



## **Промежуточный финансовый отчёт**

*За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года*

**Данный документ является неофициальным переводом Промежуточного финансового отчета компании Nostrum Oil & Gas PLC, опубликованного на английском языке, и подготовлен исключительно для целей ознакомления. Любые неточности или расхождения в переводе не имеют обязательную и/или юридическую силу в целях соблюдения какого-либо законодательства. При возникновении каких-либо вопросов или неясностей относительно данной версии отчетности, смотрите текст на английском языке, который является официальным.**

## СОДЕРЖАНИЕ

---

	Стр.
<b>Промежуточный отчет руководства.....</b>	<b>3</b>
Обзор деятельности .....	4
Операционные и финансовые показатели деятельности .....	6
Связанные стороны и операции со связанными сторонами .....	16
Основные риски и факторы неопределенности.....	17
Принцип непрерывной деятельности .....	21
Заявление об ответственности .....	22
<b>Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность (неаудировано).....</b>	<b>23</b>
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о финансовом положении .....	24
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о совокупном доходе .....	25
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о движении денежных средств .....	26
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет об изменениях в капитале .....	27
Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.....	28

**Nostrum Oil & Gas PLC**

Промежуточный отчет руководства

*За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года*

## Промежуточный отчет руководства

### ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

---

*Некоторые утверждения в данном промежуточном финансовом отчете 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 утверждения.*

#### 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 «Жаикмунай», 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 отчету Ryder Scott за 2014 год, по состоянию на 31 декабря 2014 года расчетный объем доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 472,9 млн. б.н.э., из которых 197,6 млн. б.н.э. составляла сырая нефть и конденсат, 68,3 млн. б.н.э. – сжиженный углеводородный газ (СУГ), и 207,0 млн. б.н.э. – товарный газ.

Разрабатываемые месторождения «Nostrum» расположены вблизи Чинаревского месторождения, и в соответствии с отчетом Ryder Scott за 2014 год, по состоянию на 31 декабря 2014 года оцененные вероятные запасы углеводородов на этих трех месторождениях составляют 98,2 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. 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. Группа может свободно экспортировать оставшуюся часть сырой нефти.

#### Стратегия деятельности

Компания находится на стадии закрепления 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.

Как указано в последнем годовом отчете Группы, долгосрочная цель «Nostrum» состоит в дальнейшем упрочении своего положения в качестве одной из ведущих независимых нефтегазовых компаний, занимающихся разведкой и добычей на территории бывшего Советского Союза.

## Промежуточный отчет руководства

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

### *Обеспечение роста объемов добычи в краткосрочной перспективе*

Группа стремится завершить строительство третьей установки подготовки газа (УПГЗ) для газоперерабатывающего комплекса вблизи двух действующих установок к концу 2016 года и к концу 2018 года увеличить годовой объем добычи Компании более чем в два раза по сравнению с уровнем 2014 года.

### *Оценка и развитие краткосрочных проектов*

В течение последних пяти лет бурение велось в основном на эксплуатационных скважинах для обеспечения газоперерабатывающего комплекса сырьем. Теперь основное внимание будет уделено переводу большего количества запасов Группы из категории возможных и вероятных в категорию доказанных.

### *Исследование возможностей роста посредством слияний и поглощений*

Группа также реализует стратегию роста путем приобретений, увеличивающих стоимость компании. Это соответствует стремлению Группы использовать имеющуюся инфраструктуру для дальнейшего увеличения запасов при сохранении низких затрат. Недавнее приобретение Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, которые находятся в радиусе 120 километров от Чинаревского месторождения, представляет собой первое подобное приобретение в соответствии с данной стратегией. Сбор данных по этим трем месторождениям был начат в 2013 году.

Группа непрерывно оценивает возможности роста посредством новых приобретений. В первую очередь Компания рассматривает Северо-Западный регион Казахстана при этом не исключая возможности и в близлежащих регионах. «Nostrum» будет продолжать поиск новых приобретений, способных повысить прибыль акционеров.

### *Взаимосвязь корпоративной ответственности и роста Компании*

Группа рассматривает корпоративную социальную ответственность как важный показатель нефинансового риска и регулярно разрабатывает оптимальные методы для усовершенствования своих внутрикорпоративных стандартов. Это важный самостоятельный элемент стратегии «Nostrum», в то же время дополняющий все остальные стратегические инициативы. Устойчивое развитие останется приоритетом во втором полугодии 2015 года и в последующие годы.

### *Особое внимание обеспечению акционерной стоимости*

Группа стремится к балансу между инвестированием в дальнейший рост и выплатами акционерам.

## **Существенные события в течение периода**

### **Распределение прибыли**

26 июня 2015 года «Nostrum Oil & Gas PLC» осуществил выплаты акционерам в размере 0,27 доллара США за одну обыкновенную акцию.

## Промежуточный отчет руководства

**ОПЕРАЦИОННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ****Результаты деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 годов**

В таблице ниже представлены статьи консолидированного отчёта Группы о совокупном доходе за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2015 и 2014 годов, в долларах США и в виде процента дохода.

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня</b>			
	<b>2015</b> (неаудировано)	<b>% от</b> <b>дохода</b>	<b>2014</b> (неаудировано)	<b>% от</b> <b>дохода</b>
Выручка	<b>274.053</b>	<b>100,0%</b>	444.977	100,0%
Себестоимость реализованной продукции	<b>(100.766)</b>	<b>36,8%</b>	(98.549)	22,1%
<b>Валовая прибыль</b>	<b>173.287</b>	<b>63,2%</b>	346.428	77,9%
Общие и административные расходы	<b>(24.952)</b>	<b>9,1%</b>	(27.506)	6,2%
Расходы на реализацию и транспортировку	<b>(52.614)</b>	<b>19,2%</b>	(63.505)	14,3%
Финансовые затраты	<b>(24.055)</b>	<b>8,8%</b>	(35.749)	8,0%
Финансовые затраты - реорганизация	<b>(1.053)</b>	<b>0,4%</b>	(16.575)	3,7%
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	<b>(2.730)</b>	<b>1,0%</b>	(4.585)	1,0%
Убыток от курсовой разницы	<b>(1.244)</b>	<b>0,5%</b>	(2.203)	0,5%
Убыток по производным финансовым инструментам	<b>(3.776)</b>	<b>1,4%</b>	(6.126)	1,4%
Доход по процентам	<b>111</b>	<b>0,0%</b>	680	0,2%
Прочие доходы	<b>2.999</b>	<b>1,1%</b>	2.988	0,7%
Прочие расходы	<b>(14.131)</b>	<b>5,2%</b>	(14.064)	3,2%
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>51.842</b>	<b>18,9%</b>	179.783	40,4%
Расходы по корпоративному подоходному налогу	<b>(36.609)</b>	<b>13,4%</b>	(88.025)	19,8%
<b>Прибыль за период</b>	<b>15.233</b>	<b>5,6%</b>	91.758	20,6%

**Общая информация**

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года («отчетный период»), фактическая прибыль Группы уменьшилась на 76,5 миллионов долларов США до 15,2 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 91,8 миллионов долларов США), что было вызвано, в первую очередь, уменьшением выручки от реализации Группы.

**Выручка от реализации**

Выручка от реализации Группы уменьшилась на 38,4% до 274,1 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 445,0 миллионов долларов США). Это в первую очередь объясняется снижением средней цены на нефть марки Brent со 108,8 долларов США за баррель в течение первого полугодия 2014 года до 59,4 долларов США за баррель в течение отчетного периода. Формирование цен на весь объем сырой нефти, конденсата и СПГ прямо или косвенно зависит от цены на нефть марки Brent.

Выручка от реализации трём крупнейшим клиентам Группы составила за отчетный период 99,6 миллиона долларов США, 61,3 миллиона долларов США и 51,6 миллиона долларов США, соответственно (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 181,8 миллиона долларов США, 77,1 миллиона долларов США и 52,6 миллиона долларов США).

## Промежуточный отчет руководства

В таблице ниже представлена разбивка выручки от реализации Группы по продуктам и объемам продаж за отчетный период и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года:

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			Отклонение, %
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)	Отклонение	
Нефть и газовый конденсат	183.952	353.510	(169.558)	(48,0)%
Газ и СУГ	90.101	91.467	(1.366)	(1,5)%
<b>Итого реализация</b>	<b>274.053</b>	<b>444.977</b>	<b>(170.924)</b>	<b>(38,4)%</b>
<b>Объемы продаж (б.н.э.)</b>	<b>7.832.609</b>	<b>8.175.413</b>	<b>(342.804)</b>	<b>(4,2)%</b>
Средняя цена сырой нефти марки Brent (долларов США/баррель)	59,4	108,8		

В таблице ниже представлена разбивка выручки от реализации Группы на экспорт/на внутреннем рынке за отчетный период и за первое полугодие 2014 года:

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			Отклонение, %
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)	Отклонение	
Выручка от реализации на экспорт	259.348	389.919	(130.571)	(33,5)%
Выручка от реализации на внутреннем рынке	14.705	55.058	(40.353)	(73,3)%
<b>Итого</b>	<b>274.053</b>	<b>444.977</b>	<b>(170.924)</b>	<b>(38,4)%</b>

### Себестоимость реализации

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			Отклонение, %
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)	Отклонение	
Износ, истощение и амортизация	56.055	56.679	(624)	(1,1)%
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	14.050	17.934	(3.884)	(21,7)%
Заработная плата и соответствующие налоги	10.038	9.814	224	2,3%
Роялти	9.772	10.381	(609)	(5,9)%
Материалы и запасы	3.668	4.739	(1.071)	(22,6)%
Затраты на ремонт скважин	1.874	3.773	(1.899)	(50,3)%
Прочие услуги по транспортировке	1.258	1.463	(205)	(14,0)%
Доля государства в прибыли	1.251	(7.950)	9.201	115,7%
Экологические сборы	1.007	626	381	60,9%
Изменение в запасах	277	(727)	1.004	138,1%
Прочее	1.516	1.817	(301)	(16,6)%
<b>Итого</b>	<b>100.766</b>	<b>98.549</b>	<b>2.217</b>	<b>2,2%</b>

Себестоимость реализации увеличилась на 2,2% до 100,8 миллионов долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 98,5 миллионов долларов США). Такое увеличение преимущественно объясняется изменением размера доли Государства в прибыли, описанным ниже, частично компенсируемым уменьшением расходов на ремонт, техобслуживание и прочие услуги, расходов на сырье и материалы и расходов на ремонт скважин. В расчете на б.н.э. себестоимость реализации незначительно увеличилась на 0,81 доллара США или 6,7%, до 12,86 долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 12,05 долларов США), а себестоимость реализации за вычетом износа в расчете на б.н.э. увеличилась на 0,59 доллара США, или 11,5%, до 5,71 долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 5,12 долларов США).

## Промежуточный отчет руководства

*Износ, истощение и амортизация* незначительно уменьшились на 1,1% до 56,1 миллиона долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 56,7 миллиона долларов США). Износ начисляется пропорционально объему добычи. Тот факт, что износ в отчетном периоде фактически остался на уровне первого полугодия 2014 года является следствием того, что пропорция между объемом произведенной продукции и доказанными разрабатываемыми запасами сохранялась на одном уровне для обоих периодов.

*Расходы на ремонт, техническое обслуживание и другие услуги* уменьшились на 21,7% до 14,1 миллиона долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 17,9 миллиона 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 5,9% до 9,8 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 10,4 миллиона долларов США). Данное уменьшение является следствием снижения выручки от реализации.

*Расходы на сырье и материалы* уменьшились на 22,6% до 3,7 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 4,7 миллиона 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* уменьшились на 50,3% до 1,9 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 3,8 миллиона долларов США). Данное уменьшение является результатом изменений, внесенных в программу бурения и капитального ремонта скважин.

*Затраты на уплату доли Государства* увеличились на 9,2 миллиона долларов США до 1,3 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: отрицательная величина в 8,0 миллиона долларов США), что является результатом восстановления в первом полугодии 2014 года части расходов по доле прибыли правительства на сумму 22,2 миллиона долларов США.

**Общие и административные расходы**

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			Отклонение, %
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)	Отклонение	
Заработная плата и соответствующие налоги	9.238	6.632	2.606	39,3%
Профессиональные услуги	6.178	10.869	(4.691)	(43,2)%
Командировочные расходы	2.706	2.854	(148)	(5,2)%
Обучение персонала	1.767	1.389	378	27,2%
Спонсорская помощь	867	1.032	(165)	(16,0)%
Износ и амортизация	832	658	174	26,4%
Страховые сборы	818	785	33	4,2%
Услуги связи	442	654	(212)	(32,4)%
Плата за аренду	404	336	68	20,2%
Комиссии банка	315	367	(52)	(14,2)%
Материалы и запасы	303	259	44	17,0%
Прочие налоги	220	73	147	201,4%
Социальная программа	150	150	–	0,0%
Услуги управления	–	682	(682)	(100,0)%
Прочее	712	766	(54)	(7,0)%
<b>Итого</b>	<b>24.952</b>	<b>27.506</b>	<b>(2.554)</b>	<b>(9,3)%</b>

## Промежуточный отчет руководства

*Общие и административные расходы* уменьшились на 9,3% до 25,0 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 27,5 миллионов долларов США). Это было связано преимущественно с уменьшением расходов на юридические и прочие консультационные услуги, что было компенсировано увеличением расходов на заработную плату и сопутствующие налоги, которое частично вызвано подписанием 19 мая 2014 года договора о приобретении «Nostrum Services BVBA» (ранее «Prolag BVBA») и ТОО «Nostrum Services Central Asia» (ранее ТОО «Амершам Ойл»), что привело к уменьшению расходов на консультационные услуги, исключению услуг управления из состава расходов, как внутригрупповых, и признанию соответствующих расходов в качестве профессиональных услуг, заработной платы и сопутствующих налогов.

### *Расходы на реализацию и транспортировку*

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Отклонение	Отклонение, %
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)		
Транспортные затраты	26.835	29.198	(2.363)	(8,1)%
Затраты на погрузку и хранение	22.249	24.137	(1.888)	(7,8)%
Заработная плата и соответствующие налоги	1.036	1.057	(21)	(2,0)%
Услуги управления	69	–	69	-
Прочее	2.425	9.113	(6.688)	(73,4)%
<b>Итого</b>	<b>52.614</b>	<b>63.505</b>	<b>(10.891)</b>	<b>(17,2)%</b>

*Расходы на реализацию и транспортировку* уменьшились на 17,2% до 52,6 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 63,5 миллионов долларов США). в связи с уменьшением тарифов на железнодорожные перевозки и аренду железнодорожных цистерн.

### *Финансовые затраты*

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Отклонение	Отклонение, %
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)		
Процентные расходы по займам	23.558	34.701	(11.143)	(32,1)%
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	386	401	(15)	(3,7)%
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	111	647	(536)	(82,8)%
<b>Итого</b>	<b>24.055</b>	<b>35.749</b>	<b>(11.694)</b>	<b>(32,7)%</b>

*Финансовые затраты* уменьшились на 32,7% до 24,1 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 35,7 миллионов долларов США). В первом полугодии 2014 года данные затрат были выше в основном из-за расходов, относящихся к досрочному погашению Облигаций, выпущенных в 2010 году и 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, которая имела место в июне 2014 года.

## Промежуточный отчет руководства

**Прочее**

Отрицательная курсовая разница за отчетный период составила 1,2 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 2,2 миллиона долларов США). Более высокие расходы в первом полугодии 2014 года объясняются 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* незначительно увеличились на 0,5% до 14,1 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 14,1 миллионов 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 интерпретацией законодательства о свободной торговле, ввели таможенные пошлины на экспорт нефти из Казахстана на Украину, начиная с декабря 2012 года.

*Расходы по корпоративному подоходному налогу* уменьшились на 58,4% до 36,6 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 88,0 миллионов долларов США). Уменьшение расходов по корпоративному подоходному налогу было вызвано, главным образом, более низкой облагаемой прибылью.

**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 отчета о движении денежных средств Группы за отчетный период и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня</b>	
	<b>2015</b>	<b>2014</b>
<b>Денежные средства и их эквиваленты на начало периода</b>	<b>375.443</b>	184.914
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности	<b>55.615</b>	177.310
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности	<b>(151.840)</b>	(123.301)
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности	<b>(83.120)</b>	194.815
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты	<b>(38)</b>	(515)
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец периода</b>	<b>196.060</b>	433.223

<sup>1</sup> Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 годов, включают в себя погашение банковского депозита на 25 миллионов долларов США и размещение банковских депозитов на сумму 25 и 17 миллионов долларов США. Данные депозиты не были включены в денежные средства и их эквиваленты, так как срок их погашения ожидался более чем через три месяца после соответствующей отчетной даты.

**Чистые денежные потоки от операционной деятельности**

## Промежуточный отчет руководства

Чистые денежные потоки от операционной деятельности составили 55,6 миллионов долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 177,3 миллионов долларов США), и в основном относились к:

- прибыли до налогообложения за отчетный период в 51,8 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 179,8 миллионов долларов США), после корректировок на начисления по износу, истощению и амортизации на сумму 56,9 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 57,3 миллионов долларов США), и финансовые затраты на сумму 24,1 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 35,7 миллионов долларов США).
- изменению в оборотном капитале в размере 53,3 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 54,7 миллионов долларов США) которое преимущественно связано с увеличением торговой дебиторской задолженности в размере 61,7 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: увеличение в размере 40,7 миллионов долларов США), уменьшением в предоплате и прочих краткосрочных активов в размере 4,6 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: увеличение в размере 13,3 миллионов долларов США), увеличением в торговой кредиторской задолженности в размере 10,3 (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: увеличение в размере 18,6 миллионов долларов США) и уменьшением в прочих краткосрочных обязательствах в размере 2,6 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: уменьшение 23,0 миллионов долларов США).
- подоходному налогу, выплаченному в размере 31,9 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 58,8 миллионов 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 151,8 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 123,3 миллионов долларов США) в основном из-за расходов связанных с бурением новых скважин в размере 42,3 миллионов долларов США в отчетном периоде (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 84,4 миллионов долларов США), затрат, связанных с третьим блоком газоперерабатывающего комплекса в размере 48,7 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 43,5 миллионов долларов США), затрат, связанных с Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями в размере 3,5 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 6,4 миллионов долларов США) и размещения банковских депозитов на сумму 42,0 миллионов долларов США, частично компенсированных погашением денежных депозитов в размере 25,0 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: частично компенсированных погашением денежных депозитов в размере 30,0 миллионов долларов США).

### Чистые денежные потоки от / (использованные в) финансовой деятельности

Чистые денежные потоки использованные в финансовой деятельности в течение отчетного периода, составили 83,1 миллиона долларов США и в основном состояли из выплаты распределений и финансовых затрат, выплаченных Группой по Облигациям 2012 и 2014. Сумма чистых денежных потоков от финансовой деятельности в течение первого полугодия 2014 года составила 194,8 миллионов долларов США и в основном относилась к выпуску Облигаций 2014 на сумму 400,0 миллионов долларов США, компенсированному досрочным погашением Облигаций 2010 на сумму 92,5 миллионов долларов США, выплатой распределений в размере 60,0 миллионов долларов США и финансовыми затратами на Облигации 2010, 2012 и 2014.

### 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

## Промежуточный отчет руководства

выполнения обязательств по мере их возникновения. В следующей таблице представлены сроки погашения финансовых обязательств Группы на 30 июня 2015 года, исходя из недисконтированных платежей в соответствии с договорными условиями:

	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня					Итого
	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Свыше 5 лет	
Займы	–	12.750	52.650	1.188.789	–	<b>1.254.189</b>
Торговая кредиторская задолженность	55.839	–	–	–	–	<b>55.839</b>
Прочие краткосрочные финансовые обязательства	18.022	–	–	–	–	<b>18.022</b>
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	10.825	<b>15.980</b>
<b>Итого</b>	<b>73.861</b>	<b>13.008</b>	<b>53.423</b>	<b>1.192.913</b>	<b>10.825</b>	<b>1.344.030</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 131,3 миллиона долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 147,6 миллионов долларов США). Данная сумма включает затраты на бурение, обустройство месторождения и затраты на разработку установки подготовки нефти и газоперерабатывающего комплекса.

### *Бурение*

Расходы на бурение составили 40,5 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 84,4 миллиона долларов США).

### *Газоперерабатывающий комплекс*

После успешной реализации первой очереди газоперерабатывающего комплекса, состоящей из двух установок, Группа ведет строительство третьего блока газоперерабатывающего комплекса. Строительство третьего блока газоперерабатывающего комплекса имеет важное значение для реализации стратегии Группы по увеличению эксплуатационной мощности и производства жидких углеводородов. Согласно оценке руководства, сделанного на основе прогноза добычи доказанных и вероятных запасов, указанных в отчете Ryder Scott за 2014 год и предполагающей успешное завершение второй фазы газоперерабатывающего комплекса в 2016 году, годовой объем производства увеличится более чем в два раза по сравнению с годовым объемом производства 2014 года (при этом среднее значение составляет 46.569 бнз/сут в 2014 году) к концу 2018 года.

По оценкам, общие затраты на завершение строительства третьего блока газоперерабатывающего комплекса составят не более 500 миллионов долларов США (из которых 90,8 миллиона долларов США уже были понесены по состоянию на 30 июня 2015 года).

### **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. С первого полугодия 2014 года цена сырой нефти марки Brent испытывала значительные колебания. По данным агентства «Bloomberg», международные цены сырой нефти марки Brent испытывали колебания в диапазоне от приблизительно 104,8 долларов США за баррель до приблизительно 115,1 долларов США за баррель в

## Промежуточный отчет руководства

первой половине 2014 года и между 45,2 долларов США за баррель и 69,6 долларов США за баррель в течение отчетного периода.

### Шесть месяцев, закончившихся 30 июня

	2015	2014
Средняя цена сырой нефти марки Brent (доллар США/баррель)	59,4	108,8

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. 3 марта 2014 года ТОО «Жаикмунай», в соответствии со своей политикой по хеджированию, заключило 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 2014 года.

### Шесть месяцев, закончившихся 30 июня

	2015	2014	Отклонение (бнэ/сут)	Отклонение (%)
Общая средняя добыча (б.н.э./сут.)	44.337	46.569	(2.232)	(4.8)%
Общая добыча (б.н.э.)	8.025.041	8.428.745	(403.704)	(4.8)%

### 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 55,6% от общей себестоимости реализации за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 57,5%). 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.

## Промежуточный отчет руководства

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 13,9% от общей себестоимости реализации (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 18,2%). 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, 1,9% и 3,8% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 годов, соответственно.

### *Затраты на финансирование*

Затраты на финансирование в отчетном периоде состояли из расходов по процентам по Облигациям 2012, выпущенными компанией «Zhaikmunai International B.V.» в ноябре 2012 года и Облигациям 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 первом полугодии 2014 года состояли из процентов по Облигациям 2010, Облигациям 2012, Облигациям 2014 и премии за досрочное погашение, относящейся к погашению Облигаций 2010. Расходы по процентам в отчетном периоде состояли исключительно из процентов по Облигациям 2012 и Облигациям 2014. Капитализированные затраты по займам (включая долю процентных затрат и амортизацию комиссий по выдаче займов) составили 12,3 миллиона долларов США в отчетном периоде (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 7,4 миллионов долларов США). Некапитализированные затраты составили 23,6 миллионов долларов США в отчетном периоде (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 34,7 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, до 60 долларов США за тонну в апреле 2013 года, затем до 80 долларов США за тонну в марте 2014 года и снижена до 60 долларов США за тонну в марте 2015 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,

## Промежуточный отчет руководства

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). Компенсационная нефть отражает вычитаемые капитальные и эксплуатационные расходы, понесенные Группой в связи с ее деятельностью. Роялти представляли собой 9,7% от общей стоимости реализации за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 10,5%). Что касается доли прибыли Государства, она представляет собой 1,2% от общей себестоимости реализации за первое полугодие 2015 года. В течение аналогичного периода в 2014 году она представляла собой отрицательную величину в 8,0 миллионов 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.

## Промежуточный отчет руководства

### **СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ**

Ниже представлено описание существенных операций со связанными сторонами, участниками которых является Компания и ее дочерние организации. Компания считает, что она осуществила все операции 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 21 к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, других сделок со связанными сторонами, заключенных в течение отчетного периода, заключено не было.

20 февраля 2015 было завершено приобретение ТОО «Nostrum Services Central Asia» (ранее ТОО «Амершам Ойл») компанией «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.». Дополнительная сумма, подлежащая уплате в счет приобретения была определена 18 мая 2015 года на уровне 387 тысяч долларов США и выплачена 19 мая 2015.

## Промежуточный отчет руководства

### 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 2014 год. По мнению Группы, ее основные риски и неопределенности на оставшиеся шесть месяцев включают:

#### Основные риски и факторы неопределенности

Стратегические риски	Описание риска	Управление риском
Проекты по развитию	<p>Планируемые Группой проекты разработки, в частности, УПГ3 и бурение скважин, подвержены обычным рискам, связанным с задержками, невыполнением и перерасходом средств, что может повлиять на добычу в будущем.</p>	<p>Группа сформировала опытную группу управления проектом, и при строительстве УПГ3 рассчитывает на технические экспертные знания и существенный опыт, полученные при строительстве УПГ1 и УПГ2. Группа управления проектом докладывает на ежемесячной основе высшему руководству и Совету директоров касательно продвижений в инжиниринге, закупках и строительстве.</p> <p>Группа уже выполнила основную часть процесса закупок в отношении проекта УПГ3 и ведет постоянный мониторинг логистики, инжиниринга и экспедирования материалов и оборудования.</p> <p>К строительству УПГ3 привлечен АО "НГСК КазСтройСервис", имеющий опыт в подобных проектах, включая УПГ1 и УПГ2, а также другие крупные строительные проекты в Казахстане.</p> <p>Высшее руководство и Совет директоров на постоянной основе осуществляют мониторинг программы бурения и адаптируют его время, объем и характеристики, учитывая состояние строительства УПГ3 и текущие цены на нефть.</p> <p>Для каждой скважины руководством утверждается детальная программа бурения, являющаяся основой, в сравнении с которой представляется отчет о выполненных работах и затратах.</p>
Риски, связанные с товарной ценой	<p>Группа подвержена риску, что на ее будущие доходы будут негативно влиять изменения в рыночной цене сырой нефти, учитывая, что все цены сырой нефти и конденсата основываются на рыночных ценах. На цены на сырую нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения. Группу так же</p>	<p>Политика хеджирования Группы предусматривает хеджирование до 70% производства жидких продуктов при заключении долгосрочных контрактов, связанных с капитальными инвестициями без возможности увеличения их объема.</p> <p>14 февраля 2014 года Nostrum заключил контракт на хеджирование, распространяющийся на 7 500 бнэ/д. (в общей сложности 5.482.500 бнэ) на срок до 29 февраля 2016 года при нулевой авансовой стоимости. На основе этого контракта, был приобретен опцион пут по цене 85 долларов США/баррель, который защищает от любого падения цены на нефть ниже 85 долларов США/баррель.</p>

## Промежуточный отчет руководства

	<p>могут обязать государственные органы, якобы действующие 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 другой ситуации.</p>	<p>Высшее руководство и Совет директоров на постоянной основе осуществляют мониторинг программы бурения и адаптируют его время, объем и характеристики, учитывая состояние строительства УПГЗ и текущие цены на нефть.</p> <p>В 2015 году Группа начала экспортировать основную часть газа на основе нового контракта. Цены на экспорт обычно существенно выше чем цены на внутреннем рынке.</p>
<b>Операционные риски</b>	<b>Описание риска</b>	<b>Управление риском</b>
Один источник дохода и простой предприятия	Деятельность Группы на Чинаревском нефтяном и газоконденсатном месторождении в настоящее время является единственным источником выручки Группы.	<p>Группа имеет команду узкоспециализированных кадров, которые оценивают будущие возможные приобретения нефтегазовых месторождений и активов.</p> <p>В 2013 году Группа приобрела права на недропользование для трех нефтегазовых месторождений возле Чинаревского месторождения. В 2015 году Группа планирует бурение разведочной скважины на Ростошинском месторождении, в то время как бурение разведочных скважин отложено из-за пониженной цены на нефть. Дополнительное продление лицензии на разведку для Ростошинского месторождения было подписано, и период разведки продлен до февраля 2017 года.</p>
Оценка запасов нефти и газа	Группа подвержена риску неправильной или завышенной оценки своих нефтегазовых запасов, в этом случае долгосрочные активы Группы и ее гудвил могут быть завышены или обесценены. Также это может быть следствием безуспешной разведки новых месторождений, что также может привести к неправильному принятию решений.	В Группе есть департамент с высококвалифицированными геологами, которые проводят периодическую оценку запасов нефти и газа в соответствии с международными стандартами по оценкам запасов. Результаты оценок проходят аудиторскую проверку Ryder Scott - независимыми аудиторами Группы по запасам.
<b>Риски нормативно-правового несоответствия</b>	<b>Описание риска</b>	<b>Управление риском</b>
Соглашения о недропользовании	Возможны разногласия Группы с Правительством Казахстана относительно ее деятельности по	Группа считает, что она полностью выполняет условия СРП Чинаревского месторождения и ведет в открытый диалог с правительственными органами Казахстана в отношении всех своих соглашений о

## Промежуточный отчет руководства

	недропользованию или выполнению требований договоров по недропользованию.	недропользовании. В случае любого несоответствия с требованиями любого такого соглашения Группа прилагает все усилия для изменения такого требования и выплачивает любые применимые штрафы и пени.
Соблюдение природоохранного законодательства	Правовая основа 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.	Группы еще более усилила департамент ОТ, ТБ и ООС в 2015 году. Политики ОТ, ТБ и ООС Группы периодически пересматриваются для обеспечения соответствия в изменениями и новыми требованиями в данной сфере. Ключевые показатели как выбросы парниковых газов, количество человеко-часов без потери рабочего времени, управление отходами, и т.д., а также продвижение работ докладывается высшему руководству на ежемесячной основе. Периодически проводятся тренинги, посвященные требованиям политик и законодательства, для сотрудников. Группа работает над получением сертификации по стандартам ISO 14001 Системы экологического менеджмента и ISO 50001 Системы энергетического менеджмента. Кроме того, Группа регулярно заказывает независимые экологические аудиты для подтверждения выполнения нормативных требований и применения передовой практики в этой области.
Презумпция риска несоблюдения законодательства по борьбе с коррупцией	Существует риск того, что сотрудники Группы, непреднамеренно или умышленно совершат действия запрещенные законодательством по борьбе с коррупцией, учитывая имеющийся повышенный риск в юрисдикции, в которой работает Группа.	Группа приняла политику направленную на борьбу с взяточничеством и коррупцией, и включила положение по данному вопросу в Кодекс Поведения Группы, и провела обучение сотрудников в отношении их обязательств в данном вопросе.
<b>Финансовые риски</b>	<b>Описание риска</b>	<b>Управление риском</b>
Неопределенность налогового законодательства	Неопределенность применения, включая применение с обратной силой налогового законодательства и изменения налогового законодательства в Казахстане создают дополнительные налоговые обязательств, которые, по мнению Группы, к ней не применимы.	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.
Риск непрерывности деятельности и ликвидности	Группа подвержена риску возникновения сложностей привлечения средств необходимых для выполнения своих финансовых обязательств и соответственно	Мониторинг риска ликвидности осуществляется на ежемесячной основе. Руководство компании обеспечивает достаточность средств для выполнения своих обязательств по мере их возникновения. Политика казначейства состоит в том, чтобы Группа поддерживала уровень денежных средств не менее 50

## Промежуточный отчет руководства

	неуместности предположений в отношении непрерывности деятельности.	млн. долл. США.
--	--	-----------------

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.

## Промежуточный отчет руководства

### **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.

## Промежуточный отчет руководства

### 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

---

Ян-Ру Мюллер  
Финансовый директор

## **Nostrum Oil & Gas PLC**

Промежуточная сокращенная консолидированная  
финансовая отчетность (неаудировано)

*За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года*

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ СОКРАЩЕННЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ****По состоянию на 30 июня 2015**

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	30 июня 2015 (неаудировано)	31 декабря 2014 (аудировано)
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	3	25.432	24.380
Гудвил		32.425	32.425
Основные средства	4	1.512.080	1.442.157
Денежные средства, ограниченные в использовании	8	5.287	5.024
Авансы, выданные за долгосрочные активы	5	147.416	134.355
Производные финансовые инструменты		–	60.301
		<b>1.722.640</b>	<b>1.698.642</b>
<b>Текущие активы</b>			
Товарно-материальные запасы		26.413	25.443
Торговая дебиторская задолженность	6	91.765	30.110
Предоплата и прочие краткосрочные активы		35.049	39.642
Производные финансовые инструменты		56.525	–
Предоплата корпоративного подоходного налога		5.586	13.925
Краткосрочные инвестиции	7	42.000	25.000
Денежные средства и их эквиваленты	8	196.060	375.443
		<b>453.398</b>	<b>509.563</b>
<b>ИТОГО АКТИВОВ</b>		<b>2.176.038</b>	<b>2.208.205</b>
<b>КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
<b>Акционерный капитал и резервы</b>			
Акционерный капитал	9,10	3.203	3.203
Собственные акции		(1.888)	(1.888)
Нераспределенная прибыль и резервы		882.524	916.365
		<b>883.839</b>	<b>917.680</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Долгосрочные займы	11	933.280	930.090
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка		20.991	20.877
Задолженность перед Правительством Казахстана		5.777	5.906
Обязательство по отложенному налогу		203.184	206.784
		<b>1.163.232</b>	<b>1.163.657</b>
<b>Текущие обязательства</b>			
Текущая часть долгосрочных займов	11	14.913	15.024
Обязательства по опционам на акции сотрудникам		9.179	6.449
Торговая кредиторская задолженность		55.839	49.619
Авансы полученные		245	2.670
Задолженность по корпоративному подоходному налогу		1.412	1.459
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана		1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	12	46.348	50.616
		<b>128.967</b>	<b>126.868</b>
<b>ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ</b>		<b>2.176.038</b>	<b>2.208.205</b>

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность Nostrum Oil & Gas PLC (регистрационный номер 8717287) была утверждена Советом Директоров. Подписано от имени Совета Директоров:

\_\_\_\_\_  
Кай-Уве Кессель  
Генеральный директор

\_\_\_\_\_  
Ян-Ру Мюллер  
Финансовый директор

*Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 28 по 46 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности*

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ СОКРАЩЕННЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ****За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года**

Все статьи в вышеуказанном отчёте получены от продолжающейся деятельности.

	Прим.	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
		2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)
<i>В тысячах долларов США</i>					
<b>Выручка</b>					
Выручка от реализации на экспорт		173.714	192.075	259.348	389.919
Выручка от реализации на внутреннем рынке		–	25.949	14.705	55.058
	13	173.714	218.024	274.053	444.977
Себестоимость реализованной продукции	14	(54.709)	(48.557)	(100.766)	(98.549)
<b>Валовая прибыль</b>		119.005	169.467	173.287	346.428
Общие и административные расходы	15	(12.668)	(14.382)	(24.952)	(27.506)
Расходы на реализацию и транспортировку	16	(31.235)	(33.045)	(52.614)	(63.505)
Финансовые затраты	17	(11.686)	(15.553)	(24.055)	(35.749)
Финансовые затраты - реорганизация		(1.053)	(16.575)	(1.053)	(16.575)
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	18	(257)	(6.884)	(2.730)	(4.585)
Убыток от курсовой разницы		(258)	(612)	(1.244)	(2.203)
Убыток по производным финансовым инструментам	19	(13.781)	(5.478)	(3.776)	(6.126)
Доход по процентам		75	129	111	680
Прочие доходы		1.884	2.114	2.999	2.988
Прочие расходы		(6.996)	(7.522)	(14.131)	(14.064)
<b>Прибыль до налогообложения</b>		43.030	71.659	51.842	179.783
Расходы по корпоративному подоходному налогу	20	(26.524)	(37.807)	(36.609)	(88.025)
<b>Прибыль за период</b>		16.506	33.852	15.233	91.758
<b>Итого совокупный доход за период</b>		16.506	33.852	15.233	91.758
Прибыль, приходящаяся на владельцев обыкновенных долей/акций (в тысячах долларов США)				15.233	91.758
Средневзвешенное число обыкновенных долей/акций				184.828.819	184.551.496
Базовая и разводненная прибыль на обыкновенную долю/акцию (в долларах США)				0,08	0,50

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года

В тысячах долларов США	Прим.	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
		2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)
<b>Денежные потоки от операционной деятельности:</b>			
Прибыль до налогообложения		51.842	179.783
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	14,15	56.887	57.337
Финансовые затраты - реорганизация		1.053	16.575
Финансовые затраты	17	24.055	35.749
Корректировку до справедливой стоимости опционов на акции сотрудникам		2.730	–
Доход по процентам		(111)	(680)
Положительную курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		(93)	(4.152)
Убыток от выбытия основных средств		7	33
Расход по производным финансовым инструментам	19	3.776	6.126
Начисленные расходы		625	–
<b>Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале</b>		<b>140.771</b>	<b>290.771</b>
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		(970)	(1.404)
Изменения в торговой дебиторской задолженности		(61.655)	(40.677)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		4.593	(13.348)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		10.300	18.595
Изменения в авансах полученных		(2.425)	1.182
Погашение обязательств перед Правительством Казахстана		(515)	(516)
Изменения в прочих текущих обязательствах		(2.612)	(23.035)
Выплаты по опционам на акции сотрудникам		–	4.506
<b>Поступление денежных средств от операционной деятельности</b>		<b>87.487</b>	<b>236.074</b>
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(31.872)	(58.764)
<b>Чистый денежный поток в результате операционной деятельности</b>		<b>55.615</b>	<b>177.310</b>
<b>Денежные потоки от инвестиционной деятельности:</b>			
Проценты полученные		111	680
Приобретение основных средств		(131.337)	(147.601)
Приобретение активов, связанных с разведкой и оценкой		(1.318)	(6.380)
Приобретение дочерних организаций		(2.296)	–
Размещение банковских депозитов		(42.000)	–
Выплата банковских депозитов		25.000	30.000
<b>Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности</b>		<b>(151.840)</b>	<b>(123.301)</b>
<b>Денежные потоки от финансовой деятельности:</b>			
Финансовые затраты		(32.809)	(29.639)
Выпуск облигаций	11	–	400.000
Комиссии за выпуск облигаций		–	(6.525)
Погашение облигаций		–	(92.505)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(264)	(402)
Перевыпуск собственных акций		–	440
Выплата распределений	9,10	(49.060)	(59.979)
Поступление заимствованных средств - реорганизация		–	2.350.405
Погашение заимствованных средств - реорганизация		–	(2.350.405)
Финансовые затраты - реорганизация		(987)	(16.575)
<b>Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности</b>		<b>(83.120)</b>	<b>194.815</b>
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(38)	(515)
<b>Чистое увеличение(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов</b>		<b>(179.383)</b>	<b>248.309</b>
<b>Денежные средства и их эквиваленты на начало периода</b>	<b>8</b>	<b>375.443</b>	<b>184.914</b>
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец периода</b>	<b>8</b>	<b>196.060</b>	<b>433.223</b>

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 28 по 46 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ СОКРАЩЕННЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ**  
За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Акционерный капитал	Эмиссионный доход	Капитал товарищества	Собственные акции	Дополнительный оплаченный капитал	Прочие Резервы	Нераспределённая прибыль	Итого
<b>На 1 января 2014 (аудировано)</b>		–	–	380.874	(30.751)	8.126	3.437	470.765	832.451
Прибыль за период		–	–	–	–	–	–	91.758	91.758
<b>Итого совокупный доход за период</b>		–	–	–	–	–	–	91.758	91.758
Продажа собственного капитала (ГДР)		–	–	–	440	769	–	–	1.209
Распределения		–	–	–	–	–	–	(64.615)	(64.615)
<i>Реорганизация Группы:</i>									
Замещение ГДР		–	–	(380.874)	30.311	(8.895)	255.459	–	(103.999)
Выпуск акционерного капитала		3.203	102.797	–	(2.001)	–	–	–	103.999
<b>Эффект от реорганизации Группы</b>		<b>3.203</b>	<b>102.797</b>	<b>(380.874)</b>	<b>28.310</b>	<b>(8.895)</b>	<b>255.459</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>На 30 июня 2014 (неаудировано)</b>		<b>3.203</b>	<b>102.797</b>	<b>–</b>	<b>(2.001)</b>	<b>–</b>	<b>258.896</b>	<b>497.908</b>	<b>860.803</b>
Прибыль за период		–	–	–	–	–	–	54.667	54.667
<b>Итого совокупный доход за период</b>		–	–	–	–	–	–	54.667	54.667
Перевод в резервы, подлежащие распределению		–	(102.797)	–	–	–	–	102.797	–
Продажа собственного капитала*		–	–	–	113	–	2.393	–	2.506
Затраты по сделке		–	–	–	–	–	–	(296)	(296)
<b>На 31 декабря 2014 (аудировано)</b>		<b>3.203</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>(1.888)</b>	<b>–</b>	<b>261.289</b>	<b>655.076</b>	<b>917.680</b>
Прибыль за период		–	–	–	–	–	–	15.233	15.233
<b>Итого совокупный доход за период</b>		–	–	–	–	–	–	15.233	15.233
Распределения		–	–	–	–	–	–	(49.060)	(49.060)
Затраты по сделке		–	–	–	–	–	–	(14)	(14)
<b>На 30 июня 2015 (неаудировано)</b>		<b>3.203</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>(1.888)</b>	<b>–</b>	<b>261.289</b>	<b>621.235</b>	<b>883.839</b>

\*Сравнительные данные за первое полугодие 2014 года отличаются от опубликованных в связи с изменением метода оценки. Данное изменение было учтено в годовой отчетности за 2014 год.

*Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 28 по 46 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности*

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

**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 15). 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 Coöperatief U.A. приобрела практически все активы и обязательства Nostrum Oil & Gas LP на 18 июня 2014 года. Материнская компания не имеет окончательной контролирующей стороны.

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность включает финансовый положение и результаты деятельности Nostrum Oil & Gas PLC и его следующих дочерних организаций:

<i>Компания</i>	<b>Страна регистрации</b>	<b>Форма капитала</b>	<b>Доля участия, %</b>
ООО «Грандстиль»	Российская Федерация	Доли участия	100
ТОО «Жаикмунай»	Республика Казахстан	Доли участия	100
ООО «Нострум изэндпи сервисиз» <sup>1</sup>	Российская Федерация	Доли участия	100
ТОО "Nostrum Services Central Asia" <sup>2</sup>	Республика Казахстан	Доли участия	100
Claydon Industrial Limited	Британские Виргинские Острова	Обыкновенные акции	100
Condensate Holding LLP	Республика Казахстан	Доли участия	100
Jubilata Investments Limited	Британские Виргинские Острова	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas UK Ltd.	Англия и Уэльс	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil BV	Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil Coöperatief U.A.	Нидерланды	Доли участников	100
Nostrum Services CIS BVBA <sup>3</sup>	Бельгия	Обыкновенные акции	100
Nostrum Services N.V. <sup>4</sup>	Бельгия	Обыкновенные акции	100
Zhaikmunai Netherlands B.V.	Нидерланды	Обыкновенные акции	100

<sup>1</sup> Ранее ООО «Инвестпрофи»

<sup>2</sup> Ранее Prolag BVBA

<sup>3</sup> Ранее Probel Capital Management N.V.

Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерние организации в дальнейшем именуется как «Группа». Деятельность Группы включает в себя один операционный сегмент с тремя концессиями на разведку, и осуществляется, в основном, через ее нефтедобывающее предприятие ТОО «Жаикмунай», находящееся в Казахстане.

По состоянию на 30 июня 2015 года, Группа имеет в штате 1.103 сотрудника.

**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»

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

---

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. ТОО «Жаикмунай» обратилось 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. 11 Марта 2015 года Группа получила письменное разрешение на продление периода разведки на Ростошинском месторождении до 8 февраля 2017 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 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.

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

### **ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**

---

## **2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И КОНСОЛИДАЦИИ**

### **Основа подготовки**

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года, была подготовлена в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности («МСФО») 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, 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 2014 года, подготовленной в соответствии с МСФО, принятыми Европейским Союзом.

### **Реорганизация Группы**

Группа была образована посредством реорганизации, в результате которой компания Nostrum Oil & Gas PLC стала новой материнской компанией Группы (Примечание 9). Реорганизация не представляет собой объединение бизнеса и не приводит к изменению экономического содержания. Соответственно, данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность Nostrum Oil & Gas PLC является продолжением существующей группы (Nostrum Oil & Gas LP и его дочерних организаций).

### **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, в течение периода, составляющего не менее 12 месяцев с даты настоящего отчёта. 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 2014 года, за исключением принятых на 1 января 2015 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже, которые не повлияли на Группу.

- *Пенсионный план с установленными выплатами: Вознаграждение работникам - поправки к МСФО (IAS)19*
- *Цикл ежегодных улучшений МСФО за 2010-2012 годы*
- *Цикл ежегодных улучшений МСФО за 2011-2013 годы*

Стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на момент выпуска Группой промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности приведены ниже. Группа планирует принять эти стандарты, если это применимо, с даты их вступления в силу на территории ЕС.

- *МСФО (IFRS) 14 «Регулируемые отложенные счета» (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2016)*

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

- Поправки к МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38 – Разъяснения к методам учета амортизации (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2016)
- Поправки к МСФО (IFRS) 11 – Учет приобретения долей участия в совместной деятельности (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2016)
- Поправки к МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 41 – Сельское хозяйство: плодоносные растения (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2016)
- МСФО (IFRS) 15 Выручка по договорам с покупателями (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2017)
- МСФО (IFRS) 9 Финансовые инструменты (выпущенный в 2014 году) (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2018)
- Поправки к МСФО (IAS) 27 – Метод долевого участия в отдельной отчетности (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2016)

**3. АКТИВЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ**

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2015 (неаудировано)</b>	31 декабря 2014 (аудировано)
Затраты по приобретению прав на недропользование	<b>15.835</b>	15.835
Расходы на геологические и геофизические исследования	<b>9.597</b>	8.545
	<b>25.432</b>	24.380

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года, поступления в активы, связанные с разведкой и оценкой Группы, составили 1.052 тысячи долларов США, которые включают капитализированные расходы на геологические и геофизические исследования (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 1.080 тысяч долларов США). Затраты по процентам капитализированы не были. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, Группа выплатила капитализированные условные обязательства по соглашению о приобретении Дарьинского и Южно-Гремячинского нефтегазовых месторождений в сумме 5.300 тысяч долларов США.

**4. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года, поступления в основные средства Группы составили 126.804 тысяч долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 105.560 тысячу долларов США). Эти поступления в основном относились к затратам на бурение, строительство третьей установки подготовки газа для газоперерабатывающего комплекса и капитализированным процентам в размере 12.334 тысяч долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 7.361 тысячи долларов США).

В отношении инвестиционных обязательств см. Примечание 22.

**5. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ**

Увеличение суммы авансов выданных за долгосрочные активы главным образом связано с увеличением авансов поставщикам услуг и оборудования для строительства третьего блока установки подготовки газа.

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

**ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****6. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

По состоянию на 30 июня 2015 года и 31 декабря 2014 года торговая дебиторская задолженность не была процентной и, в основном, была выражена в долларах США. Средний срок погашения торговой дебиторской задолженности составляет 30 дней.

По состоянию на 30 июня 2015 года у Группы имелась просроченная, но не обесцененная торговая дебиторская задолженности (по состоянию на 31 декабря 2014 года у Группы не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности).

**7. КРАТКОСРОЧНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ**

Краткосрочные инвестиции по состоянию на 30 июня 2015 года представляли собой процентный депозит, размещенный 30 июня 2015 года сроком на три месяца с процентной ставкой 0,23% в год и процентный депозит, размещенный 23 июня 2015 года сроком на шесть месяцев с процентной ставкой 0,45% в год .

Краткосрочные инвестиции по состоянию на 31 декабря 2014 года представляли собой краткосрочный процентный депозит, размещенный 30 сентября 2014 года сроком на шесть месяцев с процентной ставкой 0,24% в год.

**8. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ**

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2015 (неаудировано)</b>	31 декабря 2014 (аудировано)
Текущие счета в долларах США	<b>174.216</b>	356.316
Текущие счета в тенге	<b>2.321</b>	8.709
Текущие счета в других валютах	<b>10.514</b>	10.413
Кассовая наличность	<b>9</b>	5
Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев	<b>9.000</b>	–
	<b>196.060</b>	375.443

У Группы имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 5.287 тысячи долларов США в «Сбербанке» в Казахстане (31 декабря 2014 года: 5.024 тысяч долларов США), которые размещаются в соответствии с требованиями Лицензии в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

**9. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ****Акционерный капитал Nostrum Oil & Gas PLC**

По состоянию на 30 июня 2015 года доли владения в Материнской компании состоят из выпущенных и полностью оплаченных простых акций, которые включены в листинг Лондонской Фондовой Биржи.

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

	<b>30 июня 2015 (неаудировано)</b>
<i>Количество акций</i>	<b>Простые акции</b>
Сальдо на начало периода	188.182.958
Выпущено в течение периода	–
Аннулировано акций	–
<b>Сальдо на конец периода</b>	<b>188.182.958</b>

Простые акции имеют номинальную стоимость в 0,01 английского фунта стерлингов.

**Распределение прибыли**

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года, «Nostrum Oil & Gas PLC» выплатил акционерам 0,27 доллара США за обыкновенную акцию, что в общем составило 49.060 тысяч долларов США, которые были выплачены в полном объеме 26 июня 2015 года.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, товарищество «Nostrum Oil & Gas LP» выплатило 0,35 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.

**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» (соотношение общих активов за минусом нематериальных активов, общих обязательств и привилегированных акций к количеству находящихся в обращении акций по состоянию на отчетную дату). По состоянию на 30 июня 2015 года балансовая стоимость одной акции составила 4,52 доллара США (31 декабря 2014 года: 4,70 доллара США).

**10. 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>2015(неаудировано)</b>	<b>2014(неаудировано)</b>
Прибыль, приходящаяся на владельцев обыкновенных долей/акций (в тысячах долларов США)	<b>15.233</b>	91.758
Средневзвешенное число обыкновенных долей/акций	<b>184.828.819</b>	184.551.496
<b>Базовая и разводненная прибыль на обыкновенную долю/акцию (в долларах США)</b>	<b>0,08</b>	0,50

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

**ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****11. ЗАЙМЫ**

На 30 июня 2015 года и 31 декабря 2014 года займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2015 (неаудировано)</b>	31 декабря 2014 (аудировано)
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	<b>543.220</b>	540.793
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году	<b>404.973</b>	404.321
	<b>948.193</b>	945.114
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	<b>(14.913)</b>	(15.024)
<b>Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев</b>	<b>933.280</b>	930.090

**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

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

---

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 PLC 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 «Жаикмунай» («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.

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

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, непосредственно связанные с выпуском Облигаций 2014, составили 6,525 тысяч долларов США.

**Договорные обязательства в отношении Облигаций 2012 и Облигаций 2014**

Облигационные соглашения, регламентирующие Облигации 2012 и Облигации 2014 включают ряд договорных обязательств, которые кроме всего прочего, с некоторыми исключениями ограничивают право Гарантов 2012 и Гарантов 2014:

- принимать на себя или гарантировать дополнительные долги или выпускать определенные привилегированные акции;
- создавать или нести ответственность за определенное залоговое имущество;
- осуществлять определенные платежи, включая дивиденды или другие распределения;
- осуществлять предоплату или погашать субординированные долги или капитал;
- создавать препятствия или ограничения на оплату дивидендов или других распределений, займов или авансов и на перевод активов Материнской компании или любой из ее ограниченных дочерних организаций;
- продавать, сдавать в лизинг/аренду или передавать определенные активы включая акции ограниченных дочерних организаций;
- вовлекаться в определенные сделки с аффилированными лицами;
- вовлекаться в постороннюю деятельность;
- объединяться или сливаться с другими организациями.

Каждое из этих обязательств, допускает определенные исключения и оговорки.

Кроме того, облигационные соглашения налагают определенные требования в отношении будущих гарантов-дочерних организаций, договорных обязательств в отношении определенной стандартной информации и случаев дефолта.

**12. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

На 30 июня 2015 года и 31 декабря 2014 года прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2015 (неаудировано)</b>	31 декабря 2014 (аудировано)
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	<b>17.133</b>	17.191
Начисленные обязательства по договорам недропользования	<b>11.073</b>	14.435
Начисленные обязательства по обучению	<b>10.852</b>	9.686
Задолженность перед работниками	<b>6.247</b>	4.605
Начисленные обязательства по приобретению активов	<b>—</b>	2.402
Прочее	<b>1.043</b>	2.297
	<b>46.348</b>	50.616

Начисленные обязательства по договорам недропользования в основном включают суммы, оцененные в отношении договорных обязательств на разведку и добычу углеводородов с Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений.

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

**ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****13. ВЫРУЧКА**

Стоимость нефти, газового конденсата и СУГ Группы прямо или косвенно зависит от цен на нефть марки Brent. Средняя цена на нефть марки Brent в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года составила 59,4 доллара США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 108,8 доллара США).

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)
Нефть и газовый конденсат	116.901	176.286	183.952	353.510
Природный газ и СУГ	56.813	41.738	90.101	91.467
	<b>173.714</b>	<b>218.024</b>	<b>274.053</b>	<b>444.977</b>

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года, выручка от трех основных покупателей составила 99.618 тысяч долларов США, 61.312 тысячи долларов США и 51.593 тысячи долларов США, соответственно (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 181.808 тысяч долларов США, 77.113 тысяч долларов США и 52.595 тысяч долларов США, соответственно). Экспорт Группы в основном представлен поставками в Финляндию, на Черноморские порты России и Объединенные Арабские Эмираты.

**14. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ**

В течении трех месяцев, закончившихся 31 марта 2014 года Группа пересмотрела оценки по доле Государства в прибыли согласно последнему дополнению к правам на недропользование на Чинаревском месторождении и изменению коэффициента эквивалента природного газа, что привело к корректировке расходов по доле Государства в прибыли в сумме 15.334 тысяч долларов США, относящихся к предыдущим периодам.

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)
Износ, истощение и амортизация	27.888	27.631	56.055	56.679
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	6.758	8.721	14.050	17.934
Заработная плата и соответствующие налоги	4.999	5.806	10.038	9.814
Роялти	5.999	1.239	9.772	10.381
Материалы и запасы	1.918	2.541	3.668	4.739
Затраты на ремонт скважин	571	3.429	1.874	3.773
Прочие услуги по транспортировке	661	737	1.258	1.463
Доля государства в прибыли	479	(2.776)	1.251	(7.950)
Экологические сборы	515	404	1.007	626
Изменение в запасах	4.396	(169)	277	(727)
Прочее	525	994	1.516	1.817
	<b>54.709</b>	<b>48.557</b>	<b>100.766</b>	<b>98.549</b>

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

**ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****15. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ**

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)
Заработная плата и соответствующие налоги	4.782	3.169	9.238	6.632
Профессиональные услуги	2.875	6.311	6.178	10.869
Командировочные расходы	1.726	1.746	2.706	2.854
Обучение персонала	996	610	1.767	1.389
Спонсорская помощь	294	302	867	1.032
Износ и амортизация	421	330	832	658
Страховые сборы	327	392	818	785
Услуги связи	227	320	442	654
Плата за аренду	207	63	404	336
Комиссии банка	42	198	315	367
Материалы и запасы	150	124	303	259
Прочие налоги	171	(29)	220	73
Социальная программа	75	75	150	150
Услуги управления	–	397	–	682
Прочее	375	374	712	766
	<b>12.668</b>	<b>14.382</b>	<b>24.952</b>	<b>27.506</b>

**16. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ**

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)
Транспортные затраты	17.667	16.227	26.835	29.198
Затраты на погрузку и хранение	11.719	9.140	22.249	24.137
Заработная плата и соответствующие налоги	526	532	1.036	1.057
Услуги управления	69	(27)	69	–
Прочее	1.254	7.173	2.425	9.113
	<b>31.235</b>	<b>33.045</b>	<b>52.614</b>	<b>63.505</b>

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

**ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****17. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ**

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)
Процентные расходы по займам	11.372	14.972	23.558	34.701
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	258	257	386	401
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	56	324	111	647
	<b>11.686</b>	<b>15.553</b>	<b>24.055</b>	<b>35.749</b>

**18. 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. (Прим. 2)

В настоящее время опционы, относящиеся к 2.611.413 акциям, остаются неисполненными («Существующие опционы»); 1.351.413 опционов имеют базовую стоимость 4 доллара США и 1.260.000 опционов имеют базовую стоимость 10 долларов США.

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.

**19. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ**

3 марта 2014 года в соответствии со своей политикой хеджирования ТОО «Жаикмунай» заключило по нулевой стоимости новый договор хеджирования, покрывающий продажи нефти в размере 7.500 баррелей в день или в совокупности 5.482.500 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 на покупку по 111,5 долларов США за баррель и купила опцион на покупку 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.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года изменение в справедливой стоимости производных финансовых инструментов представлено следующим образом:

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)
Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 1 января (аудировано)	60.301	–
Убыток по производным финансовым инструментам	(3.776)	(6.126)
<b>Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 30 июня (неаудировано)</b>	<b>56.525</b>	<b>(6.126)</b>

Убытки и доходы по договору хеджирования, которые не отвечают требованиям учёта хеджирования, признаются непосредственно в прибылях и убытках.

**20. КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ**

Расходы по корпоративному подоходному налогу включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)	2015 (неаудировано)	2014 (неаудировано)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	30,445	30,698	37,395	73,581
Расходы по налогу, удерживаемому у источника выплаты дохода	2,402	297	2,597	684
Корректировка в отношении корпоративного подоходного налога прошлых лет	220	3,450	220	881
Расходы по отложенному налогу	(6,543)	3,362	(3,603)	12,879
<b>Итого расходов по корпоративному подоходному налогу</b>	<b>26,524</b>	<b>37,807</b>	<b>36,609</b>	<b>88,025</b>

Группа применяет метод обязательств для признания расходов по отложенному налогу на прибыль, возникающему на временные разницы между налоговой базой активов и их балансовой стоимостью в финансовой отчетности. Временные разницы в основном возникают в результате применения альтернативных методов амортизации.

**21. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ**

Для целей данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности операции со связанными сторонами включают, в основном, операции между дочерними организациями Компании и участниками и /или их дочерними организациями или ассоциированными компаниями.

По состоянию на 30 июня 2015 года и 31 декабря 2014 года дебиторская задолженность и авансы выданные связанным сторонам, представленным организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2015 (неаудировано)</b>	31 декабря 2014 (аудировано)
ЗАО «КазСтройСервис»	<b>23.832</b>	36.915

По состоянию на 30 июня 2015 года и 31 декабря 2014 года кредиторская задолженность связанных сторон, представленных организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>30 июня 2015 (неаудировано)</b>	31 декабря 2014 (аудировано)
<b>Торговая кредиторская задолженность</b>		
ЗАО «КазСтройСервис»	<b>777</b>	2.753
Telco B.V.	<b>66</b>	29

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года и 30 июня 2014 года, Группа осуществила следующие операции со связанными сторонами, представленными организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу:

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	<b>2015 (неаудировано)</b>	<b>2014 (неаудировано)</b>	<b>2015 (неаудировано)</b>	<b>2014 (неаудировано)</b>
<b>Закупки</b>				
ЗАО «КазСтройСервис»	<b>216</b>	–	<b>1.377</b>	–
<b>Услуги управления и консультационные услуги</b>				
Cervus Business Services	<b>363</b>	642	<b>702</b>	1.207
Crest Capital Management N.V.	<b>188</b>	–	<b>381</b>	–
Telco B.V.	<b>99</b>	–	<b>195</b>	–
TOO "Nostrum Services Central Asia"	–	455	–	455
Nostrum Services CIS BVBA	–	130	–	130

28 июля 2014 года Группа заключила договор с «НГСК КазСтройСервис» («Подрядчик») на строительство третьего блока установки подготовки газа Группы за вознаграждение в размере 150 миллионов долларов США.

Подрядчик является аффилированным лицом Mayfair Investments B.V., который по состоянию на 30 июня 2015 года владел примерно 25,7% простых акций Nostrum Oil & Gas PLC.

Услуги управления и консультационные услуги подлежат уплате в соответствии с Соглашениями о технической помощи, подписанными TOO «Жайкмунай» с TOO «Nostrum Services Central Asia» (ранее TOO «Амершам Ойл») и Nostrum Services CIS BVBA и относящимися к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и иных консультационных услуг. Подписание 19 мая 2014 года договора купли-продажи на приобретение TOO «Nostrum Services Central Asia» и Nostrum Services CIS BVBA привело к элиминации внутригрупповых компенсаций за данные услуги управления и консультационные услуги.

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

---

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года услуги за управление и консультационные услуги были оказаны в соответствии с договорами об аренде бизнес-центра и консультационных услугах, подписанными членами Группы и Cervus Business Services BVBA, Crest Capital Management N.V. и Telco B.V.

Вознаграждения ключевого персонала (представленные краткосрочными выплатами сотрудникам) составили 1.508 тысяч долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 1.628 тысяч долларов США).

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года выплат по обязательствам перед сотрудниками по опциону на акции не производилось (выплаты ключевому персоналу по обязательствам перед сотрудниками по опциону на акции за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года составили 769 тысячу долларов США).

**22. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ 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 2015 года. По мнению руководства, по состоянию на 30 июня 2015 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. Экологическое законодательство и нормативные акты Казахстана подвержены постоянным изменениям и неоднозначным толкованиям. 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.

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

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 2015 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 233.376 тысяч долларов США (31 декабря 2014 года: 248.644 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разведочным работам и освоению 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 семь 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 2015 (неаудировано)</b>	31 декабря 2014 (аудировано)
Не позднее одного года	<b>12.660</b>	14.788
Позднее одного года и не позднее пяти лет	<b>10.467</b>	17.671

Платежи за аренду железнодорожных вагон-цистерн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года, составили 7.845 тысяч долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года: 9.927 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 2020 года включительно.

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

Подлежащие исполнению обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (в редакции от 9 августа 2013 года) требуют от недропользователя:

- i. расходовать 1.000 тысяч долларов США на финансирование развития города Астана в случае коммерческого обнаружения;

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

- ii. инвестировать не менее 16.782 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- iii. возместить исторические затраты в размере 383 тысяч долларов США Государству после начала этапа добычи;
- iv. финансировать расходы на ликвидацию в размере 206 тысяч долларов США.

Подлежащие исполнению обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (после выпуска редакции от 24 февраля 2015 года) требуют от недропользователя:

- i. расходовать не менее 16 тысяч долларов США на профессиональное обучение персонала, привлеченного к работе по контракту в течение периода разведки;
- ii. инвестировать не менее 18.625 тысячи долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- iii. финансировать расходы на ликвидацию в размере 64 тысячи долларов США.

Подлежащие исполнению обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (после выпуска редакции от 24 февраля 2015 года) требуют от недропользователя:

- i. инвестировать не менее 30.226 тысячи долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- ii. финансировать расходы на ликвидацию в размере 177 тысяч долларов США.

**Продажи нефти на внутреннем рынке**

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

**23. 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 2015 (неаудировано)	31 декабря 2014 (аудировано)	30 июня 2015 (неаудировано)	31 декабря 2014 (аудировано)
<i>В тысячах долларов США</i>				
<b>Финансовые инструменты, отражаемые по справедливой стоимости</b>				
Производные финансовые инструменты	56.525	60.301	56.525	60.301
<b>Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости</b>				
Процентные займы	948.193	945.114	923.480	1.037.320
<b>Итого</b>	<b>1.004.718</b>	<b>1.005.415</b>	<b>980.005</b>	<b>1.097.621</b>

Руководство считает, что балансовая стоимость денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных и долгосрочных инвестиций, торговой дебиторской задолженности, торговой кредиторской задолженности и

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

прочих текущих обязательств, не отличается значительно от их справедливой стоимости из-за краткосрочности этих инструментов.

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. Справедливая стоимость производных финансовых инструментов была отнесена к Уровню 3 в иерархии источников справедливой стоимости и рассчитана с использованием модели Блека-Шольца на основании текущей стоимости фьючерсов на нефть марки «Брент», торгуемых на международной торговой площадке «Intercontinental Exchange», со сроками действия в промежутке между текущим периодом и мартом 2016 года.

По состоянию на 30 июня 2015 года и 31 декабря 2014 года, были использованы следующие вводные данные при расчете справедливой стоимости производных финансовых инструментов, варьируемые в зависимости от срока действия фьючерсов:

	<b>30 июня 2015 (неаудировано)</b>	31 декабря 2014 (аудировано)
Стоимость фьючерса на отчетную дату (доллары США)	<b>57.08-62.58</b>	59.2-67.9
Историческая волатильность (%)	<b>16</b>	16.02-17.73
Безрисковая процентная ставка (%)	<b>0.28</b>	0.25-0.67
Сроки истечения действия (месяц)	<b>1-7</b>	3-15

Ожидаемая волатильность отражает предположение, что историческая волатильность, является показателем будущей тенденции движения стоимости фьючерсов, однако фактическое изменение в стоимости, может отличаться от ожидаемой волатильности.

Следующая таблица отражает изменения справедливой стоимости финансовых инструментов в результате изменения волатильности и допущений в цене на нефть:

<i>В тысячах долларов США</i>	<b>Увеличение в допущении</b>	Уменьшение в допущении
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по цене на нефть (+/- 2 доллара США за баррель)	<b>(4.914)</b>	5.598
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по ставке волатильности (+/- 2%)	<b>32</b>	(7)

**24. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ**

3 июля 2015 года было подписано шестое дополнительное соглашение к контракту на недропользование на Ростошинском месторождении, согласно которому период разведки был продлен до 8 февраля 2017.

28 июля 2015 года было подписано одиннадцатое дополнительное соглашение к Контракту, согласно которому период разведки был продлен до 26 мая 2016 года.

10 августа 2015 года Nostrum объявил, что он еще раз обратился к Совету директоров компании Tethys Petroleum Limited (“Tethys”) относительно возможного предложения на весь выпущенный акционерный капитал компании Tethys по цене 0.2185 Канадских долларов за акцию компании Tethys. В ходе данного обращения компании Tethys и Nostrum договорились о кредитном финансировании на сумму в 5 миллионов

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

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

---

долларов США для поддержания краткосрочной ликвидности компании Tethys в течение периода времени, необходимого для реализации любого формального предложения. По состоянию на дату вышеуказанной договоренности, нет никакой уверенности в том, что будет сделано какое-либо предложение, как и отсутствуют условия, на которых какое-либо предложение может быть сделано.