах, предусмотренных законодательством, мы не несем и не предполагаем ответственности ни перед кем, кроме Компании, за проведенную нами работу, настоящий отчет или выводы, которые мы сделали.

### ***Ответственность Директоров***

Подготовка настоящего полугодового финансового отчета является ответственностью Директоров и утверждается ими. Директора несут ответственность за подготовку полугодового финансового отчета в соответствии с Правилами о раскрытиях и прозрачности Инспекции по контролю над деятельностью финансовых организаций Великобритании.

Как указано в примечании 2, годовая финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО), принятыми Европейским Союзом. Пакет сокращенной финансовой отчетности, включенный в настоящий полугодовой отчет, подготовлен в соответствии с МСФО (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность», принятым Европейским Союзом.

### ***Ответственность аудиторов***

Наша ответственность заключается в предоставлении Компании заключения о пакете сокращенной финансовой отчетности, содержащемся в полугодовом отчете, на основе нашей обзорной проверки.

### ***Проведенный обзор***

Мы провели обзор в соответствии с Международным стандартом по оказанию услуг по обзору 2410 (для Великобритании и Ирландии) «Обзорная проверка промежуточной финансовой информации, осуществляемая независимым аудитором организации», выпущенным Комитетом по аудиторской практике. Обзорная проверка промежуточной финансовой информации включает в себя проведение опросов персонала, главным образом, сотрудников, ответственных за финансовые вопросы и вопросы бухгалтерского учёта, а также выполнение аналитических и иных процедур, связанных с обзорной проверкой. Объём процедур, выполняемых в рамках обзорной проверки, существенно меньше, чем при проведении аудита в соответствии с Международными стандартами аудита (для Великобритании и Ирландии), что не позволяет нам получить необходимую степень уверенности в том, что мы обнаружили все существенные факты, которые могли бы быть выявлены в ходе аудита. Соответственно, мы не выражаем аудиторское мнение.

### ***Вывод***

На основании нашей обзорной проверки, мы не обнаружили фактов, которые свидетельствовали бы о том, что пакет сокращенной финансовой отчетности в полугодовом финансовом отчете за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, не был подготовлен во всех существенных аспектах в соответствии с МСФО (IAS) 34, принятым Европейским Союзом, и Правилами о раскрытиях и прозрачности Инспекции по контролю над деятельностью финансовых организаций Великобритании.

Ernst & Young LLP

Лондон

Дата

**ДАННЫЙ ДОКУМЕНТ ЯВЛЯЕТСЯ НЕОФИЦИАЛЬНЫМ ПЕРЕВОДОМ НЕЗАВИСИМОГО ОТЧЁТА О РЕЗУЛЬТАТАХ ОБЗОРНОЙ ПРОВЕРКИ ДЛЯ NOSTRUM OIL & GAS PLC, ОПУБЛИКОВАННОГО НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ, И СЛУЖИТ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО ДЛЯ ОЗНАКОМЛЕНИЯ С ОТЧЕТОМ.**

**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ СОКРАЩЕННЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ****По состоянию на 30 июня 2014 года**

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	30 июня 2014 года (неаудировано)	31 декабря 2013 года (аудировано)
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Активы по разведке и оценке	3	21.514	20.434
Гудвил		30.386	30.386
Основные средства	4	1.369.448	1.330.903
Денежные средства, ограниченные в использовании		4.618	4.217
Авансы, выданные за долгосрочные активы		39.492	10.037
Долгосрочные инвестиции	5	–	30.000
		<b>1.465.458</b>	<b>1.425.977</b>
<b>Текущие активы</b>			
Товарно-материальные запасы		23.489	22.085
Торговая дебиторская задолженность	6	107.242	66.565
Предоплата и прочие краткосрочные активы		44.540	31.192
Предоплата корпоративного подоходного налога		–	5.042
Краткосрочные инвестиции	5	25.000	25.000
Денежные средства и их эквиваленты		433.223	184.914
		<b>633.494</b>	<b>334.798</b>
<b>ИТОГО АКТИВОВ</b>		<b>2.098.952</b>	<b>1.760.775</b>
<b>КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
<b>Акционерный капитал и резервы</b>			
Акционерный капитал	7	3.203	–
Собственные акции		(61)	(30.751)
Капитал товарищества		–	380.874
Эмиссионный доход		102.858	–
Дополнительный оплаченный капитал		–	8.126
Нераспределенная прибыль и резервы		754.803	474.202
		<b>860.803</b>	<b>832.451</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Долгосрочные займы	9	926.900	621.160
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка		14.485	13.874
Задолженность перед Правительством Казахстана		5.906	6.021
Обязательство по отложенному налогу		165.431	152.545
Производные финансовые инструменты	17	6.126	–
		<b>1.118.848</b>	<b>793.600</b>
<b>Текущие обязательства</b>			
Текущая часть долгосрочных займов	9	14.913	7.263
Обязательства по опционам на акции сотрудникам		15.752	12.016
Торговая кредиторская задолженность		41.804	58.518
Авансы полученные		1.218	36
Задолженность по корпоративному подоходному налогу		13.654	1.232
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана		1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	10	30.929	54.628
		<b>119.301</b>	<b>134.724</b>
<b>ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ</b>		<b>2.098.952</b>	<b>1.760.775</b>

Генеральный директор Nostrum Oil &amp; Gas plc

Кай-Уве Кессель

Финансовый директор Nostrum Oil &amp; Gas plc

Жан-Ру Мюллер

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 30–47 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращённой консолидированной финансовой отчётности

**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ СОКРАЩЕННЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ****За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2014 года**

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
		2014 года (неаудировано)	2013 года (неаудировано)
<b>Выручка</b>			
Выручка от продаж на экспорт		389.919	378.090
Выручка от продаж на внутреннем рынке		55.058	64.409
	<b>11</b>	<b>444.977</b>	<b>442.499</b>
Себестоимость реализации	<b>12</b>	<b>(98.549)</b>	(135.331)
<b>Валовая прибыль</b>		<b>346.428</b>	307.168
Общие и административные расходы	<b>13</b>	<b>(27.506)</b>	(25.425)
Расходы на реализацию и транспортировку	<b>14</b>	<b>(63.505)</b>	(60.814)
Финансовые затраты	<b>15</b>	<b>(35.749)</b>	(25.622)
Финансовые затраты - реорганизация	<b>16</b>	<b>(16.575)</b>	–
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников		<b>(4.585)</b>	(2.537)
Убыток от курсовой разницы		<b>(2.203)</b>	(210)
Убыток по производным финансовым инструментам	<b>17</b>	<b>(6.126)</b>	–
Доход по процентам		<b>680</b>	549
Прочие расходы		<b>(14.064)</b>	(10.646)
Прочие доходы		<b>2.988</b>	2.354
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>179.783</b>	184.817
Расходы по корпоративному подоходному налогу	<b>18</b>	<b>(88.025)</b>	(73.119)
<b>Прибыль за период</b>		<b>91.758</b>	111.698
<b>Итого совокупного дохода за период</b>		<b>91.758</b>	111.698
Прибыль за период, приходящаяся на владельцев обыкновенных долей/акций (в тысячах долларов США)		<b>91.758</b>	111.698
Средневзвешенное количество обыкновенных долей/акций		<b>184.551.496</b>	185.375.504
Базовая и разводненная прибыль на обыкновенную долю/акцию (в долларах США)		<b>0,50</b>	0,60

Все статьи в вышеуказанном отчете получены от продолжающейся деятельности.

Генеральный директор Nostrum Oil & Gas plc

\_\_\_\_\_  
Кай-Уве Кессель

Финансовый директор Nostrum Oil & Gas plc

\_\_\_\_\_  
Жан-Пу Мюллер

**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ СОКРАЩЕННЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ  
ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ**

**За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2014 года**

		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2014 года (неаудировано)	2013 года (неаудировано)
<b>Денежные потоки от операционной деятельности:</b>			
Прибыль до налогообложения		179.783	184.817
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	12,13	57.337	63.931
Финансовые затраты - реорганизация	16	16.575	-
Финансовые затраты	15	35.749	25.622
Доход по процентам		(680)	(549)
Положительную курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		(4.152)	(12)
Убыток от выбытия основных средств		33	-
Убыток от производного финансового инструмента		6.126	-
<b>Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале</b>		<b>290.771</b>	<b>273.809</b>
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменение в товарно-материальных запасах		(1.404)	5.080
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(40.677)	(36.246)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		(13.348)	1.527
Изменения в торговой кредиторской задолженности		18.595	(4.570)
Изменения в авансах полученных		1.182	-
Изменения в обязательствах перед Правительством Казахстана		(516)	(515)
Изменения в прочих краткосрочных обязательствах		(23.035)	(4.807)
Выплаты по обязательствам по опционам на акции сотрудникам		4.506	1.587
<b>Поступление денежных средств от операционной деятельности</b>		<b>236.074</b>	<b>235.865</b>
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(58.764)	(68.473)
<b>Чистый денежный поток в результате операционной деятельности</b>		<b>177.310</b>	<b>167.392</b>
<b>Денежные потоки от инвестиционной деятельности:</b>			
Проценты полученные		680	549
Приобретение основных средств		(147.601)	(111.338)
Приобретение активов по разведке и оценке		(6.380)	-
Размещение банковских депозитов		-	(19.500)
Выплата банковских депозитов		30.000	50.000
<b>Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности</b>		<b>(123.301)</b>	<b>(80.289)</b>
<b>Денежные потоки от финансовой деятельности:</b>			
Финансовые затраты		(29.639)	(26.022)
Выпуск облигаций	9	400.000	-
Комиссии за выпуск облигаций		(6.525)	-
Погашение облигаций		(92.505)	-
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(402)	(502)
Выкуп ГДР		-	(3.858)
Перевыпуск собственных акций		440	1.431
Выплата распределений	7	(59.979)	-
Поступление заимствованных средств - реорганизация	16	2.350.405	-
Погашение заимствованных средств - реорганизация		(2.350.405)	-
Финансовые затраты - реорганизация		(16.575)	-
<b>Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности</b>		<b>194.815</b>	<b>(28.951)</b>
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(515)	-

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 30-47 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращённой консолидированной финансовой отчётности

<b>Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>248.309</b>	58.152
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	<b>184.914</b>	197.730
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец периода</b>	<b>433.223</b>	255.882

Генеральный директор Nostrum Oil & Gas plc

\_\_\_\_\_

Кай-Уве Кессель

Финансовый директор Nostrum Oil & Gas plc

\_\_\_\_\_

Жан-Ру Мюллер

**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ СОКРАЩЕННЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ**  
**За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года**

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Акционер- ный капитал	Эмиссион- ный доход	Капитал товари- щества	Собствен- ные акции	Дополни- тельный оплаченный капитал	Прочие резервы	Нераспре- деленная прибыль	Итого
<b>На 1 января 2013 года (аудировано)</b>		–		<b>380.874</b>	<b>(9.727)</b>	<b>6.095</b>	<b>3.437</b>	<b>314.425</b>	<b>695.104</b>
Прибыль за период		–	–	–	–	–	–	111.698	111.698
<b>Итого совокупный доход за период</b>		–	–	–	–	–	–	<b>111.698</b>	<b>111.698</b>
Выпуск собственного капитала (ГДР)		–	–	–	(3.858)	–	–	–	(3.858)
Продажа собственного капитала		–	–	–	480	951	–	–	1.431
Выплата распределений		–	–	–	–	–	–	(63.179)	(63.179)
<b>На 30 июня 2013 года (неаудировано)</b>		–	–	<b>380.874</b>	<b>(13.105)</b>	<b>7.046</b>	<b>3.437</b>	<b>362.944</b>	<b>741.196</b>
Прибыль за период		–	–	–	–	–	–	107.821	107.821
<b>Итого совокупный доход за период</b>		–	–	–	–	–	–	<b>107.821</b>	<b>107.821</b>
Выпуск собственного капитала (ГДР)		–	–	–	(18.307)	–	–	–	(18.307)
Продажа собственного капитала		–	–	–	661	1.080	–	–	1.741
<b>На 31 декабря 2013 года (аудировано)</b>		–	–	<b>380.874</b>	<b>(30.751)</b>	<b>8.126</b>	<b>3.437</b>	<b>470.765</b>	<b>832.451</b>
Прибыль за период		–	–	–	–	–	–	91.758	91.758
<b>Итого совокупный доход за период</b>		–	–	–	–	–	–	<b>91.758</b>	<b>91.758</b>
Продажа собственного капитала		–	–	–	440	769	–	–	1.209
Выплата распределений	7	–	–	–	–	–	–	(64.615)	(64.615)
<i>Реорганизация Группы:</i>									
Замещение ГДР		–	–	(380.874)	30.311	(8.895)	253.458	–	(106.000)
Акционерный капитал		3.203	102.858	–	(61)	–	–	–	106.000
<b>Эффект реорганизации Группы</b>	<b>7</b>	<b>3.203</b>	<b>102.858</b>	<b>(380.874)</b>	<b>30.250</b>	<b>(8.895)</b>	<b>253.458</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>На 30 июня 2014 года (неаудировано)</b>		<b>3.203</b>	<b>102.858</b>	<b>–</b>	<b>(61)</b>	<b>–</b>	<b>256.895</b>	<b>497.908</b>	<b>860.803</b>

Генеральный директор Nostrum Oil & Gas plc

Кай-Уве Кессель

Финансовый директор Nostrum Oil & Gas plc

Жан-Ру Мюллер

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах 30-47 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращённой консолидированной финансовой отчётности

## ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

---

### 1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

#### Общие сведения

«Nostrum Oil & Gas Plc» («Компания» или «Материнская компания») является публичной компанией с ограниченной ответственностью, учрежденной 3 октября 2013 года в соответствии с Законом о Компаниях 2006 года и зарегистрированной в Англии и Уэльсе под номером 8717287. Компания «Nostrum Oil & Gas plc» зарегистрирована по адресу: 4 этаж, ул. Гросвенор 53-54, Лондон, Великобритания, W1K 3HU.

Материнская компания стала холдинговой компанией оставшейся части Группы (через свою дочернюю организацию «Nostrum Oil Coöperatief U.A.») 18 июня 2014 года и была включена в листинг на Лондонской Фондовой Бирже («ЛФБ») 20 июня 2014 года (Примечание 7). В тот же день бывшая материнская компания Группы, «Nostrum Oil & Gas LP», была исключена из листинга ЛФБ. Помимо дочерних организаций «Nostrum Oil & Gas LP», «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.» приобрела практически все активы и обязательства «Nostrum Oil & Gas LP» 18 июня 2014 года. Материнская компания не имеет основной контролирующей стороны.

Данную промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчетность утвердил к выпуску

Кай-Уве Кессель, Генеральный директор Nostrum Oil & Gas plc, и Жан Ру Мюллер, Финансовый директор Nostrum Oil & Gas plc, 28 августа 2014 года.

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность включает финансовое положение и результаты деятельности Nostrum Oil & Gas plc и его дочерних организаций Zhaikmunai Netherlands B.V. (ранее Frans Van Der Schoot B.V.), Zhaikmunai Finance B.V., Zhaikmunai International B.V., Nostrum Oil & Gas Finance 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., Nostrum Oil & Gas UK Ltd. и Nostrum Oil B.V.. Nostrum Oil & Gas plc и его дочерние организации и ТОО «Амершам Ойл», «Prolag BVBA», ООО «Грандстиль» и ООО «ИнвестПрофи» в дальнейшем именуется «Группа». Деятельность Группы включает в себя один операционный сегмент и три разведочные концессии и осуществляется, в основном, через нефтедобывающее предприятие ТОО «Жаикмунай» в Казахстане.

По состоянию на 30 июня 2014 года, Группа имеет приблизительно 985 сотрудников.

Договоры купли-продажи для приобретения ТОО «Амершам Ойл» («Amersham») и «Prolag BVBA» («Prolag») были заключены 19 мая 2014 года «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.». Юридическое оформление приобретения «Amersham» и «Prolag» запланировано на 3 квартал 2014 года, однако в соответствии с условиями договоров купли-продажи, Группа контролирует предприятия и имеет экономический риск и выгоду в предприятиях с 19 мая 2014 года.

#### Срок действия прав на недропользование

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, между Государственным Комитетом по Инвестициям Республики Казахстан и ТОО «Жаикмунай» на основании лицензии MG № 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»).

Первоначально срок действия прав на недропользование на Чинаревском месторождении 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 на Чинаревском месторождении, 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 на Чинаревском месторождении, который истекает в 2031 году. В апреле 2014 года Группа обратилась в МНГ за последующим продлением периода разведки.

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. 23 января 2014 года период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2015 года.

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. 23 января 2014 года период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2015 года.

### **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 количества добытой нефти и от 4% до 9% от количества добытого природного газа. Роялти учитывается на валовой основе.

### **Доля Государства в прибыли**

ТОО «Жаикмунай» осуществляет ежемесячные выплаты 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 денежными средствами. Доля Государства в прибыли учитывается на валовой основе.

В первой половине 2014 года ТОО «Жаикмунай» пересмотрело коэффициент эквивалента природного газа, заменив коэффициент плотности, использованный в прошлых периодах, коэффициентом сжатия. Коэффициент эквивалента природного газа используется при определении стоимости природного газа, которая является основой для расчета доли Государства.

Также в первой половине 2014 года ТОО «Жаикмунай» пересчитало долю Государства за 2013 год вследствие изменений в рабочей программе для Чинаревского месторождения нефти и газового конденсата.

### **Сезонный характер деятельности**

Операционные расходы Группы подвержены сезонным колебаниям, с более высокими расходами за различные услуги по ремонту и обслуживанию в более тёплые месяца.

## 2. ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ И КОНСОЛИДАЦИИ

### Основа представления информации

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, была подготовлена в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности («МСФО») (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность», принятым Европейским Союзом, и требованиями Регламента предоставления и открытости финансовой информации («РПОФИ»), принятым Управлением по финансовым услугам Великобритании («УФУ») применительно к промежуточной финансовой отчетности. Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность представляет собой сокращенный комплект финансовой отчетности, как указано в РПОФИ, выпущенном УФУ. Соответственно, она не содержит всех сведений и данных, подлежащих раскрытию в годовой финансовой отчетности, и должна рассматриваться в совокупности с годовой консолидированной финансовой отчетностью Группы за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, подготовленной в соответствии с МСФО, принятым Европейским Союзом.

Некоторые данные предыдущего периода были переклассифицированы в целях соответствия презентации отчетности в 2014 году. Это никак не повлияло на прибыль и убыток за отчетный период или величину чистых активов и обязательств.

### Реорганизация Группы

Группа была образована посредством реорганизации, в результате которой компания Nostrum Oil & Gas plc стала новой материнской компанией Группы (Примечание 7). Реорганизация не представляет собой объединение бизнеса и не приводит к изменению экономического смысла. Соответственно, данная консолидированная финансовая отчетность Nostrum Oil & Gas plc является продолжением существующей группы (Nostrum Oil & Gas LP и его дочерних организаций). Консолидированная финансовая отчетность отражает разницу в акционерном капитале как корректировку капитала (Прочие резервы), которая не подлежит переклассификации в отчет о прибылях и убытках в будущих периодах.

### Принцип непрерывной деятельности

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из принципа непрерывной деятельности. Директора убеждены в том, что Группа имеет достаточные ресурсы для продолжения деятельности в обозримом будущем периоде, составляющем не менее 12 месяцев с даты настоящего отчета. Соответственно, они продолжают придерживаться принципа непрерывной деятельности при подготовке промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.

### Новые стандарты, интерпретации и поправки к ним, впервые примененные Группой

Принципы учета, принятые при составлении промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении годовой финансовой отчетности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, за исключением принятых на 1 января 2014 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже.

- *«Инвестиционные компании» (Поправки к МСФО (IFRS) 10, МСФО (IFRS) 12 и МСФО (IAS) 27);*
- *Поправки к МСФО (IAS) 32 «Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств»;*
- *Поправки к МСФО (IAS) 39 «Новация производных инструментов и продолжение учета хеджирования»;*
- *Поправки к МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов»» - «Раскрытие информации о возмещаемой стоимости для нефинансовых активов»; и*
- *Интерпретация IFRIC 21 «Обязательные платежи» (Интерпретация IFRIC 21).*

**3. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ**

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2014 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2013 года (аудировано)
Права на недропользование	<b>15.835</b>	15.835
Расходы на геологические и геофизические исследования	<b>5.679</b>	4.599
	<b>21.514</b>	20.434

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, поступления в активы по разведке и оценке Группы составили 1.080 тысяч долларов США, которые включают капитализированные расходы на геологические и геофизические исследования (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 15.835 тысяч долларов США, которые в основном представляли капитализированное условное вознаграждение по соглашению о приобретении нефтегазовых месторождений Дарьинское, Ростошинское и Южно-Гремячинское). Затраты по процентам капитализированы не были.

**4. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, поступления в основные средства Группы составили 105.560 тысяч долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 115.103 тысячи долларов США). Эти поступления в основном относились к затратам на бурение, капитализированные проценты в размере 7.361 тысяча долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 7.268 тысяч долларов США) и активы по ликвидации скважин и восстановлению участка в размере 36 тысяч долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 396 тысяч долларов США).

**5. КРАТКОСРОЧНЫЕ И ДОЛГОСРОЧНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ**

Краткосрочные инвестиции по состоянию на 30 июня 2014 года представляли собой процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 года сроком на один год и один день с процентной ставкой 0,55% в год, который был переклассифицирован из категории долгосрочных инвестиций. Процентный депозит, размещенный 4 марта 2013 года сроком на два года, был закрыт 23 апреля 2014 года. По состоянию на 30 июня 2014 года Группа не размещала долгосрочные инвестиции.

Краткосрочные инвестиции по состоянию на 31 декабря 2013 года представляли собой процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 года сроком на шесть месяцев с процентной ставкой 0,31% в год. По состоянию на 31 декабря 2013 года долгосрочные инвестиции представляли собой процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 года на срок более одного года и процентный депозит, размещенный 4 марта 2013 года на двухлетний период.

**6. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года торговая дебиторская задолженность не была процентной, в основном, была выражена в долларах США и не являлась обесцененной. Срок ее погашения составлял менее 30 дней.

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года анализ по срокам возникновения торговой дебиторской задолженности представлен следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>		Непросро- ченная и не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная			
			Итого	Менее 30 дней	От 30 до 90 дней	От 90 до 120 дней
<b>30 июня 2014 года (неаудировано)</b>	<b>107.242</b>	<b>107.238</b>	–	–	–	4
31 декабря 2013 года (аудировано)	66.565	66.561	–	–	–	4

## 7. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ

### Капитал товарищества «Nostrum Oil & Gas LP» до реорганизации

Прочие резервы включают резерв по пересчету иностранной валюты накопленный до 2009 года, когда функциональной валютой Группы был Казахский Тенге.

До реорганизации капитал товарищества Группы состоял из капитала товарищества «Nostrum Oil & Gas LP»:

<i>Количество ГДР</i>	<b>30 июня 2014 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2013 года (аудировано)
Сальдо на начало периода	<b>188.182.958</b>	188.182.958
Замещение ГДР	<b>(188.182.958)</b>	–
<b>Сальдо на конец периода</b>	<b>–</b>	<b>188.182.958</b>

### Распределение прибыли

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, товарищество «Nostrum Oil & Gas LP» выплатило 0,35 долларов США за обыкновенную долю (в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 0,34 долларов США за обыкновенную долю) владельцам обыкновенных долей, представляющих собой доленое участие в товариществе с ограниченной ответственностью, что в общем составило 64.615 тысячи долларов США и было полностью выплачено 6 июня 2014 года (в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 63.179 тысяч долларов США, сумма была полностью выплачена 19 июля 2013 года).

### Реорганизация

17 июня 2014 года партнёры «Nostrum Oil & Gas LP» в установленном порядке приняли все предложенные резолюции на специальном общем собрании партнёров с ограниченной ответственностью.

Резолюции, принятые партнёрами с ограниченной ответственностью, включали резолюции об утверждении новой корпоративной структуры («Схема»), в соответствии с которой «Nostrum Oil & Gas plc» станет новой холдинговой компанией для предприятий «Nostrum Oil & Gas LP».

Кроме того, партнёры с ограниченной ответственностью утвердили специальные резолюции для утверждения поправки к соглашению о товариществе с ограниченной ответственностью (для разрешения реализации Схемы) и роспуска «Nostrum Oil & Gas LP».

18 июня 2014 года, в соответствии с решением Совета Директоров, «Nostrum Oil & Gas LP» приступила к реорганизации Группы. Это было осуществлено посредством предложения об обмене, сделанного Компанией владельцам ГДР «Nostrum Oil & Gas LP», которые имели право на получение 1 акции «Nostrum Oil & Gas plc» за каждую ГДР «Nostrum Oil & Gas LP».

Разница между капиталом товарищества, выкупленным капиталом и дополнительным оплаченным капиталом «Nostrum Oil & Gas LP» и акционерным капиталом «Nostrum Oil & Gas plc», на дату сделки составившая 253.458 долларов США, была включена в нераспределенную прибыль и резервы Группы.

Информацию о затратах, относящихся к реорганизации, смотрите в Примечании 16.

### Акционерный капитал «Nostrum Oil & Gas plc»

Доли владения в Материнской компании состоят из акций с преимущественным правом на покупку, аннулирование которых ожидается в 3 квартале 2014 года, привилегированных акций, подлежащих выкупу, аннулирование которых ожидается в 3 квартале 2014 года, и простых акций, которые включены в листинг Лондонской Фондовой Биржи.

После реорганизации акционерный капитал Группы состоял из акционерного капитала «Nostrum Oil & Gas Plc»:

<b>30 июня 2014 года (неаудировано)</b>		
<i>Количество акций</i>	<b>Акции с преимущественное правом на покупку и привилегированные акции подлежащие выкупу</b>	Простые акции
Сальдо на начало периода	<b>410.002</b>	-
Акционерный капитал	-	188.182.958
<b>Сальдо на конец периода</b>	<b>410.002</b>	188.182.958

Акции с преимущественным правом на покупку и привилегированные акции, подлежащие выкупу, имеют номинальную стоимость в размере 1 английского фунта стерлингов, а простые акции имеют номинальную стоимость 0,01 английского фунта стерлингов.

#### **Требования Казахстанской Фондовой Биржи к раскрытию информации**

11 октября 2010 года (с поправками от 18 апреля 2014 года) Казахстанская Фондовая Биржа ввела требование о раскрытии «балансовой стоимости одной акции» (общие активы за минусом нематериальных активов, общие обязательства и привилегированные акции, деленные на количество находящихся в обращении акций по состоянию на отчетную дату). По состоянию на 30 июня 2014 года балансовая стоимость одной акции составила 4,45 долларов США (31 декабря 2013 года: 4,26 долларов США).

## **8. ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ**

Сумма базовой прибыли на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли за период на средневзвешенное число обыкновенных долей / акций, находившихся в обращении в течение периода.

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.

	<b>Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня</b>	
	<b>2014 года (неаудировано)</b>	2013 года (неаудировано)
Прибыль, приходящаяся на владельцев обыкновенных долей/акций (в тысячах долларов США)	<b>91.758</b>	111.698
Средневзвешенное число обыкновенных долей/акций	<b>184.551.496</b>	185.375.504
<b>Базовая и разводненная прибыль на обыкновенную долю/акцию (в долларах США)</b>	<b>0,50</b>	0,60

## 9. ЗАЙМЫ

На 30 июня 2014 и 31 декабря 2013 годов займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2014 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2013 года (аудировано)
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	<b>538.145</b>	536.301
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году	<b>403.668</b>	–
Облигации, выпущенные в 2010 году, со сроком погашения в 2015 году	–	92.122
	<b>941.813</b>	628.423
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	<b>(14.913)</b>	(7.263)
<b>Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев</b>	<b>926.900</b>	621.160

### Облигации 2010

19 октября 2010 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.

Облигации 2010 являлись процентными со ставкой процента 10,50% в год. Процент по Облигациям 2010 оплачивался 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 2010, 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 были гарантированы («Гарантии 2010») на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними организациями кроме Эмитента 2010 («Гаранты 2010»). Облигации 2010 являлись 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 имели 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.

14 марта 2014 года, Товарищество подало уведомление о досрочном погашении 14 апреля 2014 года основной суммы долга Облигаций 2010 вместе с начисленными процентами и премией. Непогашенная основная сумма долга на указанную дату в размере 92.505 тысяч долларов США была реклассифицирована в текущую часть долгосрочных займов, и неамортизированные затраты по транзакции были признаны как расход в прибылях и убытках. Группа также начислила премию о досрочном погашении в сумме 4.857 тысяч долларов США. 14 апреля 2014 года ТОО «Жаикмунай» погасило находящиеся в обращении Облигации 2010, включая проценты и премию.

### **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.

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 2012, 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.

### Облигации 2014

14 февраля 2014 года Nostrum Oil & Gas Finance B.V. («Первоначальный эмитент 2014») выпустил облигации на сумму 400,000 тысяч долларов США («Облигации 2014»).

6 мая 2014 года ТОО «Жайкмунай» («Эмитент 2014») заменил «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в качестве эмитента Облигаций 2014 года, при этом приняв на себя все обязательства Первоначального Эмитента 2014 года по Облигациям 2014 года.

Облигации 2014 являются процентными со ставкой процента 6,375% в год. Процент по Облигациям 2014 оплачивается 14 февраля и 14 августа каждого года, начиная с 14 августа 2014 года. До 14 февраля 2017 года, Эмитент 2014 вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2014 за счёт чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 106,375% основной суммы долга вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по Облигациям 2014 до соответствующей даты погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2014, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2014 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2014) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

Кроме того, Облигации 2014 могут быть погашены, полностью или частично, в любой момент времени до 14 февраля 2017 года Эмитента 2014 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 2014 по его зарегистрированному адресу по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по погашаемым Облигациям 2014 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 2014, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2014 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2014; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2014 по состоянию на 14 февраля 2017 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 2014 до 14 февраля 2017 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 2014.

Облигации 2014 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2014») на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas plc и всеми его дочерними организациями кроме Эмитента 2014 («Гаранты 2014»). Облигации 2014 являются обязательствами Эмитента 2014 и Гарантов 2014 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2014 и Гарантов 2014 с преимущественным правом требования. Претензии кредиторов по обеспеченному залогом обязательству Эмитента 2014 или Гарантов 2014 будут иметь преимущество по их обеспечению по отношению к претензиям кредиторов, которые не имеют такого преимущества обеспечения, такие как держатели Облигаций 2014.

Расходы, связанные с выпуском Облигаций 2014, составили 6.525 тысяч долларов США.



**10. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

На 30 июня 2014 и 31 декабря 2013 годов прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2014 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2013 года (аудировано)
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	<b>11.082</b>	32.110
Начисленные обязательства по обучению	<b>9.827</b>	8.986
Задолженность перед работниками	<b>5.609</b>	3.227
Условное вознаграждение	–	5.300
Обязательство по дополнительному платежу за приобретение «Probel»	–	1.953
Пенсионные обязательства	<b>217</b>	204
Прочее	<b>4.194</b>	2.848
	<b>30.929</b>	54.628

**11. ВЫРУЧКА**

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня</b>	
	<b>2014 года (неауди- ровано)</b>	2013 года (неауди- ровано)
Нефть и газовый конденсат	<b>353.510</b>	353.386
Газ и СУГ	<b>91.467</b>	89.113
	<b>444.977</b>	<b>442.499</b>

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, выручка от трех основных покупателей составила 181.808 тысяч долларов США, 77.113 тысяч долларов США и 52.595 тысяч долларов США, соответственно (в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 103.883 тысячи долларов США, 87.269 тысяч долларов США и 77.522 тысячи долларов США, соответственно).

**12. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ**

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня</b>	
	<b>2014 года (неауди- ровано)</b>	2013 года (неауди- ровано)
Износ, истощение и амортизация	<b>56.679</b>	63.213
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	<b>17.934</b>	24.770
Роялти	<b>10.381</b>	18.028
Заработная плата и соответствующие налоги	<b>9.814</b>	7.804
Материалы и запасы	<b>4.739</b>	6.279
Затраты на ремонт скважин	<b>3.773</b>	1.745
Прочие услуги по транспортировке	<b>1.463</b>	2.356
Экологические сборы	<b>626</b>	574
Услуги управления	–	1.587
Изменение в запасах	<b>(727)</b>	3.847
Доля государства в прибыли	<b>(7.950)</b>	4.249
Прочее	<b>1.817</b>	879
	<b>98.549</b>	<b>135.331</b>

Уменьшение в доле Государства в прибыли и роялти связано с утверждением новой рабочей программы по разработке на нефтяном месторождении и изменением коэффициента эквивалента природного газа (Примечание 1).

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года ТОО «Жайкмунай» признало полное сторнирование доли Государства в прибыли в размере 22.215 тысяч долларов США на предыдущие периоды

и начислило долю Государства в прибыли в размере 14.265 тысяч долларов США, что привело к чистому сторнированию в размере 7.950 тысяч долларов США.

### 13. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2014 года (неаудировано)	2013 года (неаудировано)
Профессиональные услуги	10.869	2.326
Заработная плата и соответствующие налоги	6.632	2.911
Командировочные расходы	2.854	2.190
Обучение персонала	1.389	2.549
Спонсорская помощь	1.032	625
Страховые взносы	785	999
Услуги управления	682	7.626
Износ и амортизация	658	718
Услуги связи	654	467
Комиссии банка	367	588
Плата за аренду	336	285
Материалы и запасы	259	276
Социальная программа	150	150
Прочие налоги	73	3.379
Прочее	766	336
	<b>27.506</b>	<b>25.425</b>

### 14. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2014 года (неаудировано)	2013 года (неаудировано)
Транспортные затраты	29.198	39.485
Затраты на погрузку и хранение	24.137	15.990
Заработная плата и соответствующие налоги	1.057	1.199
Услуги управления	–	475
Прочее	9.113	3.665
	<b>63.505</b>	<b>60.814</b>

Транспортные затраты в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, также включали некоторые затраты на погрузку и хранение, которые были предоставлены транспортными компаниями.

**15. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ**

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня</b>	
	<b>2014 года (неаудировано)</b>	<b>2013 года (неаудировано)</b>
Процентные расходы по займам	<b>34.701</b>	24.691
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	<b>647</b>	517
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	<b>401</b>	414
	<b>35.749</b>	<b>25.622</b>

**16. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ – РЕОРГАНИЗАЦИЯ**

«Финансовые затраты - реорганизация» представлены затратами, связанными с введением «Nostrum Oil & Gas plc» в качестве новой холдинговой компании Группы, и соответствующей реорганизацией. Данные затраты включают в себя 14.389 тысяч долларов США, согласно кредитному соглашению с VTB Capital plc (в соответствии с которым лимит заемных средств установлен в размере 3.000.000 тысяч долларов США, из которых 2.350.405 тысячи долларов США были использованы), и затраты на финансирование в размере 2.186 тысяч долларов США, связанные с консультационными и прочими услугами, которые были понесены в связи с реорганизацией.

**17. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ**

3 марта 2014 года в соответствии с его политикой хеджирования ТОО «Жаикмунай» заключило по нулевой стоимости новый договор хеджирования, покрывающий продажи нефти в размере 7.500 баррелей в день или в совокупности 5.482.000 баррелей на срок до 29 февраля 2016 года. Стороной по договору хеджирования является Citibank. По договору хеджирования ТОО «Жаикмунай» приобрело опцион с правом продажи по 85 долларов США за баррель, который застраховывает ее от любого снижения цены ниже 85 долларов США за баррель, то есть Citibank будет компенсировать разницу в цене ниже 85 долларов США за баррель. Также в рамках данного договора ТОО «Жаикмунай» продало опцион с правом продажи по 111,5 долларов США за баррель и купила опцион с правом продажи по 117,5 долларов США за баррель, по которым ТОО «Жаикмунай» обязано компенсировать разницу в цене выше 111,5 долларов США за баррель с верхним пределом в 117,5 долларов США за баррель, то есть до 6 долларов США за баррель. Если спот цена будет выше 117,5 долларов США за баррель, то ТОО «Жаикмунай» будет обязано выплатить 6 долларов за баррель Citibank.

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня</b>	
	<b>2014 года (неаудировано)</b>	<b>2014 года (неаудировано)</b>
Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 1 января	–	–
Убыток по производным финансовым инструментам	<b>(6.126)</b>	–
<b>Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 30 июня (неаудировано)</b>	<b>(6.126)</b>	–

**18. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ**

Расходы по подоходному налогу включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня</b>	
	<b>2014 года (неаудировано)</b>	<b>2013 года (неаудировано)</b>
<b>Расходы по подоходному налогу включают:</b>		
Расходы по текущему подоходному налогу	<b>75.146</b>	76.817
Расходы / (льготы) по отложенному подоходному налогу	<b>12.879</b>	(3.698)
<b>Итого расходы по подоходному налогу</b>	<b>88.025</b>	<b>73.119</b>

ТОО «Жаикмунай» применяет метод обязательств для признания расходов по отложенному подоходному налогу по временным разницам, возникающим между налоговой базой активов и их балансовой стоимостью в финансовой отчетности. Применяя данный метод, ТОО «Жаикмунай» признает прибыли и убытки по отложенному подоходному налогу вследствие влияния изменений в стоимости Казахстанского Тенге на налоговую базу основных активов ТОО «Жаикмунай», чьей функциональной валютой является доллар США. Это было основной причиной повышения расходов по отложенному подоходному налогу в первой половине 2014 года. Данные прибыли и убытки являются требованием МСФО, несмотря на то, что девальвированная налоговая база соответствующих активов приведет к сниженным амортизационным отчислениям в долларах США в целях налогообложения в будущих периодах в течение полезного срока использования указанных активов. В результате, отчисления по отложенному подоходному налогу не представляют собой отдельное обязательство для ТОО «Жаикмунай», которое подлежит погашению в любой из соответствующих периодов. Предполагаемое среднее значение годовой эффективной ставки подоходного налога оценивается ТОО «Жаикмунай» в размере 42,3% (за первое полугодие 2013 года эта ставка составила 38,7%).

**19. ОПЦИОНЫ НА АКЦИИ СОТРУДНИКАМ**

Группа использует одну программу предоставления опционов на акции («Фантомный опционный план»), которая была утверждена Советом Директоров Компании 20 июня 2014 года. Права и обязательства по данной программе перешли от Nostrum Oil & Gas LP к Nostrum Oil & Gas plc в результате реорганизации.

В настоящее время опционы, относящиеся к 2.811.413 акциям, остаются неисполненными («Существующие опционы»); каждый имеет базовую стоимость до 10 долларов США («Базовая Стоимость»).

Каждый Существующий опцион представляет собой право его владельца на получение, при исполнении опциона, денежной суммы, равной разнице между (i) совокупной Базовой Стоимостью акций, к которым относится Существующий опцион; и (ii) их совокупной рыночной стоимостью при исполнении.

**20. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ**

Для целей данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности сделки со связанными сторонами включают, в основном, сделки между членами Группы и участниками и /или их дочерними организациями или ассоциированными компаниями, которые осуществлялись на условиях, согласованных сторонами, которые могут отличаться от рыночных ставок.

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года кредиторская задолженность связанных сторон, представленных организациями, косвенно контролируруемыми акционером с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2014 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2013 года (аудировано)
<b>Торговая кредиторская задолженность</b>		
«Cervus Business Services»	–	–
«Prolag BVBA»	–	240
ТОО «Амершам Ойл»	–	52

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 годов, Группа осуществила следующие сделки со связанными сторонами, представленными организациями, косвенно контролируемым акционером с существенным влиянием на Группу:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года (неаудировано)</b>	2013 года (неаудировано)
<b>Гонорар за управленческие и консультационные услуги</b>		
«Cervus Business Services»	<b>1.207</b>	–
ТОО «Амершам Ойл»	<b>455</b>	650
«Prolag BVBA»	<b>130</b>	842
«Probel Capital Management N.V.»	–	8.197

19 мая 2014 года «SEPOL AG» и «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.» («Со-ор») заключили договор купли-продажи на приобретение «Со-ор» полного выпущенного акционерного капитала ТОО «Амершам Ойл» («Договор о приобретении Амершам») за вознаграждение в размере 1,69 миллионов евро. Завершение продажи данных акций в рамках Договора о приобретении Амершам зависит от разрешения, которое выдают антимонопольные органы Республики Казахстан (ожидается в третьем квартале 2014 года).

19 мая 2014 года «Crest Capital Management NV», «Petra Noé» и «Со-ор» заключили договор купли-продажи на приобретение компанией «Со-ор» полного выпущенного акционерного капитала «Prolag BVBA» («Договор о приобретении Prolag») за вознаграждение в размере 1 евро, так как все услуги, ранее оказанные компанией «Prolag» Группе были интернализированы в рамках «Probel» до приобретения «Probel».

На 31 декабря 2013 года гонорар за управленческие и консультационные услуги подлежит уплате в соответствии с Соглашениями о технической помощи, подписанными членами Группы с ТОО «Амершам Ойл» и «Prolag BVBA» и относящимися к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и иных консультационных услуг.

По состоянию на 30 июня 2014 года сборы за управление и вознаграждение за оказание консультационных услуг подлежат выплате в соответствии с договорами о бизнес-центре и консультационных услугах, подписанными членами Группы и «Cervus Business Services BVBA».

Вознаграждение (краткосрочные выплаты сотрудникам) ключевого персонала составило 1.628 тысяч долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 107 тысяч долларов США). В течение периода, закончившегося 30 июня 2013 года, прочий основной управленческий персонал был нанят и оплачивается ТОО «Амершам Ойл» и «Probel Capital Management N.V.», и вознаграждение этого персонала образует часть гонорара за управленческие и консультационные услуги, указанные выше. В течение 2014 года весь ключевой управленческий персонал нанят и оплачивается Группой.

Выплаты ключевому персоналу по обязательствам перед сотрудниками по опциону на акции за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года составили 768.9 тысяч долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: выплат по обязательству перед сотрудниками по опциону на акции не было).

## 21. ФИНАНСОВЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

### 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 30 июня 2014 года. По мнению руководства, по состоянию на 30 июня 2014 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 восстановление 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 30 июня 2014 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 132.837 тысяч долларов США (31 декабря 2013 года: 26.842 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разработке нефтяного месторождения.

### Операционная аренда

Группа заключила расторгаемый договор аренды на основной административный офис в г. Уральске в октябре 2007 года на срок в 20 лет за 15 тысяч долларов США в месяц.

В 2010 году Группа заключила 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.

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

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2014 года (неаудировано)</b>	31 декабря 2013 года (аудировано)
Не позднее одного года	<b>14.098</b>	12.501
Позднее одного года и не позднее пяти лет	<b>24.238</b>	23.846
Позднее пяти лет	–	–

Платежи за аренду железнодорожных вагон-цистерн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, составили 9.927 тысяч долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 6.569 тысяч долларов США).

#### **Обязательства социального характера и обязательства по обучению**

В соответствии с требованиями Контракта (дополненный, в частности, Дополнительным соглашением №9), Группа обязана:

- i. израсходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- ii. начислять один процент в год на фактические инвестиции по Чинаревскому месторождению в целях обучения граждан Казахстана; и
- iii. придерживаться графика расходов на образование, который продолжается до (и включительно) 2020 года.

Контракты на разведку и добычу углеводородов Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений требуют выполнения ряда социальных и других обязательств.

Обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (в редакции от 9 августа 2013 года) требует от недропользователя:

- i. финансировать не менее 53 тысяч долларов США инвестиций на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту в течение периода разведки;
- ii. расходовать 1.450 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона в течение периода разведки (включая 1,000 тысячи долларов США на финансирование развития города Астана в случае коммерческого обнаружения);
- iii. инвестировать не менее 17.626 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- iv. возместить исторические затраты в размере 372 тысячи долларов США Государству после начала этапа добычи;
- v. создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке), равный 206 тысячам долларов США.

Обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (после выпуска редакции от 23 января 2014 года) требует от недропользователя:

- i. финансировать не менее 155 тысяч долларов США в период разведки на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту;
- ii. расходовать 75 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона;
- iii. инвестировать не менее 20.171 тысячи долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- iv. создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке), равный 208 тысячам долларов США.

Обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (после выпуска редакции от 23 января 2014 года) требует от недропользователя:

- i. финансировать не менее 315 тысяч долларов США на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту, в течение периода разведки;
- ii. расходовать 75 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры региона;

- iii. инвестировать не менее 33.108 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- iv. создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счёт в местном банке), равный 345 тысячам долларов США.

### Продажи нефти на внутреннем рынке

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

## 22. 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:

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	30 июня 2014 года (неаудировано)	31 декабря 2013 года (аудировано)	30 июня 2014 года (неаудировано)	31 декабря 2013 года (аудировано)
<i>В тысячах долларов США</i>				
Финансовые обязательства				
Процентные займы	941.813	628.423	1.037.320	686.795
<b>Итого</b>	<b>941.813</b>	<b>628.423</b>	<b>1.037.320</b>	<b>686.795</b>

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств представляет собой сумму, на которую может быть обменян 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. Руководство считает, что балансовая стоимость денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных и долгосрочных инвестиций, торговой дебиторской задолженности, торговой кредиторской задолженности и прочих текущих обязательств, не отличается значительно от их справедливой стоимости из-за краткосрочности этих инструментов. Обязательство по условному вознаграждению по договорам приобретения прав на недропользование на Дарьинском и Южно-Гремячинском нефтегазовых месторождениях (Примечание 3 и 10) по состоянию на 31 декабря 2013 года было признано по справедливой стоимости, которая была оценена равной ее номинальной стоимости в связи с тем, что оно является краткосрочным, и, соответственно, было классифицировано как Уровень 3 в иерархии источников справедливой стоимости.

Справедливая стоимость производного финансового инструмента была определена с использованием дневной ставки «mid-market mark», которая была оценена на основе нескольких моделей расчета цены, наблюдаемых рыночных показателей и связанных предположений. Чистая сумма убытка от оценки производного финансового инструмента за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, была признана как отдельная статья в составе отчета о прибылях и убытках (Примечание 17). Справедливая стоимость обязательства по опционам на акции сотрудникам была определена с использованием тринминальной решеточной модели «Hull-White». Предположения использованные в модели не изменились по состоянию на 30 июня 2014 года, за исключением цены акции, которая составила 12,82 доллара США. Эффект корректировки справедливой стоимости обязательства по опционам на акции сотрудникам был отражен как отдельная статья в отчете о прибылях и убытках (Примечание 19). Как обязательство по производному финансовому инструменту так и обязательство по опционам на акции сотрудникам были классифицированы как Уровень 3 в иерархии источников справедливой стоимости.

В течении шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 годов, не было переводов между уровнями иерархии справедливой стоимости финансовых инструментов Группы.



### 23. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

В понедельник 28 июля 2014 «Nostrum Oil & Gas plc» объявила, что Группа заключила соглашение АО «НГСК КазСтройСервис» («Подрядчик») на строительство третьего блока для установки подготовки газа Группы за вознаграждение в размере 150 миллионов долларов США («Соглашение на строительство») в соответствии с бюджетом проекта УПГЗ. Поскольку Подрядчик является аффилированным лицом «КазСтройСервис Глобал Би Ви», который в настоящее время владеет примерно 26,6% простых акций «Nostrum Oil & Gas plc», Соглашение на строительство является сделкой со связанной стороной в целях Правил листинга. Соответственно, Соглашение на строительство регулируется требованиями Правил листинга и, среди прочего, зависит от одобрения акционерами «Nostrum Oil & Gas plc».