



Промежуточный финансовый отчёт

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 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.
Промежуточный отчет руководства	3
Обзор деятельности	4
Операционные и финансовые показатели деятельности	6
Связанные стороны и сделки со связанными сторонами.....	15
Основные риски и факторы неопределенности	16
Принцип непрерывной деятельности.....	19
Заявление об ответственности.....	20
Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность (неаудировано).....	21
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о финансовом положении	22
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о совокупном доходе	23
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о движении денежных средств	24
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет об изменениях в капитале	25
Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.....	26

Nostrum Oil & Gas PLC

Промежуточный отчет руководства

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 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 2015 год, по состоянию на 31 декабря 2015 года расчетный объем доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 383 млн. б.н.э., из которых 148 млн. б.н.э. составляла сырая нефть и конденсат, 51 млн. б.н.э. – сжиженный углеводородный газ (СУГ), и 184 млн. б.н.э. – товарный газ.

Разрабатываемые месторождения «Nostrum» расположены вблизи Чинаревского месторождения, и в соответствии с отчетом Ryder Scott за 2015 год, по состоянию на 31 декабря 2015 года оцененные вероятные запасы углеводородов на этих трех месторождениях составляют 87,2 млн. б.н.э.

Производственные объекты «Nostrum» располагаются на Чинаревском месторождении и состоят из порядка 41 активной эксплуатационной и нагнетательной скважины, нескольких линий по сбору и транспортировке, установки подготовки нефти с мощностью 400.000 тонн сырой нефти в год, установки подготовки сырого газа для производства конденсата, СУГ и сухого газа с пропускной способностью 1,7 млрд кубометров сырого газа, нефтеконденсатопровода от установок подготовки до погрузочного железнодорожного терминала в Ростошах недалеко от Уральска, 17-километрового газопровода от установки подготовки до трубопровода Оренбург-Новопсков, работающей на природном газе системы производства электроэнергии, складских помещений, вахтового поселка для работников.

Линейка продуктов «Nostrum» включает сырую нефть, стабилизированный конденсат, сухой газ и СУГ. Группа экспортирует 100% производимого конденсата и приблизительно 85-95% СУГ. Весь произведенный сухой газ Группа продает на экспорт через государственное предприятие «КазТрансГаз» («КТГ»). 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 40.000 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.

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 2017 года и к концу 2019 года увеличить годовой объем добычи Компании более чем в два раза по сравнению с уровнем 2015 года.

Промежуточный отчет руководства

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 2016 года и в последующие годы.

Особое внимание обеспечению акционерной стоимости

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

Промежуточный отчет руководства

ОПЕРАЦИОННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Результаты деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 годов

Основные финансовые показатели

В миллионах долларов США (если не указано иного)	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	Изменение	Изменение, %
Выручка	163,5	274,1	(110,6)	(40,4)%
Показатель EBITDA	100,9	152,6	(51,7)	(33,9)%
Маржа по EBITDA	61,7%	55,7%	6,1%	–
Объём денежных средств	111,9	238,1	(126,2)	(53,0)%
Чистый долг	844,3	710,1	134,1	18,9%

Общая информация

В таблице ниже представлены статьи консолидированного отчёта Группы о совокупном доходе за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 годов, в долларах США и в виде процента дохода.

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			
	2016 года (неаудировано)	% от выручки	2015 года (неаудировано)	% от выручки
Выручка	163.459	100,0%	274.053	100,0%
Себестоимость реализованной продукции	(94.494)	57,8%	(100.766)	36,8%
Валовая прибыль	68.965	42,2%	173.287	63,2%
Общие и административные расходы	(19.462)	11,9%	(24.952)	9,1%
Расходы на реализацию и транспортировку	(37.264)	22,8%	(52.614)	19,2%
Финансовые затраты	(21.190)	13,0%	(24.055)	8,8%
Финансовые затраты - реорганизация	–	0,0%	(1.053)	0,4%
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	1.983	1,2%	(2.730)	1,0%
Убыток от курсовой разницы	(6.787)	4,2%	(1.244)	0,5%
Убыток по производным финансовым инструментам	(40.729)	24,9%	(3.776)	1,4%
Доход по процентам	241	0,1%	111	0,0%
Прочие доходы	4.002	2,4%	2.999	1,1%
Прочие расходы	(6.323)	3,9%	(14.131)	5,2%
(Убыток)/прибыль до налогообложения	(56.564)	34,6%	51.842	18,9%
Расходы по корпоративному подоходному налогу	746	0,5%	(36.609)	13,4%
(Убыток)/прибыль за период	(55.818)	34,1%	15.233	5,6%

Прибыль Группы уменьшилась на 71,1 миллионов долларов США с 15,2 миллионов долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года до убытка в 55,8 миллионов долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года («отчетный период»), что было вызвано, в первую очередь, уменьшением выручки от реализации и понесенным убытком по производным финансовым инструментам.

Выручка от реализации

Выручка от реализации Группы уменьшилась на 40,4% до 163,5 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 274,1 миллионов долларов США). В первую очередь это было вызвано снижением средней цены на нефть марки Brent с 59,4 долларов США в течение первого полугодия 2015 года до 41,0 долларов США в течение отчетного периода. Формирование цен на весь объем сырой нефти, конденсата и СПГ прямо или косвенно зависит от цены на нефть марки Brent.

Промежуточный отчет руководства

Выручка от реализации трём крупнейшим клиентам Группы составила за отчетный период 41,3 миллиона долларов США, 33,8 миллиона долларов США и 25,2 миллиона долларов США, соответственно (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 99,6 миллиона долларов США, 61,3 миллиона долларов США и 51,6 миллиона долларов США).

В таблице ниже представлена разбивка выручки от реализации Группы по продуктам и объемам продаж за отчетный период и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года:

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	Изменение	Изменение, %
Нефть и газовый конденсат	106.326	183.952	(77.626)	(42,2)%
Газ и СУГ	57.133	90.101	(32.968)	(36,6)%
Итого реализация	163.459	274.053	(110.594)	(40,4)%
Объемы продаж (б.н.э.)	7.038.399	7.832.609	(794.210)	(10,1)%
Средняя цена сырой нефти марки Brent (долларов США/баррель)	41,0	59,4		

В таблице ниже представлена разбивка выручки от реализации Группы на экспорт/на внутреннем рынке за отчетный период и за первое полугодие 2016 года:

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	Изменение	Изменение, %
Выручка от продаж на экспорт	136.869	259.348	(122.479)	(47,2)%
Выручка от продаж на внутреннем рынке	26.590	14.705	11.885	80,8%
Итого	163.459	274.053	(110.594)	(40,4)%

Себестоимость реализации

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	Изменение	Изменение, %
Износ, истощение и амортизация	62.917	56.055	6.862	12,2%
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	10.511	14.050	(3.539)	(25,2)%
Заработная плата и соответствующие налоги	5.599	10.038	(4.439)	(44,2)%
Роялти	4.169	9.772	(5.603)	(57,3)%
Прочие услуги по транспортировке	3.356	1.258	2.098	166,8%
Изменение в запасах	3.159	277	2.882	1040,4%
Материалы и запасы	1.943	3.668	(1.725)	(47,0)%
Затраты на ремонт скважин	1.342	1.874	(532)	(28,4)%
Доля государства в прибыли	899	1.251	(352)	(28,1)%
Экологические сборы	215	1.007	(792)	(78,6)%
Прочее	384	1.516	(1.132)	(74,7)%
Итого	94.494	100.766	(6.272)	(6,2)%

Себестоимость реализации уменьшилась на 6,2% до 94,5 миллионов долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 100,8 миллионов долларов США). Такое уменьшение преимущественно связано с изменением размера роялти, описанным ниже, заработной платы и соответствующих налогов, а также с уменьшением расходов на ремонт, техобслуживание и прочие услуги, частично

Промежуточный отчет руководства

компенсируемых возросшими расходами на износ, истощение и амортизацию. В расчете на б.н.э. себестоимость реализации незначительно увеличилась на 0,57 доллара США или 4,4%, до 13,43 долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 12,86 долларов США), а себестоимость реализации за вычетом износа в расчете на б.н.э. увеличилась на 1,22 доллара США, или 21,4%, до 4,49 долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 5,71 доллар США).

Износ, истощение и амортизация увеличились на 12,2% до 62,9 миллионов долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 56,1 миллионов долларов США). Увеличение износа за первое полугодие 2016 года по сравнению с первым полугодием 2015 года является следствием изменения пропорции между объемом произведенной продукции и доказанными разрабатываемыми запасами.

Расходы на ремонт, техническое обслуживание и другие услуги уменьшились на 25,2% до 10,5 миллионов долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 14,1 миллионов долларов США). Данные расходы включают в себя расходы на техобслуживание, связанное с газоперерабатывающим комплексом и прочими объектами Группы, расходы на осуществление инженерно-технических работ и геофизические исследования. Данные затраты колеблются в зависимости от запланированных работ по определенным объектам. Их уменьшение в отчетном периоде в основном связано с девальвацией тенге.

Заработная плата и соответствующие налоги уменьшились на 44,2% до 5,6 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 10,0 миллионов долларов США). Это, главным образом, обусловлено девальвацией тенге в течение отчетного периода, поскольку большая часть расходов на оплату труда выражены в тенге.

Расходы на уплату роялти, которые рассчитываются на основе объема добычи и рыночных цен различных продуктов, уменьшились на 57,3% до 4,2 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 9,8 миллионов долларов США). Данное уменьшение является следствием снижения выручки от реализации.

Прочие услуги по транспортировке увеличились на 166,8% до 3,4 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 1,3 миллионов долларов США). Такое увеличение объясняется тем, что с 4 квартала 2015 года для оказания услуг по транспортировке, ранее предоставляемых в рамках Группы, были привлечены сторонние организации. Таким образом в настоящее время эти затраты, например, включают арендную плату за транспортные средства.

Общие и административные расходы

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			Изменение, %
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	Изменение	
Заработная плата и соответствующие налоги	7.238	9.238	(2.000)	(21,6)%
Профессиональные услуги	4.052	6.178	(2.126)	(34,4)%
Командировочные расходы	2.350	2.706	(356)	(13,2)%
Обучение персонала	1.918	1.767	151	8,5%
Износ и амортизация	985	832	153	18,4%
Страховые сборы	621	818	(197)	(24,1)%
Спонсорская помощь	452	867	(415)	(47,9)%
Плата за аренду	366	404	(38)	(9,4)%
Услуги связи	285	442	(157)	(35,5)%
Комиссии банка	206	315	(109)	(34,6)%
Материалы и запасы	166	303	(137)	(45,2)%
Прочие налоги	160	220	(60)	(27,3)%
Социальная программа	157	150	7	4,7%
Прочее	506	712	(206)	(28,9)%
Итого	19.462	24.952	(5.490)	(22,0)%

Общие и административные расходы уменьшились на 22,0% до 19,5 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 25,0 миллионов долларов США). В основном это обусловлено снижением расходов на профессиональные услуги, главным образом, судебные издержки, а также на заработную плату и соответствующие налоги. Сокращение фонда заработной платы и соответствующих

Промежуточный отчет руководства

налогов было обусловлено девальвацией тенге в течение отчетного периода, а также проводящейся в рамках Группы программой по оптимизации персонала.

Расходы на реализацию и транспортировку

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			Изменение, %
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	Изменение	
Затраты на погрузку и хранение	17.759	22.249	(4.490)	(20,2)%
Транспортные затраты	14.333	26.835	(12.502)	(46,6)%
Заработная плата и соответствующие налоги	612	1.036	(424)	(40,9)%
Услуги управления	70	69	1	1,4%
Прочее	4.490	2.425	2.065	85,2%
Итого	37.264	52.614	(15.350)	(29,2)%

Расходы на реализацию и транспортировку уменьшились на 29,2% до 37,3 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 52,6 миллионов долларов США). в связи с уменьшением тарифов на железнодорожные перевозки и аренду железнодорожных цистерн, а также уменьшением объема продаж в течение отчетного периода по сравнению с 1 полугодием 2015 года.

Финансовые затраты

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			Изменение, %
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	Изменение	
Процентные расходы по займам	20.554	23.558	(3.004)	(12,8)%
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	370	386	(16)	(4,1)%
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	215	111	104	93,7%
Расходы по финансовой аренде	51	-	51	-
Итого	21.190	24.055	(2.865)	(11,9)%

Финансовые затраты уменьшились на 11,9% до 21,2 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 24,1 миллионов долларов США). В первом полугодии 2015 года данные затрат были выше из-за более низких капитализированных процентов.

Финансовые затраты - реорганизация

«Финансовые затраты - реорганизация» представлены дополнительными затратами, связанными с введением «Nostrum Oil & Gas PLC» в качестве новой холдинговой компании Группы, и соответствующей реорганизацией, которая имела место в июне 2014 года. В текущем отчетном периоде подобных расходов признано не было.

Прочее

Отрицательная курсовая разница за отчетный период составила 6,8 миллиона долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 1,2 миллиона долларов США). Более высокие расходы в первом полугодии 2015 года объясняются девальвацией тенге в отчетном периоде.

Прочие расходы уменьшились на 55,3% до 6,3 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 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. С 1 января 2016 года таможенные органы Казахстана изменили таможенные пошлины на экспорт нефти с 60 долларов США за тонну до 40 долларов США за тонну.

Расходы по корпоративному подоходному налогу уменьшились на 102,0% до 0,7 миллионов долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 36,6 миллионов долларов США).

Промежуточный отчет руководства

Уменьшение расходов по корпоративному подоходному налогу, главным образом, вызвано 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 отчёта о движении денежных средств Группы за отчетный период и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года:

В тысячах долларов США	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2016	2015
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	165.560	375.443
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности	78.907	55.616
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности ¹	(99.184)	(151.841)
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности	(33.409)	(83.120)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты	1	(38)
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	111.875	196.060

¹ Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года, 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

Чистые денежные потоки от операционной деятельности составили 78,9 миллионов долларов США за отчетный период (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 55,6 миллионов долларов США), и в основном относились к:

- убытку до налогообложения за отчетный период в 56,6 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: прибыль в 51,8 миллионов долларов США), после корректировок на начисления по износу, истощению и амортизации на сумму 63,9 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 56,9 миллионов долларов США), и финансовые затраты на сумму 21,2 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 24,1 миллионов долларов США).
- изменению в оборотном капитале в размере 2,1 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 53,3 миллионов долларов США) которое преимущественно связано с уменьшением торговой дебиторской задолженности в размере 8,2 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: увеличение в размере 61,7 миллионов долларов США), увеличением в предоплате и прочих краткосрочных активов в размере 5,5 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: увеличение в размере 4,6 миллионов долларов США), увеличением в торговой кредиторской задолженности в размере 3,5 (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: увеличение в размере 10,3 миллионов долларов США) и уменьшением в прочих краткосрочных обязательствах в размере 4,9 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 2,6 миллионов долларов США).
- подоходному налогу, выплаченному в размере 8,5 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 31,9 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.

Промежуточный отчет руководства

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности за отчетный период составили 99,2 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 151,8 миллионов долларов США) в основном из-за расходов связанных с бурением новых скважин в размере 34,1 миллионов долларов США в отчетном периоде (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 42,3 миллионов долларов США), затрат, связанных с третьим блоком газоперерабатывающего комплекса в размере 60,5 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 48,7 миллионов долларов США) и затрат, связанных с Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями в размере 4,4 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 3,5 миллионов долларов США).

Чистые денежные потоки от / (использованные в) финансовой деятельности

Чистые денежные потоки использованные в финансовой деятельности в течение отчетного периода, составили 33,4 миллиона долларов США и в основном состояли из финансовых затрат, выплаченных Группой по Облигациям 2012 и 2014. Сумма чистых денежных потоков использованных в финансовой деятельности в течение первого полугодия 2015 года составляла 83,1 миллионов долларов США и в основном состояла из выплаты распределений в размере 49,1 миллионов долларов США и финансовых затрат на Облигации 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 выполнения обязательств по мере их возникновения. В следующей таблице представлены сроки погашения финансовых обязательств Группы на 30 июня 2016 года, исходя из недисконтированных платежей в соответствии с договорными условиями:

На 30 июня 2016 года	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	16.670	49.564	1.096.207	2.089	1.164.530
Торговая кредиторская задолженность	38.900	–	6.152	–	–	45.052
Прочие краткосрочные обязательства	18.879	–	–	–	–	18.879
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	10.051	15.206
	57.779	16.928	56.489	1.100.331	12.140	1.243.667

Обязательства инвестиционного характера

В течение отчетного периода денежные средства «Nostrum», использованные в рамках в капитальных затрат на покупку основных средств (исключая НДС), приблизительно составили 98,7 миллионов долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 131,3 миллионов долларов США). Данная сумма включает затраты на бурение, обустройство месторождения и затраты на разработку установки подготовки нефти и установки подготовки газа.

Бурение

Расходы на бурение составили 34,1 миллиона долларов США за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 40,5 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. Компания Nostrum продолжает добиваться стабильного прогресса при строительстве УПГЗ. После продолжительного падения цен на нефть, начиная со второго полугодия 2015 года и по сегодняшний день, компания Nostrum приняла решение производить поэтапные платежи для УПГЗ в 2016 и 2017 годах, для того, чтобы они совпадали с профилем выплат по договору хеджирования, который был заключен в декабре 2015 года. Завершение строительства остается запланированным на 2017 год. Общий бюджет строительства УПГЗ останется на уровне 500 миллионов долларов США (из них 322 миллиона долларов США уже были израсходованы на 30 июня 2016 года).

Промежуточный отчет руководства

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. В течение рассматриваемого периода цена сырой нефти марки Brent испытывала значительные колебания. По данным агентства «Блумберг», международные цены сырой нефти марки Brent испытывали колебания в диапазоне от приблизительно 45,2 долларов США за баррель до приблизительно 69,6 долларов США за баррель в первой половине 2015 года и между 27,9 долларов США за баррель и 52,5 долларов США за баррель в течение отчетного периода.

	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2016	2015
Средняя цена сырой нефти марки Brent (доллар США/баррель)	41,0	59,4

Во время значительных немасштабируемых капитальных затрат Группа осуществляет политику хеджирования от неблагоприятных изменений цен на нефть. Принимая во внимание контракты, которые заключило ТОО «Жаикмунай» с различными поставщиками оборудования для третьей установки подготовки газа, «Nostrum» внимательно следит за рынком хеджирования.

В соответствии со своей политикой хеджирования, 3 марта 2014 года Группа заключила долгосрочный договор хеджирования с нулевой разовой комиссией, покрывающий продажи нефти в размере 7.500 баррелей в день или в совокупности 5.482.500 баррелей на срок до 29 февраля 2016 года, который был продан до истечения срока действия за 92.255 тысяч долларов США 14 декабря 2015 года.

14 декабря 2015 года, Группа заключила новый долгосрочный договор хеджирования на сумму 92.000 тысяч долларов США, покрывающий продажи нефти в размере 14.674 баррелей в день для первого расчетного периода и 15.000 баррелей в день для последующих расчетных периодов в общем количестве 10.950.000 баррелей до 14 декабря 2017 года. Контрагентом по договору хеджирования является «VTB Capital plc». На основании договора хеджирования Группа купила пут опцион, который защищает Группу от любого падения цен на нефть ниже 49,16 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 2015 года.

	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			
	2016	2015	Отклонение (бнэ/сут)	Изменение, %
Общая средняя добыча (б.н.э./сут.)	38.993	44.337	(5.344)	(12,1)%
Общая добыча (б.н.э.)	7.096.792	8.025.041	(928.249)	(11,6)%

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 66,6% от общей себестоимости реализации за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 55,6%). 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 11,1% от общей себестоимости реализации (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 13,9%). 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 - 1,4% и 1,9% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 годов, соответственно.

Затраты на финансирование

Затраты на финансирование в отчетном периоде состояли из расходов по процентам по Облигациям 2012, выпущенными компанией «Zhaikmunaı International B.V.» в ноябре 2012 года и Облигациям 2014, выпущенными компаниями «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в ноябре 2014 года; амортизации дисконта по суммам, причитающимся Правительству Казахстана и амортизации дисконта по обязательству по ликвидации и восстановлению участка.

Расходы по процентам в отчетном периоде состояли исключительно из процентов по Облигациям 2012 и Облигациям 2014. Капитализированные затраты по займам (включая долю процентных затрат и амортизацию комиссий по выдаче займов) составили 15,3 миллиона долларов США в отчетном периоде (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 12,3 миллионов долларов США). Некапитализированные затраты составили 20,6 миллионов долларов США в отчетном периоде (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 23,6 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, снижена до 60 долларов США за тонну в марте 2015 года и далее снижена до 40 долларов США за тонну в январе 2016 года.

Для целей корпоративного подоходного налога с 1 января 2007 года Группа рассматривает свою выручку от реализации нефти и газа из Турнейского горизонта в качестве налогооблагаемого дохода, а свои расходы, связанные с Турнейским горизонтом - в качестве вычитаемых расходов, за исключением тех расходов, которые не подлежат вычету в соответствии с налоговым законодательством Казахстана. Активы, относящиеся к Турнейской залежи, которые были приобретены на этапе разведки, амортизируются в целях налогообложения по максимальной ставке 25,0% годовых. Активы, относящиеся к Турнейской залежи, которые были приобретены после начала этапа добычи, амортизируются по ставкам амортизации в соответствии с казахстанским налоговым режимом 1997 года, которые составляют от 5% до 25%, в зависимости от характера актива. 11 марта 2016 года Министерство энергетики Республики Казахстан одобрило продление периода этапа разведки на Чинаревском месторождении до 26 мая 2018 года. 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,

Промежуточный отчет руководства

«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 4,4% от общей стоимости реализации за отчетный период (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 9,7%). Что касается доли прибыли Государства, она представляет собой 1,0% от общей себестоимости реализации за первое полугодие 2016 года (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 1,2%).

Промежуточный отчет руководства

СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

За исключением описанных в Примечании 22 к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, других сделок со связанными сторонами, заключенных в течение отчетного периода, заключено не было.

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 2015 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, УПГЗ и бурение скважин, подвержены обычным рискам, связанным с задержками, невыполнением и перерасходом средств, что может в будущем повлиять на добычу и производительность Группы.</p>	<p>Группа сформировала опытную команду управления проектом и надеется извлечь выгоду из технических знаний и значительного опыта полученного при строительстве УПГ1 и УПГ2 для строительства УПГ3. Команда по управлению проектом отчитывается на ежемесячной основе перед руководством и Советом директоров о прогрессе проектирования, закупок и строительства.</p> <p>Группа уже завершила большинство процессов закупок для УПГ3 и контролирует материально-техническое обеспечение, инженерные работы доставки материалов и оборудования на постоянной основе. АО "НГСК КазСтройСервис" привлечен для участия в строительстве УПГ3, имея опыт аналогичных проектов в том числе УПГ1 и УПГ2, и других крупных проектов в Казахстане.</p> <p>Высший руководящий состав и Совет директоров постоянно контролируют сроки и объемы выполнения программы бурения и корректируют ее учитывая статус развития проекта УПГ3 и текущей цены на нефть. Подробная программа бурения утверждается руководством для каждой скважины, которая является основой отчетности хода выполнения работ и расходов.</p>
Риски, связанные с товарной ценой	<p>Группа подвержена риску, что на ее будущие доходы будет негативно влиять изменения в рыночной цене сырой нефти, учитывая, что все цены продажи 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.</p> <p>Группу так же 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>Политика хеджирования Группы предусматривает хеджирование добычи жидких продуктов при заключении долгосрочных контрактов, связанных с капитальными инвестициями без возможности увеличения их объема.</p> <p>В декабре 2015 года, компания Nostrum объявила, что она перевела свой ранее существовавший договор хеджирования в новый, покрывающий продажи нефти в размере 15 000 баррелей нефти в день с ценой реализации в 49,16 долларов США за баррель. Стоимость договора хеджирования была полностью выплачена денежными средствами, полученными от продажи предыдущего договора хеджирования Компании на сумму в 92 млн. долларов США. Новое договор хеджирования имеет срок действия в 24 месяца, со сроком погашения в декабре 2017 года, и производением денежных расчетов на ежеквартальной основе</p> <p>Руководство и Совет директоров постоянно контролируют сроки и объемы выполнения программы бурения, учитывая ситуацию с ценой на нефть.</p>

Промежуточный отчет руководства

Операционные риски	Описание риска	Управление риском
Один источник дохода и простой предприятия	Деятельность Группы на Чинаревском нефтяном и газоконденсатном месторождении в настоящее время является единственным источником выручки Группы.	Группа имеет команду преданных специалистов, которые оценивают возможные приобретения нефтегазовых месторождений и активов. В 2013 году Группа завершила приобретение прав на недропользование для трех нефтегазовых месторождений возле Чинаревского месторождения. Программа бурения скважин на 2016 год первоначально будет нацелена на добавление трех новых добывающих скважин на Чинаревском месторождении и завершение одной разведочной скважины на Ростошинском месторождении. Программа бурения скважин рассматривается на ежеквартальной основе и может быть увеличена незамедлительно. Дополнительное соглашение было подписано для Ростошинского месторождения, и период разведки продлен до февраля 2017 года. Впоследствии период разведки для Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений был продлен до 31 декабря 2017 года.
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 высоко-квалифицированными геологами, которые проводят периодическую оценку запасов нефти и газа в соответствии с международными стандартами по оценкам запасов. Результаты оценки проверяются независимым консультантом Группы по оценке запасов углеводородов, Ryder Scott.
Риски нормативно-правового несоответствия	Описание риска	Управление риском
Соглашения о недропользовании	Возможны разногласия Группы с Правительством Казахстана относительно ее деятельности по недропользованию или выполнению требований договоров по недропользованию.	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 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.	Департамент ОТ, ТБ и ООС Группы был усилен 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

Промежуточный отчет руководства

		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.
Финансовые риски	Описание риска	Управление риском
Неопределенность налогового законодательства	Неопределенность применения, включая применение с обратной силой налогового законодательства и изменения налогового законодательства в Казахстане создают риски дополнительных налоговых 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 неуместности предположений в отношении непрерывности деятельности.	Мониторинг риска ликвидности осуществляется на ежемесячной основе и руководства компании стремятся обеспечить достаточность средств для выполнения Группой своих обязательств по мере их возникновения. Политика казначейства состоит в том, чтобы Группа поддерживала уровень денежных средств не менее 50 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.

Подписанно от имени совета директоров:

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 2016 года

Данный документ является неофициальным переводом промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности компании Nostrum Oil & Gas PLC, опубликованной 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.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о финансовом положении

По состоянию на 30 июня 2016 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	3	37.496	36.917
Гудвил		32.425	32.425
Основные средства	4	1.730.189	1.605.756
Денежные средства, ограниченные в использовании	8	5.751	5.375
Авансы, выданные за долгосрочные активы	5	58.214	130.660
Производные финансовые инструменты	21	13.492	43.005
		1.877.567	1.854.138
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы		26.630	28.951
Торговая дебиторская задолженность	6	39.501	31.337
Предоплата и прочие краткосрочные активы	7	36.947	27.411
Производные финансовые инструменты	21	18.096	54.095
Предоплата корпоративного подоходного налога		5.503	26.926
Денежные средства и их эквиваленты	8	111.875	165.560
		238.552	334.280
ИТОГО АКТИВОВ		2.116.119	2.188.418
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Акционерный капитал и резервы			
Акционерный капитал	9	3.203	3.203
Собственные акции		(1.888)	(1.888)
Нераспределенная прибыль и резервы		716.701	772.441
		718.016	773.756
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	11	940.726	936.470
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка		16.143	15.928
Задолженность перед Правительством Казахстана		5.631	5.777
Обязательство по отложенному налогу		331.502	347.769
		1.294.002	1.305.944
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	11	15.421	15.024
Обязательства по опционам на акции сотрудникам	19	2.301	4.284
Торговая кредиторская задолженность	12	45.052	41.463
Авансы полученные		428	245
Задолженность по корпоративному подоходному налогу		1.119	1.692
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана		1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	13	38.749	44.979
		104.101	108.718
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		2.116.119	2.188.418

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

Кай-Уве Кессель

Ян-Пу Мюллер

Генеральный директор

Финансовый директор

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 26 по 44 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о совокупном доходе

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года

В тысячах долларов США	Прим.	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
		2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)
Выручка					
Выручка от продаж на экспорт		88.187	183.722	136.869	259.348
Выручка от продаж на внутреннем рынке		1.352	(10.008)	26.590	14.705
	14	89.539	173.714	163.459	274.053
Себестоимость реализованной продукции	15	(48.213)	(54.709)	(94.494)	(100.766)
Валовая прибыль		41.326	119.005	68.965	173.287
Общие и административные расходы	16	(9.214)	(12.668)	(19.462)	(24.952)
Расходы на реализацию и транспортировку	17	(21.111)	(31.235)	(37.264)	(52.614)
Финансовые затраты	18	(10.658)	(11.686)	(21.190)	(24.055)
Финансовые затраты - реорганизация		-	(1.053)	-	(1.053)
Корректировка до справедливой стоимости опционов на акции сотрудников	19	(577)	(257)	1.983	(2.730)
Убыток от курсовой разницы		(3.176)	(258)	(6.787)	(1.244)
Убыток по производным финансовым инструментам	21	(44.287)	(13.781)	(40.729)	(3.776)
Доход по процентам		141	75	241	111
Прочие доходы		2.346	1.884	4.002	2.999
Прочие расходы		(3.444)	(7.020)	(6.323)	(14.131)
(Убыток)/прибыль до налогообложения		(48.654)	43.006	(56.564)	51.842
Расходы по текущему подоходному налогу		(13.975)	(33.066)	(15.535)	(40.212)
Расходы по отложенному налогу		19.118	6.542	16.281	3.603
Расходы по корпоративному подоходному налогу	20	5.143	(26.524)	746	(36.609)
(Убыток)/прибыль за период		(43.511)	16.482	(55.818)	15.233
Итого доход, который может быть впоследствии реклассифицирован в состав прибыли или убытка					
Курсовая разница		151	-	93	-
Прочий совокупный доход		151	-	93	-
Итого совокупного (расхода)/дохода за период		(43.360)	16.482	(55.725)	15.233
(Убыток)/прибыль за период, приходящаяся на акционеров (в тысячах долларов США)				(55.725)	15.233
Средневзвешенное количество акций				184.828.819	184.828.819
Базовый и разводненный (убыток)/прибыль на акцию (в долларах США)				(0,30)	0,08

Все статьи в вышеуказанном отчете получены от продолжающейся деятельности.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 26 по 44 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о движении денежных средств

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года

В тысячах долларов США	Прим.	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
		2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)
Денежные потоки от операционной деятельности:			
(Убыток)/прибыль до налогообложения		(56.564)	51.842
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	15,16	63.902	56.887
Финансовые затраты - реорганизация		–	1.053
Финансовые затраты		21.190	24.055
Корректировку до справедливой стоимости опционов на акции сотрудникам		(1.983)	2.730
Доход по процентам		(241)	(111)
Положительную курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		(1.228)	(93)
Убыток от выбытия основных средств		53	7
Поступления от продажи производных финансовых инструментов	21	24.783	–
Расход по производным финансовым инструментам	21	40.729	3.776
Начисленные расходы		(1.163)	625
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		89.478	140.771
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		2.322	(970)
Изменения в торговой дебиторской задолженности		(8.164)	(61.655)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		5.525	4.593
Изменения в торговой кредиторской задолженности		3.513	10.300
Изменения в авансах полученных		184	(2.425)
Погашение обязательств перед Правительством Казахстана		(516)	(515)
Изменения в прочих текущих обязательствах		(4.927)	(2.611)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		87.415	87.488
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(8.508)	(31.872)
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности		78.907	55.616
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Проценты полученные		241	111
Приобретение основных средств		(98.671)	(131.338)
Работы, связанные с разведкой и оценкой		(754)	(1.318)
Приобретение дочерних организаций		–	(2.296)
Размещение банковских депозитов		–	(42.000)
Выплата банковских депозитов		–	25.000
Чистый денежный поток в результате инвестиционной деятельности		(99.184)	(151.841)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Финансовые затраты		(32.812)	(32.809)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании		(376)	(264)
Выплата распределений		–	(49.060)
Финансовые затраты - реорганизация		–	(987)
Погашение задолженности по финансовой аренде		(221)	–
Чистый денежный поток в результате финансовой деятельности		(33.409)	(83.120)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		1	(38)
Чистое уменьшение денежных средств и их эквивалентов		(53.685)	(179.383)
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	8	165.560	375.443
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	8	111.875	196.060

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 26 по 44 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет об изменениях в капитале

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Акционерный капитал	Собственные акции	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2015 года (аудировано)		3.203	(1.888)	261.289	655.076	917.680
Прибыль за период		–	–	–	15.233	15.233
Итого совокупного дохода за период		–	–	–	15.233	15.233
Распределения		–	–	–	(49.060)	(49.060)
Затраты по сделке		–	–	–	(14)	(14)
На 30 июня 2015 года (неаудировано)		3.203	(1.888)	261.289	621.235	883.839
Убыток за период		–	–	–	(109.598)	(109.598)
Прочий совокупный расход		–	–	(456)	–	(456)
Итого совокупного расхода за период		–	–	(456)	(109.598)	(110.054)
Затраты по сделке		–	–	–	(29)	(29)
На 31 декабря 2015 года (аудировано)		3.203	(1.888)	260.833	511.608	773.756
Убыток за период		–	–	–	(55.818)	(55.818)
Прочий совокупный доход		–	–	93	–	93
Итого совокупного расхода за период		–	–	93	(55.818)	(55.725)
Затраты по сделке		–	–	–	(15)	(15)
На 30 июня 2016 года (неаудировано)		3.203	(1.888)	260.926	455.775	718.016

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 26 по 44 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. 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 финансовую позицию и результаты деятельности Nostrum Oil & Gas PLC и его следующих дочерних организаций:

Компания	Страна регистрации	Форма капитала	Доля участия, %
ООО «Грандстиль»	Российская Федерация	Доли участия	100
ТОО «Жаикмунай»	Республика Казахстан	Доли участия	100
ООО «Нострум изэндпи сервисиз» ¹	Российская Федерация	Доли участия	100
ТОО «Nostrum Associated Investments» ²	Республика Казахстан	Доли участия	100
ТОО «Nostrum Services Central Asia» ³	Республика Казахстан	Доли участия	100
Claydon Industrial Limited	Британские Виргинские Острова	Обыкновенные акции	100
Jubilata Investments Limited	Британские Виргинские Острова	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. ⁴	Нидерланды	Доли участников	100
Nostrum Oil & Gas BV ⁵	Нидерланды	Обыкновенные акции	100
Nostrum Oil & Gas UK Ltd.	Англия и Уэльс	Обыкновенные акции	100
Nostrum Services CIS BVBA ⁶	Бельгия	Обыкновенные акции	100
Nostrum Services N.V. ⁷	Бельгия	Обыкновенные акции	100

¹ Ранее ООО «Инвестпрофи»

² Ранее ТОО «Конденат-Холдинг»

³ Ранее ТОО «Америшам Ойл»

⁴ Ранее Nostrum Oil Coöperatief U.A.

⁵ Ранее Zhaikmunai Netherlands B.V., которая в течение 2015 года также была объединена с Nostrum Oil & Gas Finance BV и Nostrum Oil BV

⁶ Ранее Prolag BVBA

⁷ 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 2016 года, Группа имеет 1.029 сотрудника (30 июня 2015: 1.103).

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.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

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

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. 28 июля 2015 года было подписано одиннадцатое дополнительное соглашение к Контракту на продление периода разведки до 26 мая 2016. Заявка ТОО «Жаикмунай» на дальнейшее продление периода разведки на Чинаревском месторождении сроком до 26 мая 2018 года было согласовано Министерством Энергетики 11 марта 2016 года.

Контракт на разведку и добычу углеводорода 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 дальнейшем, период разведки был продлен 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. В дальнейшем, период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2017 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. В дальнейшем период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2017 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.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И КОНСОЛИДАЦИИ

Основа подготовки

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 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

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

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 2015 года, подготовленной в соответствии с МСФО, принятыми Европейским Союзом.

Промежуточная финансовая информация за три месяца, закончившихся 30 июня 2016 года и 30 июня 2015 года не была ни аудирована, ни проверена аудиторами. Промежуточная финансовая информация за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года и 30 июня 2015 года является неаудированной и не является обязательной отчетностью, как это определено в разделе 435 Закона о компаниях 2006 г. Сравнительная финансовая информация за год, закончившийся 31 декабря 2015 года была получена из обязательной финансовой отчетности за этот год. Обязательная отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2015 года была утверждена Советом директоров 29 марта 2016 года и предоставлена в Бюро регистрации компаний. Отчет независимых аудиторов в отношении этой отчетности был безусловно-положительным.

Реорганизация Группы

Группа была образована посредством реорганизации, в результате которой компания Nostrum Oil & Gas PLC стала новой материнской компанией Группы. 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 отчета. Соответственно, они продолжают придерживаться принципа непрерывной деятельности при подготовке промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.

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

Принципы учета, принятые при составлении промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, соответствуют принципам, применяемым при составлении годовой финансовой отчетности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, за исключением принятых на 1 января 2016 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже, которые не повлияли на Группу.

- *Поправки к МСФО (IFRS) 10, МСФО (IFRS) 12 и МСФО (IAS) 28 – Инвестиционные организации: применение освоенного от необходимости консолидации*
- *Поправки к МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28 – Продажа или взнос активов в сделках между инвестором и его ассоциированной организацией или совместным предприятием*
- *Поправки к МСФО (IFRS) 11 – Учет приобретения долей участия в совместной деятельности*
- *МСФО (IFRS) 14 – Регулируемые отложенные счета*
- *Поправки к МСФО (IAS) 1 – Инициатива в сфере раскрытия информации*
- *Поправки к МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38 – Разъяснения к методам учета амортизации*
- *Поправки к МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 41 – Сельское хозяйство: плодовые растения*
- *Поправки к МСФО (IAS) 27 – Метод долевого участия применительно к отдельной финансовой отчетности*
- *Ежегодные усовершенствования к МСФО: цикл 2012-2014 гг.*

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.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

- Поправки к МСФО (IAS) 7 – Инициатива в сфере раскрытия информации (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2017)
- Поправки к МСФО (IAS) 12 – Признание отложенных налоговых активов в отношении нерезализованных убытков (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2017)
- МСФО (IFRS) 15 – Выручка по договорам с покупателями (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2018)
- МСФО (IFRS) 9 – Финансовые инструменты (выпущенный в 2014 году) (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2018)
- МСФО (IFRS) 16 – Договоры аренды (вступает в силу для годовых отчетных периодов, начиная с 1 января 2019)

3. АКТИВЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
Затраты по приобретению прав на недропользование	15.835	15.835
Расходы на геологические и геофизические исследования	21.661	21.082
	37.496	36.917

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года, поступления в активы, связанные с разведкой и оценкой Группы, составили 579 тысяч долларов США, которые включают преимущественно капитализированные расходы на геологические исследования и расходы на бурение (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 1.052 тысяч долларов США). Затраты по процентам капитализированы не были.

4. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года, поступления в основные средства Группы составили 188.412 тысяч долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 126.804 тысяч долларов США). Эти поступления в основном относились к затратам на бурение, строительство третьей установки подготовки газа для газоперерабатывающего комплекса и капитализированным процентам в размере 14.704 тысяч долларов США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 5.763 тысяч долларов США).

По состоянию на 30 июня 2016 года чистая балансовая стоимость основных средств, находящихся в финансовом лизинге, составила 13.666 тысяч долларов США (31 декабря 2015 года: ноль) (Примечание 23).

В отношении инвестиционных обязательств см. Примечание 23.

5. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

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

6. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 30 июня 2016 года и 31 декабря 2015 года торговая дебиторская задолженность не была процентной и, в основном, была выражена в долларах США. Средний срок погашения торговой дебиторской задолженности составляет 30 дней.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

По состоянию на 30 июня 2016 года и 31 декабря 2015 года у Группы не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности.

7. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 30 июня 2016 года и 31 декабря 2015 года предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
НДС к получению	19.942	18.709
Авансы выданные	5.334	4.254
Прочие налоги к получению	9.459	2.888
Прочее	2.212	1.560
	36.947	27.411

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

8. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
Текущие счета в долларах США	64.639	114.346
Текущие счета в тенге	1.217	2.038
Текущие счета в других валютах	8.006	7.167
Кассовая наличность	13	9
Банковские депозиты со сроком погашения менее трех месяцев	38.000	42.000
	111.875	165.560

Банковские депозиты на 31 декабря 2015 года были представлены в виде процентного депозита, размещенного 30 декабря 2015 года сроком на один месяц с процентной ставкой 0,25% годовых и процентного депозита, размещенного 23 июня 2015 года сроком на шесть месяцев с процентной ставкой 0,45% годовых.

Банковские депозиты на 30 июня 2016 года были представлены в виде процентного депозита, размещенного 27 июня 2016 года сроком на один месяц с процентной ставкой 0.41% годовых и процентного депозита, размещенного 26 апреля 2016 года сроком на три месяца с процентной ставкой 0.57% годовых.

Кроме денежных средств и их эквивалентов, указанных в таблице выше, у Группы имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 2.347 тысяч долларов США в «Сбербанке» в Казахстане и 3.404 тысячи долларов США в «Казкоммерцбанке» (31 декабря 2015 года: 5.375 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

По состоянию на 30 июня 2016 года доли владения в Материнской компании состоят из выпущенных и полностью оплаченных простых акций, которые включены в листинг Лондонской Фондовой Биржи. Простые акции имеют номинальную стоимость в 0,01 английского фунта стерлингов.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

<i>Количество ГДР/акций</i>	В обращении	Собственные акции	Итого
На 1 января 2015 года (аудировано)	184.828.819	3.354.139	188.182.958
На 31 декабря 2015 года (аудировано)	184.828.819	3.354.139	188.182.958
На 30 июня 2016 года (неаудировано)	184.828.819	3.354.139	188.182.958

Для поддержания обязательств перед сотрудниками по опционам на акции. Группа выпустила и выкупила собственные акции, которые хранятся у Elien Employee Benefit Trustee Limited («Доверительный фонд»), который по требованию сотрудников продает акции на рынке и рассчитывается по обязательствам перед сотрудниками по опционам на акции. Данный доверительный фонд представляет собой целевую компанию согласно МСФО и поэтому новые выпущенные акции признаны как собственные акции «Nostrum Oil & Gas PLC».

Прочие резервы включают в себя резерв по пересчету иностранной валюты, накопленный до 2009 года, когда функциональной валютой ТОО «Жаикмунай» являлся тенге, а также разницу между совокупностью капитала товарищества, собственных акций и дополнительного оплаченного капитала Nostrum Oil & Gas LP и акционерным капиталом Nostrum Oil & Gas PLC, на дату сделки составившая 255.459 долларов США (см. Примечание 2).

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 2016 года балансовая стоимость одной акции составила 3,64 доллара США (31 декабря 2015 года: 3,94 доллара США).

10. ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

Сумма базовой прибыли на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли за период на средневзвешенное число 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.

<i>В тысячах долларов США</i>	Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)
(Убыток)/прибыль за период, приходящаяся на акционеров (в тысячах долларов США)	(55.725)	15.233
Средневзвешенное количество акций	184.828.819	184.828.819
Базовый и разводненный (убыток)/прибыль на акцию (в долларах США)	(0,30)	0,08

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

11. ЗАЙМЫ

На 30 июня 2016 года и 31 декабря 2015 года займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	548.293	545.868
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году	406.279	405.626
Обязательство по финансовой аренде	1.575	–
	956.147	951.494
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	(15.421)	(15.024)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	940.726	936.470

Облигации 2012

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

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

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

Кроме того, Облигации 2012 могут быть погашены (полностью или частично) в любой момент времени до 13 ноября 2016 года по выбору Эмитента 2012, при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 30 дней, и не позднее, чем за 60 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Облигаций 2012 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по погашаемым Облигациям 2012 вместе с Применимой премией (согласно определению, приведенному ниже) по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учётом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2012 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2012; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2012 по состоянию на 13 ноября 2016 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям 2012 до 13 ноября 2016 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2012.

Облигации 2012 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2012») на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas PLC и всеми его дочерними организациями кроме Эмитента 2012 («Гаранты

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

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 являются необеспеченными. Требования имеющих обеспечение кредиторов Эмитента 2012 или Гаранта 2012 будут иметь приоритет в отношении их претензий на имеющееся обременение, относительно кредиторов, у которых обеспечение отсутствует, таких как держателей Облигаций 2012.

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.

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. Облигации 2012 и Гарантии 2012 являются необеспеченными. 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.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

Договорные обязательства в отношении Облигаций 2012 и Облигаций 2014

Эмиссионные договоры, регулирующие Облигации 2012 года и Облигации 2014 года, содержат ряд договорных обязательств, которые, среди прочего, за некоторыми исключениями налагают ограничения на следующие действия Эмитента, 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 выплату дивидендов или других распределений, займов или авансов и на перевод активов компании «Nostrum Oil & Gas PLC» или любой из ее дочерних организаций, в отношении которых действуют ограничения;
- 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.

Финансовый лизинг

12 апреля 2016 года ТОО «Жаикмунай» заключило договор аренды административного здания в г. Уральск на 20 лет в размере 66 тысяч долларов США в месяц. По состоянию на 30 июня 2016 года авансовый платёж финансового лизинга составляет 11.993 тысячи долларов США. Будущие минимальные арендные платежи по финансовому лизингу, вместе с текущей стоимостью чистых минимальных платежей составляет:

В тысячах долларов США

30 июня 2016 года (неаудировано)

31 декабря 2015 года (аудировано)

	Минимальные платежи	Приведённая стоимость платежей	Минимальные платежи	Приведённая стоимость платежей
Не позднее одного года	1.034	844	–	–
Позднее одного года и не позднее пяти лет	624	436	–	–
Позднее пяти лет	2.089	295	–	–
Итого минимальных арендных платежей	3.747	1.575	–	–
За вычетом финансовых расходов	2.172	–	–	–
Приведённая стоимость минимальных арендных платежей	1.575	1.575	–	–

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

12. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 30 июня 2016 года и 31 декабря 2015 года торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	22.288	22.364
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	17.045	14.032
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	3.828	2.875
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в Российских рублях	1.723	1.928
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	168	264
	45.052	41.463

13. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На 30 июня 2016 года и 31 декабря 2015 года прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
Начисленные обязательства по договорам недропользования	16.666	16.902
Начисленные обязательства по обучению	13.106	11.443
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	2.405	9.748
Задолженность перед работниками	4.469	3.992
Прочее	2.103	2.894
	38.749	44.979

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.

14. 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 2016 года составила 41,0 доллара США (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 59,4 доллара США).

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)
Нефть и газовый конденсат	62.603	116.901	106.326	183.952
Природный газ и СУГ	26.936	56.813	57.133	90.101
	89.539	173.714	163.459	274.053

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года, выручка от трех основных покупателей составила 41.347 тысячи долларов США, 33.816 тысяч долларов США и 25.167 тысяч долларов США, соответственно (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 99.618 тысяч долларов США, 61.312 тысяч долларов США и 51.593 тысяч долларов США, соответственно). Экспорт Группы в основном представлен поставками в Финляндию, на Черноморские порты России и Объединенные Арабские Эмираты.

15. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)
Износ, истощение и амортизация	32.434	27.888	62.917	56.055
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	5.266	6.758	10.511	14.050
Заработная плата и соответствующие налоги	2.906	4.999	5.599	10.038
Роялти	2.917	5.999	4.169	9.772
Прочие услуги по транспортировке	1.532	661	3.356	1.258
Изменение в запасах	1.295	4.396	3.159	277
Материалы и запасы	881	1.918	1.943	3.668
Затраты на ремонт скважин	177	571	1.342	1.874
Доля государства в прибыли	576	479	899	1.251
Экологические сборы	90	515	215	1.007
Прочее	139	525	384	1.516
	48.213	54.709	94.494	100.766

16. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

Заработная плата и соответствующие налоги	3.587	4.782	7.238	9.238
Профессиональные услуги	1.434	2.875	4.052	6.178
Командировочные расходы	1.179	1.726	2.350	2.706
Обучение персонала	941	996	1.918	1.767
Износ и амортизация	538	421	985	832
Страховые сборы	255	327	621	818
Спонсорская помощь	437	294	452	867
Плата за аренду	173	207	366	404
Услуги связи	158	227	285	442
Комиссии банка	78	42	206	315
Материалы и запасы	85	150	166	303
Прочие налоги	(2)	171	160	220
Социальная программа	79	75	157	150
Прочее	272	375	506	712
	9.214	12.668	19.462	24.952

17. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)
Затраты на погрузку и хранение	8.682	11.719	17.759	22.249
Транспортные затраты	8.159	17.667	14.333	26.835
Заработная плата и соответствующие налоги	317	526	612	1.036
Услуги управления	35	69	70	69
Прочее	3.918	1.254	4.490	2.425
	21.111	31.235	37.264	52.614

18. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)
Процентные расходы по займам	10.247	11.372	20.554	23.558
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	258	258	370	386
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	102	56	215	111
Расходы по финансовой аренде	51	–	51	–
	10.658	11.686	21.190	24.055

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

19. ОПЦИОНЫ НА АКЦИИ СОТРУДНИКАМ

Группа использует одну программу предоставления опционов на акции («Фантомный опционный план»), которая была утверждена Советом Директоров Компании 20 июня 2014 года. Права и обязательства по данной программе перешли от Nostrum Oil & Gas LP к Nostrum Oil & Gas PLC в результате реорганизации. (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 совокупной Базовой Стоимостью акций, к которым относится Существующий опцион; и их совокупной рыночной стоимостью при исполнении. До тех пор, пока обязательство не будет погашено, оно переоценивается на каждую отчетную дату, при этом изменения справедливой стоимости признаются в прибыли или убытке в составе расходов по выплатам сотрудникам, которые возникают в результате сделок с выплатами, основанными на акциях, расчеты по которым осуществляются денежными средствами.

Триномиальная сеточная модель оценки Халл-Уайт была использована для оценки опционов на акции. В следующей таблице перечислены использованные исходные данные за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 годов:

	2016	2015
Цена на отчетную дату (долл.США)	4,1	6,0
Норма распределения прибыли (%)	3,0%	3,0%
Ожидаемая волатильность (%)	45,0%	45,0%
Безрисковая процентная ставка (%)	1,0%	2,5%
Ожидаемый срок обращения (лет)	10	10
Оборачиваемость опционов (%)	10,0%	10,0%
Ценовой триггер	2,0	2,0

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

20. КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

В тысячах долларов США	Три месяца, закончившиеся 30 июня		Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)
Расходы по отложенному налогу	(19.118)	(6.542)	(16.281)	(3.603)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	15.100	30.730	16.605	37.395
Налог на доходы нерезидента	145	2.597	257	2.597
Расходы по КПН прошлых	(1.270)	(261)	(1.327)	220

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

лет

Итого расходов по корпоративному подоходному налогу	(5.143)	26.524	(746)	36.609
--	----------------	--------	--------------	--------

Корпоративный подоходный налог начисляется на основании ожидаемой среднегодовой эффективной налоговой ставки, которая применяется к прибыли до налогообложения за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года. Отличия, существующие между критериями признания активов и обязательств, отраженных в финансовой отчетности по МСФО и для целей налогообложения, приводят к возникновению некоторых временных разниц. Налоговый эффект изменения этих временных разниц отражен по ставкам, установленным соответствующим законодательством, с преобладанием ставки 30% в Казахстане, применяемой к доходу, полученному по лицензии Чинаревского месторождения.

Большая часть налоговой базы неденежных активов и обязательств Группы определяется в тенге. Таким образом, любое изменение обменного курса доллара США к тенге приводит к изменению во временной разнице между налоговой базой внеоборотных активов и их балансовой стоимостью в финансовой отчетности. Движение по статье расходов по отложенному налогу за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года связано в первую очередь с изменением рыночной стоимости производного финансового инструмента.

21. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

В соответствии со своей политикой хеджирования, 3 марта 2014 года Группа заключила долгосрочный договор хеджирования с нулевой разовой комиссией, покрывающий продажи нефти в размере 7.500 баррелей в день или в совокупности 5.482.500 баррелей на срок до 29 февраля 2016 года, который был продан до истечения срока действия за 92.255 тысяч долларов США 14 декабря 2015 года.

14 декабря 2015 года, Группа заключила новый долгосрочный договор хеджирования на сумму 92.000 тысяч долларов США, покрывающий продажи нефти в размере 14.674 баррелей в день для первого расчётного периода и 15.000 баррелей в день для последующих расчётных периодов в общем количестве 10.950.000 баррелей до 14 декабря 2017 года. Контрагентом по договору хеджирования является «VTB Capital plc». На основании договора хеджирования Группа купила пут опцион, который защищает Группу от любого падения цен на нефть ниже 49,16 долларов США за баррель.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года изменение в справедливой стоимости производных финансовых инструментов представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2016	2015
Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 1 января (аудировано)	97.100	60.301
Прибыль/убыток от продажи договора хеджирования	(24.783)	–
Заключение договора хеджирования	–	–
Убыток по производным финансовым инструментам	(40.729)	(3.776)
Производные финансовые инструменты	31.588	56.525
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	18.096	–
Производные финансовые инструменты по справедливой стоимости на 30 июня (неаудировано)	13.492	56.525

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

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и детали их оценки приведены в Примечании 24.

22. 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 акционерами и /или их дочерними организациями или ассоциированными компаниями.

По состоянию на 30 июня 2016 года и 31 декабря 2015 года дебиторская задолженность и авансы выданные связанным сторонам, представленным организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные		
ЗАО «КазСтройСервис»	26.250	35.832
Cervus Business Services	–	132
Crest Capital Management N.V.	–	78
Telco B.V.	–	4

По состоянию на 30 июня 2016 года и 31 декабря 2015 года кредиторская задолженность связанных сторон, представленных организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
Торговая кредиторская задолженность		
ЗАО «КазСтройСервис»	5.051	4.144
Telco B.V.	38	–

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года и 30 июня 2015 года, Группа осуществила следующие операции со связанными сторонами, представленными организациями, контролируруемыми акционерами с существенным влиянием на Группу:

Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня

<i>В тысячах долларов США</i>	2016 года (неаудировано)	2015 года (неаудировано)
Закупки		
ЗАО «КазСтройСервис»	19.323	1.377
Вознаграждение за управленческие и консультационные услуги		
Cervus Business Services	670	702
Crest Capital Management N.V.	388	381
Telco B.V.	212	195

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, в которое были внесены поправки, вступившие в силу с 10 августа 2015 года по дополнительному соглашению с увеличением суммы до 160 миллионов долларов США.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

Соглашение о техническом обслуживании с Подрядчиком, которое первоначально действовало до 31 декабря 2015 года, было продлено до 30 сентября 2016 года.

Подрядчик является аффилированным лицом Mayfair Investments B.V., который по состоянию на 30 июня 2016 года владел примерно 25,7% простых акций Nostrum Oil & Gas PLC.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 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 1.569 тысяч долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года (шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 1.508 тысяч долларов США). В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 годов выплат по обязательствам перед сотрудниками по опциону на акции не производилось.

23. 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 2016 года. По мнению руководства, по состоянию на 30 июня 2016 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.

Однако в зависимости от любых неблагоприятных судебных решений в отношении претензий и штрафов, наложенных казахстанскими регулирующими органами, не исключено, что будущие результаты деятельности Группы или денежные потоки окажутся под существенным влиянием в определенный период.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

Инвестиционные обязательства

На 30 июня 2016 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 254.566 тысяч долларов США (31 декабря 2015 года: 123.529 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разведочным работам и освоению нефтяного месторождения.

Операционная аренда

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. Договоры 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>	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
Не позднее одного года	10.723	12.471
Позднее одного года и не позднее пяти лет	13.435	4.623
Позднее пяти лет	–	–

Платежи за аренду железнодорожных вагон-цистерн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года, составили 6.705 тысяч долларов США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года: 7.845 тысяч долларов США).

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

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

- израсходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- начислять один процент в год на фактические инвестиции по Чинаревскому месторождению в целях обучения граждан Казахстана; и
- 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 3 июля 2015 года) требуют от недропользователя:

- расходовать 1.000 тысяч долларов США на финансирование развития города Астана в случае коммерческого обнаружения;
- инвестировать не менее 22.222 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- возместить исторические затраты в размере 383 тысяч долларов США Государству после начала этапа добычи;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 9 тысяч долларов США; и
- расходовать 150 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры.

Подлежащие исполнению обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (после выпуска редакции от 30 декабря 2015 года) требуют от недропользователя:

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

- инвестировать не менее 21.466 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 118 тысяч долларов США; и
- расходовать 113 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры.

Подлежащие исполнению обязательства в соответствии с действующим контрактом на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (после выпуска редакции от 30 декабря 2015 года) требуют от недропользователя:

- инвестировать не менее 32.844 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- финансировать расходы на ликвидацию в размере 121 тысяч долларов США; и
- расходовать 112 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры.

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.

24. 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 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
<i>В тысячах долларов США</i>				
Финансовые активы, отражаемые по справедливой стоимости				
Производные финансовые инструменты	31.588	97.100	31.588	97.100
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости				
Процентные займы	(956.147)	(951.494)	(870.713)	(809.824)
Итого	(924.559)	(854.394)	(839.125)	(712.724)

Руководство считает, что балансовая стоимость денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных депозитов, торговой дебиторской задолженности, торговой кредиторской задолженности и 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 декабрем 2017 года.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности ПРОДОЛЖЕНИЕ

По состоянию на 30 июня 2016 года и 31 декабря 2015 года, были использованы следующие вводные данные при расчете справедливой стоимости производных финансовых инструментов, варьируемые в зависимости от срока действия фьючерсов:

	30 июня 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
Стоимость фьючерса на отчетную дату (доллары США)	49.71-54.6	37.19-48.75
Историческая волатильность (%)	30,38	30
Безрисковая процентная ставка (%)	0.32-0.69	0.32-0.69
Сроки истечения действия (месяц)	1-17	1-23

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:

	Увеличение в допущении	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)	(5.246)	6.327
Увеличение/(уменьшение) в прибыли по производным финансовым инструментам в результате изменения в допущении по ставке волатильности (+/- 2%)	2.911	(2.687)

Движений между уровнями справедливой стоимости производного финансового инструмента в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 года не было.

25. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

20 июля 2016 года компания «Nostrum Services CIS BVBA» была объединена с компанией «Nostrum Services N.V.». Сохранившимся в результате слияния предприятием является компания «Nostrum Services N.V.», которая по-прежнему является дочерней компанией Группы.

29 июля 2016 года ТОО «Жаикмунай» подписало дополнительное соглашение на поставку газа.