

**ОАО «НОВАТЭК»**

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ПРОМЕЖУТОЧНАЯ  
СОКРАЩЕННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,  
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО  
(НЕ ПРОШЕДШАЯ АУДИТ)**

**ПО СОСТОЯНИЮ НА И ЗА ТРИ И ШЕСТЬ МЕСЯЦЕВ,  
ЗАКОНЧИВШИХСЯ 30 ИЮНЯ 2016 г.**

---

Отчет об обзорной проверке консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности .....	3
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о финансовом положении (не прошедший аудит) .....	4
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о прибылях и убытках (не прошедший аудит) .....	5
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о совокупном доходе (не прошедший аудит) .....	6
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о движении денежных средств (не прошедший аудит) .....	7
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет об изменениях в капитале (не прошедший аудит) .....	9
Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности (не прошедшей аудит):	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности .....	11
Прим. 2. Основные принципы составления .....	11
Прим. 3. Основные принципы учетной политики .....	12
Прим. 4. Приобретения и выбытия .....	13
Прим. 5. Основные средства .....	14
Прим. 6. Инвестиции в совместные предприятия .....	15
Прим. 7. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность .....	17
Прим. 8. Прочие долгосрочные активы .....	19
Прим. 9. Торговая и прочая дебиторская задолженность .....	19
Прим. 10. Предоплаты и прочие текущие активы .....	20
Прим. 11. Долгосрочные заемные средства .....	20
Прим. 12. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств .....	22
Прим. 13. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства .....	22
Прим. 14. Акционерный капитал .....	23
Прим. 15. Выручка от реализации нефти и газа .....	23
Прим. 16. Транспортные расходы .....	24
Прим. 17. Покупка природного газа и жидких углеводородов .....	24
Прим. 18. Налоги, кроме налога на прибыль .....	24
Прим. 19. Доходы (расходы) от финансовой деятельности .....	25
Прим. 20. Налог на прибыль .....	26
Прим. 21. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска .....	26
Прим. 22. Условные и договорные обязательства .....	36
Прим. 23. Операции со связанными сторонами .....	39
Прим. 24. Информация по сегментам .....	42
Прим. 25. Новые или пересмотренные стандарты .....	50
Контактная информация .....	51



## **Отчет об обзорной проверке промежуточной финансовой отчетности**

Акционерам и Совету директоров ОАО «НОВАТЭК»

### **Вступление**

Мы провели обзорную проверку прилагаемого консолидированного промежуточного сокращенного отчета о финансовом положении ОАО «НОВАТЭК» и его дочерних компаний (далее - «Группа») по состоянию на 30 июня 2016 года и соответствующих консолидированных промежуточных сокращенных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе за три и шесть месяцев, закончившихся на указанную дату, а также о движении денежных средств и изменениях капитала за шесть месяцев, закончившихся на указанную дату. Руководство несет ответственность за подготовку и представление этой консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность». Мы отвечаем за предоставление вывода по данной консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности на основе проведенной нами обзорной проверки.

### **Объем обзорной проверки**

Мы провели обзорную проверку в соответствии с Международным стандартом по обзорным проверкам 2410 «Обзорная проверка промежуточной финансовой информации, которую проводит независимый аудитор компании». Обзорная проверка промежуточной финансовой информации ограничивается опросом должностных лиц, в основном ответственных за финансовые и бухгалтерские вопросы, и аналитическими и прочими процедурами обзорной проверки. Объем обзорной проверки существенно меньше объема аудиторской проверки, которая проводится в соответствии с Международными стандартами аудита, поэтому обзорная проверка не позволяет нам получить уверенность в том, что нам стали известны все значительные аспекты, которые могли бы быть выявлены в ходе аудита. Следовательно, мы не предоставляем аудиторского заключения.

### **Вывод**

По итогам проведенной обзорной проверки ничто не привлекло нашего внимания, что могло бы свидетельствовать о том, что прилагаемая консолидированная промежуточная сокращенная финансовая отчетность не была подготовлена, во всех существенных аспектах, в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность».

26 июля 2016 года  
Москва, Российская Федерация

**ОАО «НОВАТЭК»**

Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о финансовом положении (не прошедший аудит)  
(в миллионах рублей)

	Прим.	На 30 июня 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Основные средства	5	332'379	331'712
Инвестиции в совместные предприятия	6	200'811	154'725
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	7	222'565	230'799
Прочие долгосрочные активы	8	27'205	34'316
<b>Итого долгосрочные активы</b>		<b>782'960</b>	<b>751'552</b>
<b>Текущие активы</b>			
Товарно-материальные запасы		8'252	8'226
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		10'263	84
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	46'114	37'564
Предоплаты и прочие текущие активы	10	34'746	45'424
Денежные средства и их эквиваленты		25'788	29'187
<b>Итого текущие активы</b>		<b>125'163</b>	<b>120'485</b>
Активы, предназначенные для продажи	4	-	7'987
<b>Итого активы</b>		<b>908'123</b>	<b>880'024</b>
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ</b>			
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Долгосрочные заемные средства	11	194'150	252'050
Обязательства по отложенному налогу на прибыль		24'722	23'706
Обязательства по ликвидации активов		5'644	4'149
Прочие долгосрочные обязательства		2'577	2'273
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>		<b>227'093</b>	<b>282'178</b>
<b>Текущие обязательства</b>			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	12	47'648	106'655
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13	41'682	48'535
Задолженность по текущему налогу на прибыль		1'720	3'165
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		10'908	11'320
<b>Итого текущие обязательства</b>		<b>101'958</b>	<b>169'675</b>
<b>Итого обязательства</b>		<b>329'051</b>	<b>451'853</b>
<b>Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(6'104)	(5'997)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		(1'805)	(5'092)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		543'532	399'861
<b>Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>	14	<b>572'930</b>	<b>426'079</b>
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		6'142	2'092
<b>Итого капитал</b>		<b>579'072</b>	<b>428'171</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>		<b>908'123</b>	<b>880'024</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

  
Л. Михельсон  
Председатель Правления

  
М. Джетвэй  
Финансовый директор

26 июля 2016 года

**ОАО «НОВАТЭК»**
**Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о прибылях и убытках (не прошедший аудит)**

(в миллионах рублей, кроме количества акций и сумм в расчете на акцию)

	Прим.	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
		2016	2015	2016	2015
<b>Выручка от реализации</b>					
Выручка от реализации нефти и газа	15	126'463	111'574	264'674	224'798
Прочая выручка		925	670	2'065	1'188
<b>Итого выручка от реализации</b>		<b>127'388</b>	<b>112'244</b>	<b>266'739</b>	<b>225'986</b>
<b>Операционные расходы</b>					
Транспортные расходы	16	(30'579)	(29'940)	(67'152)	(60'763)
Покупка природного газа и жидких углеводородов	17	(32'003)	(29'892)	(61'720)	(53'315)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(11'393)	(9'015)	(21'990)	(18'033)
Износ, истощение и амортизация		(8'363)	(4'681)	(16'196)	(9'196)
Общехозяйственные и управленческие расходы		(5'553)	(4'907)	(9'782)	(8'020)
Материалы, услуги и прочие расходы		(4'384)	(3'294)	(8'741)	(6'470)
Расходы на геологоразведку		(42)	(22)	(144)	(40)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто		40	261	(113)	232
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		2'258	1'949	(1'340)	2'168
<b>Итого операционные расходы</b>		<b>(90'019)</b>	<b>(79'541)</b>	<b>(187'178)</b>	<b>(153'437)</b>
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто					
	4	-	-	73'072	-
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто					
		(1'731)	(158)	(760)	(357)
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>		<b>35'638</b>	<b>32'545</b>	<b>151'873</b>	<b>72'192</b>
<b>Доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>					
Расходы в виде процентов	19	(2'685)	(1'720)	(6'339)	(3'921)
Доходы в виде процентов	19	4'809	2'669	9'864	5'855
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	21	6'301	(95)	7'032	2'296
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	19	(8'351)	1'276	(9'567)	(9'346)
<b>Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>		<b>74</b>	<b>2'130</b>	<b>990</b>	<b>(5'116)</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					
	6	19'623	13'004	43'004	17'278
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>55'335</b>	<b>47'679</b>	<b>195'867</b>	<b>84'354</b>
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>					
Расходы по текущему налогу на прибыль		(5'851)	(6'520)	(24'606)	(11'834)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		(1'160)	110	(5'360)	(506)
<b>Итого расходы по налогу на прибыль</b>	20	<b>(7'011)</b>	<b>(6'410)</b>	<b>(29'966)</b>	<b>(12'340)</b>
<b>Прибыль</b>		<b>48'324</b>	<b>41'269</b>	<b>165'901</b>	<b>72'014</b>
Прибыль (убыток), относящиеся к:					
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ					
		2'390	(651)	4'050	(981)
<b>Акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>					
		<b>45'934</b>	<b>41'920</b>	<b>161'851</b>	<b>72'995</b>
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)					
		15,22	13,88	53,61	24,17
Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)					
		3'018,9	3'020,4	3'018,9	3'020,4

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

**ОАО «НОВАТЭК»****Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о совокупном доходе (не прошедший аудит)**  
(в миллионах рублей)

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015	2016	2015
<b>Прибыль</b>	<b>48'324</b>	<b>41'269</b>	<b>165'901</b>	<b>72'014</b>
<b>Прочий совокупный доход (расход), который не будет впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков):</b>				
Переоценка обязательств по пенсионной программе	(90)	(102)	(168)	(287)
<b>Прочий совокупный доход (расход), который может быть впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков), за вычетом налога на прибыль:</b>				
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	2'035	422	3'287	912
<b>Прочий совокупный доход (расход)</b>	<b>1'945</b>	<b>320</b>	<b>3'119</b>	<b>625</b>
<b>Итого совокупный доход</b>	<b>50'269</b>	<b>41'589</b>	<b>169'020</b>	<b>72'639</b>
Итого совокупный доход (расход), относящийся к:				
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ	2'390	(651)	4'050	(981)
<b>Акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>	<b>47'879</b>	<b>42'240</b>	<b>164'970</b>	<b>73'620</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

**ОАО «НОВАТЭК»**
**Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о движении денежных средств (не прошедший аудит)**  
 (в миллионах рублей)

	Прим.	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
		2016	2015
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>195'867</b>	<b>84'354</b>
<b>Корректировки к прибыли до налога на прибыль:</b>			
Износ, истощение и амортизация		16'196	9'196
Признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто		113	(232)
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		9'567	9'346
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		(73'002)	46
Расходы в виде процентов		6'339	3'921
Доходы в виде процентов		(9'864)	(5'855)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(43'004)	(17'278)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		(7'032)	(2'296)
Переоценка производных товарных инструментов через убытки (прибыли)		1'989	865
Увеличение долгосрочных авансов выданных		(1'666)	(4'546)
Прочие корректировки		(95)	94
<b>Изменения оборотного капитала</b>			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		348	(16'293)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		523	(2'344)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		(224)	13'756
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		(412)	1'339
<b>Итого изменения оборотного капитала</b>		<b>235</b>	<b>(3'542)</b>
Дивиденды полученные от совместных предприятий		-	1'850
Проценты полученные		1'325	1'018
Налог на прибыль уплаченный без учета фактических платежей, относящихся к выбытию долей в совместных предприятиях		(23'255)	(6'777)
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>		<b>73'713</b>	<b>70'164</b>
<b>Движение денежных средств от инвестиционной деятельности</b>			
Приобретение основных средств		(13'784)	(21'533)
Платежи за лицензии на право пользования недрами		(1'057)	-
Приобретение материалов для строительства		(457)	(930)
Платежи за приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств		(2'935)	-
Поступления от выбытия долей владения в совместных предприятиях	4	84'978	-
Расходы по продаже долей владения в совместных предприятиях	4	(2'634)	-
Фактический налог на прибыль, уплаченный в связи с выбытием долей в совместных предприятиях		(9'932)	-
Проценты уплаченные и капитализированные		(1'968)	(2'319)
Комиссии по гарантиям уплаченные		(367)	-
Предоставление займов совместным предприятиям	7	(6'645)	(21'931)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	7	-	623
<b>Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) инвестиционной деятельности</b>		<b>45'199</b>	<b>(46'090)</b>

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о движении денежных средств (не прошедший аудит)**  
(в миллионах рублей)

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015
<b>Движение денежных средств от финансовой деятельности</b>		
Погашение долгосрочных заемных средств	(66'026)	(6'451)
Погашение краткосрочных заемных средств	(20'000)	-
Увеличение (уменьшение) краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто	(4'422)	6'183
Проценты уплаченные	(5'581)	(3'809)
Дивиденды выплаченные	14 (20'831)	(15'702)
Приобретение собственных акций	14 (107)	-
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>	<b>(116'967)</b>	<b>(19'779)</b>
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты	(5'344)	(7'888)
<b>Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто</b>	<b>(3'399)</b>	<b>(3'593)</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	29'187	41'318
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>	<b>25'788</b>	<b>37'725</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Консолидированный промежуточный сокращенный отчет об изменениях в капитале (не прошедший аудит)**

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 г.</i>	<i>Количество обыкновенных акций (млн шт.)</i>	<i>Уставный капитал - обыкновенные акции</i>	<i>Выкупленные собственные акции</i>	<i>Добавочный капитал</i>	<i>Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ</i>	<i>Доход от переоценки активов в результате приобретений</i>	<i>Нераспределенная прибыль</i>	<i>Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</i>	<i>Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ</i>	<i>Итого капитал</i>
<b>Сальдо на 1 января 2015 г.</b>	<b>3'020,4</b>	<b>393</b>	<b>(5'222)</b>	<b>31'297</b>	<b>208</b>	<b>5'617</b>	<b>352'462</b>	<b>384'755</b>	<b>2'369</b>	<b>387'124</b>
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	912	-	-	912	-	912
Переоценка обязательств по пенсионной программе	-	-	-	-	-	-	(287)	(287)	-	(287)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	72'995	72'995	(981)	72'014
<b>Итого совокупный доход (расход)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>912</b>	<b>-</b>	<b>72'708</b>	<b>73'620</b>	<b>(981)</b>	<b>72'639</b>
Дивиденды (см. Примечание 14)	-	-	-	-	-	-	(15'702)	(15'702)	-	(15'702)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	4'101	4'101	-	4'101
<b>Сальдо на 30 июня 2015 г.</b>	<b>3'020,4</b>	<b>393</b>	<b>(5'222)</b>	<b>31'297</b>	<b>1'120</b>	<b>5'617</b>	<b>413'569</b>	<b>446'774</b>	<b>1'388</b>	<b>448'162</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Консолидированный промежуточный сокращенный отчет об изменениях в капитале (не прошедший аудит)**

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г.</i>	<i>Количество обыкновенных акций (млн шт.)</i>	<i>Уставный капитал - обыкновенные акции</i>	<i>Выкупленные собственные акции</i>	<i>Добавочный капитал</i>	<i>Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ</i>	<i>Доход от переоценки активов в результате приобретений</i>	<i>Нераспределенная прибыль</i>	<i>Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</i>	<i>Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ</i>	<i>Итого капитал</i>
<b>Сальдо на 1 января 2016 г.</b>	<b>3'019,1</b>	<b>393</b>	<b>(5'997)</b>	<b>31'297</b>	<b>(5'092)</b>	<b>5'617</b>	<b>399'861</b>	<b>426'079</b>	<b>2'092</b>	<b>428'171</b>
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	3'287	-	-	3'287	-	3'287
Переоценка обязательств по пенсионной программе	-	-	-	-	-	-	(168)	(168)	-	(168)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	161'851	161'851	4'050	165'901
<b>Итого совокупный доход (расход)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3'287</b>	<b>-</b>	<b>161'683</b>	<b>164'970</b>	<b>4'050</b>	<b>169'020</b>
Дивиденды (см. Примечание 14)	-	-	-	-	-	-	(20'831)	(20'831)	-	(20'831)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	2'819	2'819	-	2'819
Покупка собственных акций (см. Примечание 14)	(0,2)	-	(107)	-	-	-	-	(107)	-	(107)
<b>Сальдо на 30 июня 2016 г.</b>	<b>3'018,9</b>	<b>393</b>	<b>(6'104)</b>	<b>31'297</b>	<b>(1'805)</b>	<b>5'617</b>	<b>543'532</b>	<b>572'930</b>	<b>6'142</b>	<b>579'072</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

## **1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

ОАО «НОВАТЭК» (далее именуемое «НОВАТЭК») и его дочерние общества (далее совместно именуемые «Группа») является независимой нефтегазовой компанией, занимающейся приобретением, разведкой и разработкой участков недр, а также добычей, переработкой и реализацией углеводородного сырья на лицензионных участках, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – «ЯНАО») в Российской Федерации. Группа поставляет природный газ на внутренний рынок Российской Федерации и жидкие углеводороды на внутренний рынок России и на международные рынки.

Группа реализует свой природный газ на внутреннем рынке России по нерегулируемым ценам (за исключением поставок населению), однако большая часть природного газа, реализуемого на российском внутреннем рынке всеми производителями, продается по ценам, устанавливаемым федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющим государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий топливно-энергетического комплекса и транспорта. Объемы реализации природного газа Группы подвержены сезонным колебаниям, что связано в основном с погодными условиями на территории Российской Федерации, и достигают максимального уровня в зимние (в декабре и январе) и минимального уровня в летние (в июле и августе) месяцы.

Группа перерабатывает нестабильный газовый конденсат на своем Пулковском заводе по переработке конденсата, расположенном в непосредственной близости от своих месторождений, в стабильный газовый конденсат и сжиженный углеводородный газ. Значительная часть стабильного газового конденсата перерабатывается на комплексе по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, принадлежащем Группе и расположенном в порту Усть-Луга на берегу Балтийского моря, в продукты с более высокой добавленной стоимостью (нафта, керосин, газойл и мазут). Оставшаяся часть стабильного газового конденсата реализуется как на внутреннем, так и на международном рынках. Группа реализует свои жидкие углеводороды по ценам, подверженным колебаниям мировых цен на сырую нефть, нефть и другие продукты переработки газового конденсата. Объемы реализации жидких углеводородов Группы практически не подвержены сезонным колебаниям.

Группа также покупает и продает природный газ на европейском рынке по долгосрочным и краткосрочным контрактам в рамках своей зарубежной коммерческой трейдинговой деятельности.

В марте 2016 года Группа закрыла сделку по продаже 9,9%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ», совместном предприятии Группы, китайскому инвестиционному фонду «Фонд Шелкового Пути» (см. Примечание 4).

## **2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ**

Настоящая консолидированная промежуточная сокращенная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «*Промежуточная финансовая отчетность*» и должна рассматриваться в контексте с консолидированной финансовой отчетностью Группы за год, закончившийся 31 декабря 2015 г., подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

**Оценки и суждения.** Основные оценки и суждения, используемые Группой при подготовке консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности, соответствуют описанным в аудированной консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2015 г. В основном оценки были сделаны в отношении справедливой стоимости активов и обязательств, отложенных налогов на прибыль, запасов нефти и газа, обесценения активов, пенсионных обязательств, обязательств по ликвидации активов и инвестиций.

**2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Руководство постоянно пересматривает сделанные оценки и допущения, основываясь на полученном опыте и других факторах, которые были положены в основу определения учетной стоимости активов и обязательств. Изменения в оценках и допущениях признаются в том периоде, в котором они были приняты, в случае, если изменение затрагивает только этот период, или признаются в том периоде, к которому относится изменение, и в последующих периодах, если изменение влияет как на данный, так и на будущие периоды. Руководство также использует некоторые суждения, не требующие оценок, в процессе применения учетной политики Группы. Фактические результаты могут отличаться от сделанных оценок в случае применения других допущений и предположений.

**Функциональная валюта и валюта представления отчетности.** Настоящая консолидированная промежуточная сокращенная финансовая отчетность представлена в российских рублях, являющихся валютой отчетности (представления) Группы и функциональной валютой большинства дочерних обществ Группы. Ниже представлены обменные курсы иностранных валют, в которых Группа совершала существенные операции либо имела существенные денежные активы и/или обязательства в отчетном периоде:

<i>Рублей за одну единицу валюты</i>	Средний курс за три месяца, закончившихся 30 июня:		Средний курс за шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015	2016	2015
Доллар США (USD)	65,89	52,65	70,26	57,40
Евро (EUR)	74,40	58,24	78,37	64,31
Польский злотый (PLN)	17,03	14,25	17,96	15,51

  

<i>Рублей за одну единицу валюты</i>	На 30 июня:		На 31 декабря:	
	2016	2015	2015	2014
Доллар США (USD)	64,26	55,52	72,88	56,26
Евро (EUR)	71,21	61,52	79,70	68,34
Польский злотый (PLN)	16,09	14,69	18,79	15,94

**Обменный курс и ограничения.** Российский рубль не является полностью конвертируемой валютой за пределами Российской Федерации – соответственно любые пересчеты рублевых сумм в доллары США или в любую другую валюту не должны восприниматься как утверждение о возможности конвертировать российские рубли в другие валюты в прошлом, настоящем или будущем по этим обменным курсам.

**Переклассификации.** Определенные переклассификации, не имеющие эффекта на прибыль за период или капитал, были сделаны в данных за сопоставимый период для того, чтобы их представление соответствовало представлению отчетного периода.

**3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**

Основные элементы учетной политики и методики расчетов, используемые Группой, соответствуют описанным в аудированной консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2015 г., за исключением признания расходов по налогу на прибыль, как описано ниже, и влияния применения новых и пересмотренных стандартов (см. Примечание 25).

Расходы по налогу на прибыль признаются на основе оценки руководством ожидаемой годовой ставки по налогу на прибыль за весь финансовый год.

**4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ****Выбытие доли владения в ОАО «Ямал СПГ»**

В декабре 2015 года Группа и китайский инвестиционный фонд «Фонд Шелкового Пути» заключили договор купли-продажи о реализации фонду 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ». Сделка содержала ряд отлагательных условий, и в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность» 9,9%-ная доля владения Группы в «Ямале СПГ» была классифицирована как актив, предназначенный для продажи, по состоянию на 31 декабря 2015 г. Учетная стоимость актива была определена исходя из величины чистых активов «Ямала СПГ» на дату заключения договора и составила 7'987 млн рублей.

В марте 2016 года после выполнения отлагательных условий сделка была завершена, и Группа признала выбытие 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ». Сделка предусматривала получение денежного платежа и предоставление Группе целевого займа сроком на 15 лет на финансирование проекта «Ямал СПГ» (см. Примечание 11). При этом Группа приняла на себя обязательство осуществить вклады в капитал «Ямала СПГ».

Представленная ниже таблица показывает прибыль от выбытия доли владения в «Ямале СПГ»:

	<u>млн рублей</u>
Денежный платеж (1'087 млн евро по обменному курсу 78,18 рублей за евро)	84'978
Корректировка займа от «Фонда Шелкового Пути» при первоначальном признании по справедливой стоимости, ранее отраженная как доход будущих периодов (см. Примечание 11)	9'173
Минус: обязательство Группы по вкладам в капитал «Ямала СПГ», за вычетом доли Группы в этих вкладах (149 млн долл. США по обменному курсу 70,15 рублей за долл. США)	(10'458)
Минус: учетная стоимость реализованной 9,9%-ной доли Группы в чистых активах, классифицированной ранее как актив, предназначенный для продажи	(7'987)
Расходы по продаже	(2'634)
<b>Итого прибыль от выбытия доли владения до налога на прибыль</b>	<b>73'072</b>

Таким образом, Группа признала прибыль от выбытия в сумме 57'677 млн рублей после вычета соответствующего налога на прибыль в сумме 15'395 млн рублей.

В результате сделки доля владения Группы в «Ямале СПГ» составила 50,1%. Группа продолжает осуществлять совместный контроль в отношении «Ямала СПГ» и признавать его как совместное предприятие и, соответственно, учитывать свою инвестицию в компанию по «методу долевого участия».

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

Ниже в таблице представлено движение основных средств за отчетные периоды:

	Активы, задействован- ные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 г.</i>				
Первоначальная стоимость	291'212	63'162	14'422	368'796
Накопленный износ, истощение и амортизация	(74'962)	-	(2'108)	(77'070)
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2015 г.</b>	<b>216'250</b>	<b>63'162</b>	<b>12'314</b>	<b>291'726</b>
Поступление и приобретение	131	28'355	136	28'622
Ввод в эксплуатацию	11'822	(12'172)	350	-
Изменение затрат на ликвидацию активов	1'124	-	-	1'124
Износ, истощение и амортизация	(8'689)	-	(284)	(8'973)
Выбытие, нетто	(57)	(130)	(6)	(193)
Первоначальная стоимость	304'180	79'215	14'873	398'268
Накопленный износ, истощение и амортизация	(83'599)	-	(2'363)	(85'962)
<b>Остаточная стоимость на 30 июня 2015 г.</b>	<b>220'581</b>	<b>79'215</b>	<b>12'510</b>	<b>312'306</b>
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г.</i>				
Первоначальная стоимость	348'268	64'778	15'195	428'241
Накопленный износ, истощение и амортизация	(93'886)	-	(2'643)	(96'529)
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2016 г.</b>	<b>254'382</b>	<b>64'778</b>	<b>12'552</b>	<b>331'712</b>
Поступление и приобретение	1'593	14'518	26	16'137
Ввод в эксплуатацию	25'214	(25'357)	143	-
Приобретение дочерних обществ	6	-	-	6
Изменение затрат на ликвидацию активов	1'280	-	-	1'280
Износ, истощение и амортизация	(15'780)	-	(292)	(16'072)
Выбытие, нетто	(560)	(61)	(63)	(684)
Первоначальная стоимость	375'772	53'878	15'269	444'919
Накопленный износ, истощение и амортизация	(109'637)	-	(2'903)	(112'540)
<b>Остаточная стоимость на 30 июня 2016 г.</b>	<b>266'135</b>	<b>53'878</b>	<b>12'366</b>	<b>332'379</b>

**5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

В состав поступления и приобретения основных средств за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 г., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 3'243 млн и 2'319 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 30 июня 2016 г. и 31 декабря 2015 г. включены авансы на капитальное строительство и оборудование в сумме 1'521 млн и 2'719 млн рублей соответственно.

В апреле 2016 года в результате участия в аукционе Группа приобрела лицензию на разведку и добычу углеводородов на Няхартинском лицензионном участке, расположенном в ЯНАО. Платеж за лицензию составил 1'057 млн рублей и был включен в состав поступления и приобретения активов, задействованных в добыче нефти и газа. По состоянию на 30 июня 2016 г. извлекаемые запасы данного лицензионного участка согласно российской классификации запасов С3+Д составили 215 млрд куб. метров природного газа и 72 млн тонн жидких углеводородов.

Ниже представлена учетная стоимость приобретенных доказанных и недоказанных запасов углеводородов Группы, включенная в состав активов, задействованных в добыче нефти и газа:

	На 30 июня 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	46'727	46'343
Минус: накопленная амортизация стоимости доказанных запасов углеводородов	(16'170)	(15'540)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	9'140	7'874
<b>Итого стоимость запасов углеводородов</b>	<b>39'697</b>	<b>38'677</b>

Руководство Группы считает, что данные затраты являются окупаемыми, поскольку у Группы существуют конкретные планы по разработке и развитию соответствующих месторождений.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 22.

**6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ**

	На 30 июня 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
<i>Совместные предприятия:</i>		
ОАО «Ямал СПГ»	79'736	38'798
ЗАО «Нортгаз»	50'090	50'298
ООО «Ямал развитие»	47'685	43'551
«Artic Russia» B.V.	23'034	22'078
ЗАО «Тернефтегаз»	266	-
<b>Итого инвестиции в совместные предприятия</b>	<b>200'811</b>	<b>154'725</b>

Группа определила, что «Ямал СПГ», «Нортгаз», «Ямал развитие», «Artic Russia» и «Тернефтегаз» являются совместно контролируемыми предприятиями на основании существующих договорных взаимоотношений. Уставы и Соглашения акционеров этих компаний предусматривают, что стратегические и/или ключевые решения финансового, операционного и инвестиционного характера требуют фактически единогласного одобрения всеми акционерами или группой акционеров. Группа учитывает свои доли в совместных предприятиях по «методу долевого участия».

**6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**ОАО «Ямал СПГ».** Группа владеет 50,1%-ной долей в «Ямале СПГ» совместно с французской «TOTAL S.A.» (доля участия: 20%), «China National Petroleum Corporation» (далее – «CNPC», доля участия: 20%) и «Фондом Шелкового Пути» (доля участия: 9,9%). По состоянию на 31 декабря 2015 г. Группа владела 60%-ной долей в совместном предприятии, включая 9,9%-ную долю владения, классифицированную как актив, предназначенный для продажи, которая была продана в марте 2016 года «Фонду Шелкового Пути» (см. Примечание 4). Совместное предприятие осуществляет реализацию проекта «Ямал СПГ», включающего создание мощностей по добыче природного газа, газового конденсата и производству сжиженного природного газа (СПГ) на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного на полуострове Ямал в ЯНАО. «Ямал СПГ» является держателем лицензии на экспорт СПГ.

Во втором квартале 2016 года «Ямал СПГ» подписал договоры с российскими и зарубежными банками на получение проектного финансирования в виде кредитных линий на общую сумму 12,9 млрд евро и 9,8 млрд юаней сроком на 15 лет. По состоянию на 30 июня 2016 г. 50,1%-ная доля Группы в «Ямале СПГ» была передана в залог в рамках данных кредитных договоров.

**ЗАО «Нортгаз».** Группа владеет 50%-ной долей в «Нортгазе», своем совместном предприятии с ПАО «Газпром нефть». «Нортгаз» ведет добычу на Северо-Уренгойском месторождении, расположенном в ЯНАО.

**«Artic Russia» B.V.** Группа напрямую владеет 13,6%-ной долей участия в «Artic Russia», зарегистрированной в Нидерландах. «Artic Russia» владеет 49%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия».

**ООО «Ямал развитие».** Группа владеет 50%-ной долей участия в «Ямале развитие», своем совместном предприятии с ПАО «Газпром нефть» (доля участия: 50%). «Ямал развитие» владеет 51%-ной долей участия в «СеверЭнергии» и 86,4%-ной долей участия в «Artic Russia».

**ООО «СеверЭнергия».** Группа владеет эффективной 53,3%-ной долей участия в «СеверЭнергии» через два других своих совместных предприятия, «Ямал развитие» и «Artic Russia». «СеверЭнергия» через свое 100%-ное дочернее общество ОАО «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском, Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях. Все месторождения расположены в ЯНАО.

**ЗАО «Тернефтегаз».** Группа владеет 51%-ной долей в «Тернефтегазе», своем совместном предприятии с «TOTAL S.A.» (доля участия: 49%). «Тернефтегаз» ведет добычу на Термокарстовом месторождении, расположенном в ЯНАО.

Инвестиция Группы в «Тернефтегаз» по состоянию на 31 декабря 2015 г. была отражена по нулевой стоимости в консолидированном отчете о финансовом положении в связи с превышением накопленного с момента приобретения убытка компании над долей участия Группы. Непризнанная доля накопленных убытков «Тернефтегаза» по состоянию на 31 декабря 2015 г. составила 1'409 млн рублей. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г., доля Группы в прибыли «Тернефтегаза» превысила непризнанную ранее долю накопленных убытков, после чего Группа возобновила признание своей доли в прибыли «Тернефтегаза».

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Представленная ниже таблица раскрывает движение учетной стоимости вложений Группы в совместные предприятия:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015
<b>На 1 января</b>	<b>154'725</b>	<b>166'231</b>
Доля в прибыли от операционной деятельности	14'231	14'253
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	37'195	6'628
Доля в расходах по налогу на прибыль	(8'422)	(3'603)
<b>Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль</b>	<b>43'004</b>	<b>17'278</b>
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 21)	836	2'686
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	2'819	4'101
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	28	-
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	(601)	1'324
<b>На 30 июня</b>	<b>200'811</b>	<b>191'620</b>

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 гг., Группа отразила в капитале доход в сумме 2'819 млн и 4'101 млн рублей соответственно от первоначальной переоценки стоимости непропорциональных займов, выданных ОАО «Ямал СПГ» другими акционерами.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г., Группа отразила в составе инвестиции в «Ямал СПГ» затраты по гарантии, выданной Государственной корпорацией «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» (см. Примечание 22).

Группа исключает свою долю в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков природного газа и жидких углеводородов, приобретенных Группой у совместных предприятий и непроданных ею по состоянию на отчетную дату.

**7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

	На 30 июня 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Долгосрочные займы выданные	202'308	214'051
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	20'340	16'190
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	492	558
<b>Итого</b>	<b>223'140</b>	<b>230'799</b>
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(575)	-
<b>Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность</b>	<b>222'565</b>	<b>230'799</b>

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 30 июня 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
ОАО «Ямал СПГ»	185'218	196'533
ООО «Ямал развитие»	13'105	13'105
ЗАО «Тернефтегаз»	3'985	4'413
<b>Итого долгосрочные займы выданные</b>	<b>202'308</b>	<b>214'051</b>

**ОАО «Ямал СПГ».** В соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Ямалом СПГ», совместным предприятием Группы, о предоставлении кредитных линий в долларах США и евро. В рамках данных договоров Группа предоставляла заемные средства «Ямалу СПГ» до привлечения внешнего проектного финансирования. Процентная ставка по займам составляет 4,46% годовых и может быть изменена на последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи «Ямалом СПГ» и отражены в составе долгосрочных активов в консолидированном отчете о финансовом положении. График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г., Группа предоставила «Ямалу СПГ» денежные средства на сумму 6'645 млн рублей в рамках указанных кредитных линий.

**ООО «Ямал развитие».** Группа предоставила «Ямалу развитие», совместному предприятию Группы, займы в рублях в рамках согласованных кредитных линий. Займы подлежат погашению в 2020 и 2021 годах, процентные ставки составляют от 9,25% до 10,90% годовых.

**ЗАО «Тернефтегаз».** В соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Тернефтегазом», совместным предприятием Группы, о предоставлении займов в долларах США. Процентная ставка по займам первоначально составляла 4,52% годовых, и в октябре 2015 года была увеличена до 4,60% годовых. Процентная ставка может быть изменена на последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи «Тернефтегазом». График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 30 июня 2016 г. и 31 декабря 2015 г. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ**

	<u>На 30 июня 2016 г.</u>	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>
<b>Финансовые активы</b>		
Производные товарные инструменты	454	1'511
Прочие финансовые активы	13	10
<b>Нефинансовые активы</b>		
Долгосрочные авансы	19'217	17'551
Отложенные налоговые активы	3'838	11'183
Материалы на строительство	2'028	2'407
Нематериальные активы, нетто	1'568	1'567
Прочие нефинансовые активы	87	87
<b>Итого прочие долгосрочные активы</b>	<b>27'205</b>	<b>34'316</b>

По состоянию на 30 июня 2016 г. и 31 декабря 2015 г. долгосрочные авансы представляли собой авансы, выданные компании ОАО «Российские железные дороги» («РЖД»). Авансы были выданы в соответствии с Соглашением о стратегическом партнерстве, подписанным с «РЖД» в 2012 году.

**9 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

	<u>На 30 июня 2016 г.</u>	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 95 млн и 95 млн рублей на 30 июня 2016 г. и 31 декабря 2015 г. соответственно)	44'230	35'221
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 117 млн и 18 млн рублей на 30 июня 2016 г. и 31 декабря 2015 г. соответственно)	1'884	2'343
<b>Итого торговая и прочая дебиторская задолженность</b>	<b>46'114</b>	<b>37'564</b>

Торговая дебиторская задолженность на сумму 6'850 млн и 18'507 млн рублей по состоянию на 30 июня 2016 г. и 31 декабря 2015 г. соответственно обеспечена аккредитивами в банках с рейтингом инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 21 в отношении раскрытия кредитных рисков).

Учетная стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости. Торговая и прочая дебиторская задолженность отнесена к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**10 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ**

	На 30 июня 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
<b>Финансовые активы</b>		
Производные товарные инструменты	2'245	5'039
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 7)	575	-
Денежные средства на специальных счетах	340	6'477
<b>Нефинансовые активы</b>		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	12'659	13'437
НДС, подлежащий возмещению	6'200	7'554
Предоплаты и авансы поставщикам	5'674	5'304
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	3'595	2'955
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	1'490	1'720
Предоплаты по таможенным пошлинам	600	559
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	532	2'251
Прочие нефинансовые активы	836	128
<b>Итого предоплаты и прочие текущие активы</b>	<b>34'746</b>	<b>45'424</b>

**11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА**

	На 30 июня 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
<b>Корпоративные облигации</b>		
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	64'079	72'662
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	41'637	47'207
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'986	13'977
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	-	43'725
<b>Банковские кредиты</b>		
Синдицированная кредитная линия	59'163	83'861
<b>Прочие заемные средства</b>		
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	42'142	48'619
Прочие займы	16'711	19'268
<b>Итого</b>	<b>237'718</b>	<b>329'319</b>
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(43'568)	(77'269)
<b>Итого долгосрочные заемные средства</b>	<b>194'150</b>	<b>252'050</b>

**Еврооблигации.** В декабре 2012 года Группа выпустила долларовые Еврооблигации на сумму 1 млрд долл. США со ставкой купона 4,422% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Облигации выпущены сроком на 10 лет и подлежат погашению в декабре 2022 года.

В феврале 2011 года Группа выпустила долларовые Еврооблигации на общую сумму 1'250 млн долл. США. Еврооблигации были размещены по номинальной стоимости двумя траншами: на сумму 650 млн долл. США сроком погашения 10 лет и ставкой купона 6,604% годовых и на сумму 600 млн долл. США сроком погашения 5 лет и ставкой купона 5,326% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Облигации на сумму 650 млн долл. США подлежат погашению в феврале 2021 года. Облигации на сумму 600 млн долл. США были полностью погашены в соответствии с графиком в феврале 2016 года.

**11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

В феврале 2013 года Группа выпустила рублевые Еврооблигации на сумму 14 млрд рублей со ставкой купона 7,75% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Облигации выпущены сроком на 4 года и подлежат погашению в феврале 2017 года.

**Синдицированная кредитная линия.** В июне 2013 года Группа получила необеспеченную синдицированную кредитную линию от ряда международных банков на общую сумму 1,5 млрд долл. США и выбрала всю сумму кредитной линии к июню 2014 года. Займ подлежит погашению до июля 2018 года ежеквартальными равными платежами, начиная с июня 2015 года, и предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

**Займ от «Фонда Шелкового Пути».** В рамках сделки по продаже 9,9%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ» в декабре 2015 года Группа получила целевой займ от «Фонда Шелкового Пути» для финансирования проекта «Ямал СПГ» (см. Примечание 4).

В соответствии с МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» при первоначальном признании займ был отражен по справедливой стоимости, а разница между его справедливой стоимостью и величиной поступлений денежных средств в размере 9'173 млн рублей отражена как доход будущих периодов (см. Примечание 13). Данный доход был включен в финансовый результат от продажи 9,9%-ной доли в «Ямале СПГ» в момент закрытия сделки в марте 2016 года (см. Примечание 4).

Займ подлежит погашению до декабря 2030 года равными полугодовыми платежами, начиная с декабря 2019 года, и предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

**Прочие займы.** По состоянию на 30 июня 2016 г. и на 31 декабря 2015 г. прочие займы представляли займы в рублях, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера. Займы подлежат погашению до конца 2017 года. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г., часть займов и начисленных процентов на сумму 4'214 млн рублей была погашена досрочно.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая текущую часть, составила 246'355 млн и 319'191 млн рублей на 30 июня 2016 г. и 31 декабря 2015 г. соответственно. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21). Справедливая стоимость остальных долгосрочных заемных средств была определена на основании будущих денежных потоков, дисконтированных с использованием оценочной ставки дисконтирования, скорректированной с учетом риска (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21).

Сроки погашения долгосрочных заемных средств по состоянию на отчетную дату представлены ниже:

<b>Период погашения:</b>	<b>На 30 июня 2016 г.</b>
С 1 июля 2017 г. по 30 июня 2018 г.	46'293
С 1 июля 2018 г. по 30 июня 2019 г.	-
С 1 июля 2019 г. по 30 июня 2020 г.	3'664
С 1 июля 2020 г. по 30 июня 2021 г.	45'300
После 30 июня 2021 г.	98'893
<b>Итого долгосрочные заемные средства</b>	<b>194'150</b>

**Доступные кредитные линии.** По состоянию на 30 июня 2016 г. Группа располагала доступными долгосрочными кредитными линиями от российских банков с кредитными лимитами в размере 80 млрд рублей и эквивалента 750 млн долл. США. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

**12 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ  
ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ**

	На 30 июня 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Заемные средства со сроком погашения свыше трех месяцев	1'419	21'300
Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев	2'661	8'086
<b>Итого краткосрочные заемные средства</b>	<b>4'080</b>	<b>29'386</b>
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	43'568	77'269
<b>Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств</b>	<b>47'648</b>	<b>106'655</b>

*Заемные средства со сроком погашения свыше трех месяцев.* По состоянию на 30 июня 2016 г. и на 31 декабря 2015 г. краткосрочные заемные средства включали займы, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера, в размере 1'419 млн и 1'300 млн рублей соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. краткосрочные заемные средства также включали займ, полученный Группой в рамках невозобновляемой кредитной линии, открытой в российском банке, на сумму 20 млрд рублей. В мае 2016 года данный займ был полностью погашен.

*Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев.* По состоянию на 30 июня 2016 г. и на 31 декабря 2015 г. краткосрочные заемные средства Группы со сроком погашения не более трех месяцев представляли собой займы, полученные в качестве торгового финансирования под залог денежных поступлений от продажи жидких углеводородов по ряду экспортных контрактов Группы.

*Доступные кредитные линии.* По состоянию на 30 июня 2016 г. Группа располагала доступной возобновляемой кредитной линией от российского банка, действующей до декабря 2016 года, с кредитным лимитом в размере 20 млрд рублей.

**13 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

	На 30 июня 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
<b>Финансовые обязательства</b>		
Торговая кредиторская задолженность	23'169	23'989
Обязательство по вкладам в капитал совместных предприятий за вычетом доли Группы в этих вкладах (см. Примечание 4)	9'581	-
Проценты, подлежащие уплате	1'862	3'100
Производные товарные инструменты	1'198	2'355
Прочая кредиторская задолженность	244	3'401
<b>Нефинансовые обязательства</b>		
Авансы, полученные от покупателей	2'383	4'099
Задолженность по заработной плате	289	494
Доходы будущих периодов (см. Примечание 11)	-	9'173
Прочая задолженность и начисленные обязательства	2'956	1'924
<b>Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства</b>	<b>41'682</b>	<b>48'535</b>

Учетная стоимость кредиторской задолженности и начисленных обязательств соответствует их справедливой стоимости. Торговая и прочая кредиторская задолженность отнесена к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21.

**14 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ**

**Выкупленные собственные акции.** В соответствии с *Программами выкупа собственных акций*, одобренными Советом директоров, Группа через свое 100%-ное дочернее общество «Novatek Equity (Surgus) Limited» приобретает обыкновенные акции ОАО «НОВАТЭК» в форме Глобальных Депозитарных Расписок («ГДР») на Лондонской фондовой бирже и обыкновенные акции на Московской Бирже через независимых брокеров. «НОВАТЭК» также приобретает свои обыкновенные акции у акционеров в случаях, предусмотренных российским законодательством.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г., Группа приобрела суммарно 0,2 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) на общую сумму 107 млн рублей. По состоянию на 30 июня 2016 г. и 31 декабря 2015 г. на балансе Группы находилось (в форме обыкновенных акций и ГДР) 17,4 млн и 17,2 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 6'104 млн и 5'997 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участие в голосовании.

**Дивиденды.** Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях (суммы включают налог на дивиденды):

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	1	1
Дивиденды объявленные <sup>(*)</sup>	20'831	15'702
Дивиденды выплаченные <sup>(*)</sup>	(20'831)	(15'702)
<b>Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 30 июня</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
Дивиденды на акцию, объявленные в течение периода (в рублях)	6,90	5,20
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение периода (в рублях)	69,00	52,00

(\*) – исключая выкупленные собственные акции.

**15 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА**

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015	2016	2015
Природный газ	50'707	50'534	111'870	104'155
Нафта	28'734	25'765	56'944	53'202
Сырая нефть	17'682	3'639	31'641	7'550
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	12'774	14'472	27'769	32'947
Стабильный газовый конденсат	11'837	10'100	24'914	14'106
Сжиженный углеводородный газ	4'729	7'064	11'536	12'838
<b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>	<b>126'463</b>	<b>111'574</b>	<b>264'674</b>	<b>224'798</b>

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**16 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ**

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015	2016	2015
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	18'579	20'277	39'973	40'655
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	8'017	6'650	17'121	13'550
Транспортировка продуктов переработки газового конденсата, стабильного газового конденсата и нефти танкерами	2'300	2'635	6'630	5'763
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	1'644	360	3'347	741
Прочие	39	18	81	54
<b>Итого транспортные расходы</b>	<b>30'579</b>	<b>29'940</b>	<b>67'152</b>	<b>60'763</b>

**17 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ**

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015	2016	2015
Нестабильный газовый конденсат	23'957	23'426	43'104	40'629
Природный газ	7'819	6'171	17'945	12'305
Прочие жидкие углеводороды	227	295	671	381
<b>Итого покупка природного газа и жидких углеводородов</b>	<b>32'003</b>	<b>29'892</b>	<b>61'720</b>	<b>53'315</b>

Группа покупает 50% объемов природного газа, добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Нортгаз», часть добываемого своим совместным предприятием ООО «СеверЭнергия» (его 100%-ным дочерним обществом ОАО «Арктикгаз») природного газа и с мая 2015 года – весь объем добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Тернефтегаз» природного газа (см. Примечание 23).

Группа покупает у своих совместных предприятий, «Нортгаза», «СеверЭнергии» (его 100%-ного дочернего общества «Арктикгаза») и «Тернефтегаза» (с мая 2015 года), весь добываемый ими нестабильный газовый конденсат по рыночным ценам региона добычи, основываясь на мировых котировках цен на нефть (см. Примечание 23).

**18 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ**

Помимо налога на прибыль Группа является плательщиком налогов, представленных ниже:

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015	2016	2015
Налог на добычу полезных ископаемых	10'641	8'376	20'517	16'730
Налог на имущество	658	550	1'323	1'117
Прочие налоги	94	89	150	186
<b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b>	<b>11'393</b>	<b>9'015</b>	<b>21'990</b>	<b>18'033</b>

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**19 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015	2016	2015
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	2'780	2'407	6'590	5'132
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	1'290	458	2'733	987
<b>Подитог</b>	<b>4'070</b>	<b>2'865</b>	<b>9'323</b>	<b>6'119</b>
Минус: капитализированные проценты	(1'522)	(1'213)	(3'243)	(2'319)
<b>Расходы в виде процентов по заемным средствам</b>	<b>2'548</b>	<b>1'652</b>	<b>6'080</b>	<b>3'800</b>
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	137	68	259	121
<b>Итого расходы в виде процентов</b>	<b>2'685</b>	<b>1'720</b>	<b>6'339</b>	<b>3'921</b>
<i>Доходы в виде процентов</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015	2016	2015
Доходы в виде процентов по займам выданным	4'405	2'323	9'210	4'852
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	404	346	654	1'003
<b>Итого доходы в виде процентов</b>	<b>4'809</b>	<b>2'669</b>	<b>9'864</b>	<b>5'855</b>
<i>Курсовые разницы</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015	2016	2015
Положительные курсовые разницы	9'576	9'668	27'484	10'721
Отрицательные курсовые разницы	(17'927)	(8'392)	(37'051)	(20'067)
<b>Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто</b>	<b>(8'351)</b>	<b>1'276</b>	<b>(9'567)</b>	<b>(9'346)</b>

**20 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ**

**Эффективная ставка налога на прибыль.** Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2016 и 2015 годах составляла 20%. За три месяца, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 гг., консолидированная эффективная ставка налога на прибыль Группы составила 12,7% и 13,4% соответственно. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 гг., консолидированная эффективная ставка налога на прибыль Группы составила 15,3% и 14,6% соответственно.

В составе прибыли до налога на прибыль Группа признает долю в чистых прибылях (убытках) совместных предприятий, которые, влияя на консолидированную прибыль Группы, не приводят к дополнительным расходам (экономии) по налогу на прибыль на уровне Группы, так как отражены в финансовой отчетности совместных предприятий за вычетом налога на прибыль. При этом доля Группы в каждом из совместных предприятий составляет не менее 50%, в результате чего дивиденды, получаемые Группой от таких компаний, облагаются налогом на дивиденды по нулевой ставке согласно действующему российскому налоговому законодательству.

Без учета влияния прибыли (убытка) и дивидендов от совместных предприятий эффективная ставка налога на прибыль за три месяца, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 гг., составила 19,8% и 18,8% соответственно, и эффективная ставка налога на прибыль за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 гг., составила 19,5% и 19,2% соответственно.

**21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА**

В отношении следующих статей была применена учетная политика, регулирующая учет и раскрытие финансовых инструментов Группы:

<i>Финансовые активы</i>	<b>На 30 июня 2016 г.</b>		<b>На 31 декабря 2015 г.</b>	
	<i>Долгосрочные</i>	<i>Текущие</i>	<i>Долгосрочные</i>	<i>Текущие</i>
<b><i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i></b>				
Займы выданные	13'105	-	13'105	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	20'832	46'114	16'748	37'564
Денежные средства на специальных счетах	-	340	-	6'477
Денежные средства и их эквиваленты	-	25'788	-	29'187
Прочие	13	-	10	-
<b><i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i></b>				
Займы выданные	188'628	575	200'946	-
Производные товарные инструменты	454	2'245	1'511	5'039
<b>Итого финансовые активы</b>	<b>223'032</b>	<b>75'062</b>	<b>232'320</b>	<b>78'267</b>
<b><i>Финансовые обязательства</i></b>				
<b><i>По амортизируемой стоимости</i></b>				
Долгосрочные заемные средства	194'150	43'568	252'050	77'269
Краткосрочные заемные средства	-	4'080	-	29'386
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	34'856	-	30'490
<b><i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i></b>				
Производные товарные инструменты	409	1'198	368	2'355
<b>Итого финансовые обязательства</b>	<b>194'559</b>	<b>83'702</b>	<b>252'418</b>	<b>139'500</b>

**21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Определение справедливой стоимости.** Группа оценивает качество и надежность допущений и данных, используемых для определения справедливой стоимости, в соответствии с МСФО (IFRS) 13 «Справедливая стоимость» по трем уровням иерархии, представленным ниже:

- i. котировки на активных рынках (Уровень 1);
- ii. исходные данные, отличные от котированных цен, включенных в Уровень 1, которые прямо или косвенно наблюдаются на рынке (внешне идентифицируемые данные) (Уровень 2);
- iii. ненаблюдаемые на рынке исходные данные, требующие применения Группой различных допущений (Уровень 3).

**Производные товарные финансовые инструменты.** Группа осуществляет торговлю природным газом на активных рынках за рубежом по долгосрочным и краткосрочным контрактам на покупку и продажу газа, а также покупает и продает различные производные финансовые инструменты (с привязкой к газовым хабам Европы) с целью оптимизации поставок и снижения рисков негативного изменения мировых цен на природный газ.

Данные контракты содержат ценовые параметры, основанные на различных товарных котировках и индексах, и/или возможность изменения объема поставки, и, таким образом, по совокупности причин попадают под действие требований МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», несмотря на то, что по некоторым из таких контрактов предусмотрены физические поставки природного газа. Все вышеуказанные контракты отражаются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости – в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Для оценки справедливой стоимости долгосрочных производных газовых контрактов, предусматривающих физические поставки природного газа, использовались собственные модели и различные методы оценки (mark-to-market и mark-to-model analysis) ввиду отсутствия рыночных котировок или иных рыночных данных на весь срок действия договоров. Основываясь на допущениях при определении справедливой стоимости, такие газовые контракты отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Оценка справедливой стоимости краткосрочных производных газовых контрактов, предусматривающих физические поставки природного газа, а также контрактов, заключенных с целью снижения рисков изменения цен и оптимизации поставок, осуществляется на основании доступных фьючерсных котировок активного рынка (mark-to-market analysis) (Уровень 1).

Суммы, признанные Группой в отношении производных газовых контрактов, учитываемых в соответствии с МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», представлены ниже:

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 30 июня 2016 г.		На 31 декабря 2015 г.	
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	2'699		6'550	
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(1'607)		(2'723)	
	<b>За три месяца, закончившихся 30 июня:</b>		<b>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:</b>	
<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>
Операционный доход				
от торговли природным газом за рубежом	639	215	1'343	385
Изменение справедливой стоимости	(2'315)	(352)	(1'989)	(865)

**21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цены за один мегаватт-час на 10% через 12 месяцев после отчетной даты на оценку справедливой стоимости производных газовых контрактов.

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015
Увеличение на 10%	(1'684)	(1'557)
Снижение на 10%	1'684	1'557

**Признание и переоценка акционерных займов, выданных совместным предприятиям.** Условия договоров акционерных займов, предоставленных Группой совместным предприятиям ОАО «Ямал СПГ» и ЗАО «Тернефтегаз», включают в себя определенные финансовые (базовая процентная ставка, скорректированная на кредитный риск заемщика) и нефинансовые (фактические ставки заимствования акционеров, ожидаемые свободные денежные потоки заемщика и ожидаемые сроки погашения задолженности) переменные, и, согласно учетной политике Группы, были классифицированы как финансовые активы по справедливой стоимости через прибыли или убытки.

В таблице ниже представлено движение акционерных займов, выданных «Ямалу СПГ» и «Тернефтегазу», и соответствующих процентов к получению:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015
<b>На 1 января</b>	<b>216'136</b>	<b>88'726</b>
Предоставление займов	6'645	17'437
Погашение займов и начисленных процентов	(670)	(623)
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение инвестиций Группы в совместные предприятия (см. Примечание 6)	(836)	(2'686)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	8'501	4'090
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(29'541)	(5'543)
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	7'032	2'296
<b>На 30 июня</b>	<b>207'267</b>	<b>103'697</b>

Справедливая стоимость акционерных займов чувствительна к изменениям базовой процентной ставки. В таблице ниже представлен эффект на справедливую стоимость акционерных займов, который возник бы в случае изменения базовой процентной ставки на 1%.

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015
Увеличение на 1%	(15'994)	(6'128)
Снижение на 1%	17'720	6'609

## 21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Цели и политика управления финансовыми рисками.** В обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности Группа подвержена влиянию рыночных рисков, возникающих при колебании цен на покупаемые и продаваемые товары, цен на прочее сырье, а также колебаний обменных курсов валют и процентных ставок. В зависимости от степени волатильности, колебания мировых рыночных цен могут создавать волатильность финансовых результатов деятельности Группы. Для эффективного управления рисками, способными повлиять на финансовые результаты деятельности, Группа придерживается стратегии поддержания устойчивого финансового положения.

Основные положения политики Группы по управлению рисками ставят своей целью выявление и анализ рисков, с которыми сталкивается Группа, для установления соответствующих ограничений и процедур контроля, а также для мониторинга рисков и соблюдения установленных лимитов. Политика и система управления рисками регулярно пересматриваются для того, чтобы они соответствовали изменениям конъюнктуры рынка и специфике деятельности Группы.

**Рыночный риск.** Рыночный риск представляет собой риск изменения рыночных цен, таких как обменные курсы иностранных валют, процентные ставки, цены на товары и стоимость капитала, которые окажут влияние на финансовые результаты деятельности Группы или стоимость удерживаемых финансовых инструментов. Первоочередной целью снижения данных рыночных рисков является управление и контроль подверженности воздействию рыночных рисков одновременно с оптимизацией возврата на риск.

Изменения рыночных цен, которым подвержена Группа, включают изменение цен на товары, такие как нефть, продукты переработки нефти и газового конденсата и природный газ (риск колебания цен на товары), обменных курсов иностранных валют, процентных ставок, стоимости капитала и прочих индексов, которые могут негативно повлиять на стоимость финансовых активов и обязательств Группы или ожидаемые будущие денежные потоки.

### *(а) Риск колебания курсов иностранных валют*

В обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности Группа подвержена риску колебания курсов иностранных валют, возникающих от различного воздействия, в основном, со стороны обменного курса доллара США и евро. Риск колебания курсов иностранных валют возникает, в основном, от будущих хозяйственных операций и имеющихся активов и обязательств, когда они деноминированы в валюте, отличающейся от функциональной валюты.

Общая стратегия Группы нацелена на исключение существенного риска возникновения курсовых разниц, связанных с использованием валют, отличных от российского рубля, доллара США и евро. Группа может использовать валютные производные финансовые инструменты для управления рисками, связанными с колебаниями курсов валют, которым подвержены некоторые контрактные обязательства по продаже и покупке, долговые инструменты и прочие операции, деноминированные в валюте, отличной от российского рубля, а также некоторые нерублевые активы и обязательства.

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Учетная стоимость финансовых инструментов Группы деноминирована в валютах, представленных ниже:

<i>На 30 июня 2016 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
<i>Финансовые активы</i>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	13'105	82'328	106'300	-	201'733
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'967	12'403	5'462	-	20'832
Производные товарные инструменты	-	-	454	-	454
Прочие	-	-	-	13	13
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	18'842	22'994	3'525	753	46'114
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	575	-	-	575
Производные товарные инструменты	-	-	2'245	-	2'245
Денежные средства на специальных счетах	-	-	340	-	340
Денежные средства и их эквиваленты	5'702	10'844	9'024	218	25'788
<i>Финансовые обязательства</i>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(16'711)	(177'439)	-	-	(194'150)
Производные товарные инструменты	-	-	(409)	-	(409)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(13'986)	(29'582)	-	-	(43'568)
Краткосрочные заемные средства	(1'419)	-	(2'661)	-	(4'080)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(18'183)	(13'581)	(2'895)	(197)	(34'856)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'198)	-	(1'198)
<b>Подверженность риску (нетто)</b>	<b>(9'683)</b>	<b>(91'458)</b>	<b>120'187</b>	<b>787</b>	<b>19'833</b>

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

<i>На 31 декабря 2015 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
<b>Финансовые активы</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	13'105	90'650	110'296	-	214'051
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'341	11'515	2'862	30	16'748
Производные товарные инструменты	-	-	1'511	-	1'511
Прочие	-	-	-	10	10
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	19'160	14'665	3'058	681	37'564
Производные товарные инструменты	-	-	5'039	-	5'039
Денежные средства на специальных счетах	-	-	6'477	-	6'477
Денежные средства и их эквиваленты	10'171	7'223	11'499	294	29'187
<b>Финансовые обязательства</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(33'246)	(218'804)	-	-	(252'050)
Производные товарные инструменты	-	-	(368)	-	(368)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(77'269)	-	-	(77'269)
Краткосрочные заемные средства	(21'300)	-	(8'086)	-	(29'386)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(20'243)	(7'653)	(2'373)	(221)	(30'490)
Производные товарные инструменты	-	-	(2'355)	-	(2'355)
<b>Подверженность риску (нетто)</b>	<b>(30'012)</b>	<b>(179'673)</b>	<b>127'560</b>	<b>794</b>	<b>(81'331)</b>

*(б) Риск колебания цен на товары*

Стратегия Группы по торговле природным газом и жидкими углеводородами осуществляется централизованно. Изменение цен на товары способно негативно или позитивно повлиять на результаты деятельности Группы. Группа управляет риском колебания цен на товары путем оптимизации основной деятельности для получения стабильной маржи от реализации.

**Поставки природного газа на российский рынок.** Будучи независимым производителем газа, Группа не является объектом государственного регулирования цен на природный газ, за исключением объемов, продаваемых населению. Тем не менее, цены, по которым Группа реализует природный газ, подвержены значительному влиянию цен, устанавливаемых федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющим государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий топливно-энергетического комплекса и транспорта.

С 1 января 2014 г. по 30 июня 2015 г. регулируемые цены на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке (кроме населения), не изменялись. С 1 июля 2015 г. цены на природный газ были увеличены в среднем на 7,5% и оставались неизменными до конца второго квартала 2016 года.

**21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Согласно «Сценарным условиям, основным параметрам прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и предельным уровням цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов», опубликованным Министерством экономического развития Российской Федерации в мае 2016 года, предполагалось увеличивать оптовые цены на природный газ для всех категорий потребителей (кроме населения) в 2016 – 2019 годах в среднем на 2% с 1 июля каждого года. На дату утверждения данной промежуточной сокращенной финансовой отчетности отсутствовала информация о фактической дате и размере индексации оптовых цен на природный газ в 2016 году. Правительство Российской Федерации продолжает обсуждать различные концепции развития газовой отрасли, в том числе темпы роста цен на природный газ на внутреннем рынке.

Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ в Российской Федерации ограничен, и не использует товарные производные финансовые инструменты в торговых целях. Все контракты Группы на покупку и продажу природного газа на российском рынке заключены с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам либо для собственного потребления и не попадают под действие МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка». Однако для эффективного управления маржой, получаемой от реализации природного газа, руководство установило целевые показатели объемов, продаваемых трейдерам на точке врезки, конечным покупателям и на бирже природного газа.

**Торговля природным газом на европейском рынке.** Группа покупает и продает природный газ на европейском рынке по долгосрочным и краткосрочным контрактам, а также покупает и продает различные производные товарные инструменты, содержащие формулы цен, индексируемые к ценам на природный газ на газовых хабах Северо-Западной Европы, к ценам на нефть и нефтепродукты и/или их комбинации. В связи с этим результаты Группы, относящиеся к торговле природным газом и торговле производными товарными инструментами за рубежом, подвержены волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен.

Покупка и продажа природного газа и соответствующих производных финансовых инструментов за рубежом осуществляется 100%-ным дочерним обществом Группы, компанией «Novatek Gas & Power GmbH», и управляется в рамках интегрированной трейдинговой функции.

**Жидкие углеводороды.** Группа реализует свои нефть, стабильный газовый конденсат и продукты переработки газового конденсата по спот-контрактам. Реализация нефти и стабильного газового конденсата на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона, Европы и США основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent IPE или Dubai и/или на нефть марки Naphtha Japan и Naphtha CIF NWE или их комбинации плюс премия или минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация прочих продуктов переработки газового конденсата осуществляется преимущественно на европейском рынке и основывается на сопоставимых котировках цен на керосин марки Jet CIF NWE, газойл марки CIF NWE 0,1% и мазут марки CIF NWE 1% плюс премия или минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация нефти на экспорт основана на сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent dated минус дисконт, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке.

Таким образом, выручка Группы от реализации жидких углеводородов подвержена волатильности цен на нефть и продукты переработки газового конденсата. Все контракты Группы на покупку и продажу жидких углеводородов заключены с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам либо для собственного потребления и не попадают под действие МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка».

**21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)***(в) Риск влияния изменений процентных ставок на денежные потоки и справедливую стоимость*

Группа подвержена риску колебания процентных ставок на финансовые обязательства с переменными процентными ставками. Изменение процентных ставок влияет в основном на заемные средства, изменяя либо их справедливую стоимость (заемные средства с фиксированной процентной ставкой), либо будущие потоки денежных средств (заемные средства с переменной процентной ставкой). Для того, чтобы снизить данный риск, казначейское подразделение Группы проводит периодический анализ существующих на рынке процентных ставок, и в зависимости от результатов анализа руководство принимает решения, какой из доступных способов финансирования наиболее выгоден – с переменной или фиксированной процентной ставкой. В случаях, когда происходит значительное изменение текущей рыночной фиксированной или переменной процентной ставки, руководство рассматривает возможность рефинансирования определенного долга по более выгодной процентной ставке.

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 30 июня 2016 г.		На 31 декабря 2015 г.	
	млн рублей	Доля	млн рублей	Доля
С фиксированной ставкой	164'505	68%	254'276	71%
С переменной ставкой	77'293	32%	104'429	29%
<b>Итого заемные средства</b>	<b>241'798</b>	<b>100%</b>	<b>358'705</b>	<b>100%</b>

Группа централизованно управляет потребностями и излишками денежных средств дочерних обществ и большинством их потребностей во внешних заимствованиях, которые принимаются во внимание при определении уровня консолидированной задолженности по займам в соответствии с политикой финансирования, направленной на оптимизацию затрат на финансирование, а также управляет влиянием изменений процентных ставок на финансовые результаты деятельности в соответствии с рыночными условиями. Таким образом, Группа способна поддерживать баланс между частью заимствований с переменной процентной ставкой и излишками денежных средств, обеспечивая низкий уровень подверженности любым изменениям процентных ставок в краткосрочной перспективе. Данная политика позволяет значительно ограничить чувствительность Группы к волатильности процентных ставок.

**Кредитный риск (риск неплатежей).** Кредитный риск относится к риску возникновения у Группы финансового убытка в случае неисполнения контрагентами контрактных обязательств.

Управление кредитным риском осуществляется на уровне Группы. Кредитный риск возникает в отношении денежных средств и их эквивалентов (включая краткосрочные депозиты в банках) и покупателей и заказчиков (включая непогашенную дебиторскую задолженность и операции, по которым существуют договорные обязательства). Денежные средства и их эквиваленты размещаются только в банках, которые, по мнению Группы, имеют минимальный риск банкротства в течение всего периода размещения депозита.

Торговая и прочая дебиторская задолженность Группы состоит из большого числа покупателей, распределенных между различными отраслями и географическими территориями. Группа разработала стандартные кредитные условия оплаты и постоянно следит за состоянием торговой и прочей дебиторской задолженности и платежеспособностью покупателей.

## 21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Большая часть реализации жидких углеводородов Группы на международных рынках приходится на покупателей с независимым внешним рейтингом; однако в случае, если независимый кредитный рейтинг покупателя ниже ВВВ, Группа требует обеспечение дебиторской задолженности в форме аккредитива в банках с рейтингом инвестиционной категории. Большая часть реализации жидких углеводородов на внутреннем рынке производится на основе 100%-ной предоплаты.

В результате региональной коммерческой деятельности по продаже природного газа на внутреннем рынке, Группа подвержена риску неплатежей со стороны мелких и средних промышленных потребителей и физических лиц. Чтобы уменьшить кредитный риск, Группа осуществляет мониторинг собираемости дебиторской задолженности путем анализа по срокам возникновения задолженности по группам покупателей и учитывая предыдущую историю платежей.

Максимальная подверженность кредитному риску на отчетную дату представляет собой учетную стоимость каждого финансового актива, учитываемого в консолидированном отчете о финансовом положении.

Кроме того, Группа предоставляет долгосрочные займы своим совместным предприятиям на разработку месторождений, строительство и приобретение нефтегазовых активов. Необходимый объем заемных средств и графики их выдачи и погашения определяются исходя из бюджетов и бизнес-планов, утвержденных акционерами совместных предприятий.

**Риск ликвидности.** Риск ликвидности представляет собой риск невозможности исполнения Группой своих финансовых обязательств в установленные сроки. Подход Группы к управлению ликвидностью предусматривает наличие достаточного объема финансирования, необходимого для выполнения обязательств по мере наступления сроков их исполнения как в нормальных, так и в чрезвычайных условиях, без возникновения неприемлемых убытков или риска нанесения ущерба репутации Группы. В процессе управления риском ликвидности Группа поддерживает адекватное соотношение резервов денежных и заемных средств, осуществляет мониторинг прогнозируемых и фактических потоков денежных средств, а также соотносит сроки погашения финансовых активов и обязательств.

Группа готовит различные финансовые планы (ежемесячные, квартальные и годовые), которые дают уверенность в наличии достаточного объема денежных средств для оплаты операционных расходов, финансовых обязательств и инвестиционной деятельности. Группа использует различные краткосрочные кредитные линии. Кредитные линии и банковские овердрафты могут использоваться Группой для удовлетворения краткосрочных потребностей в финансировании. Для обеспечения потребностей в денежных средствах на более постоянной основе Группа обычно привлекает долгосрочные кредиты на доступных международных и внутренних рынках.

Ниже представлены данные, которые обобщают сроки погашения финансовых обязательств Группы, кроме производных газовых контрактов, основываясь на договорных недисконтированных платежах, включая выплату процентов.

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

<i>На 30 июня 2016 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	16'661	-	50'707	106'723	174'091
<i>Проценты</i>	9'010	7'925	23'476	13'868	54'279
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	31'077	46'369	-	-	77'446
<i>Проценты</i>	1'174	452	-	-	1'626
Торговая и прочая кредиторская задолженность	34'856	-	-	-	34'856
<b>Итого финансовые обязательства</b>	<b>92'778</b>	<b>54'746</b>	<b>74'183</b>	<b>120'591</b>	<b>342'298</b>

*На 31 декабря 2015 г.*

Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	71'816	14'000	7'605	170'958	264'379
<i>Проценты</i>	11'288	9'531	26'798	20'049	67'666
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	34'938	52'906	16'819	-	104'663
<i>Проценты</i>	1'644	867	144	-	2'655
Торговая и прочая кредиторская задолженность	30'490	-	-	-	30'490
<b>Итого финансовые обязательства</b>	<b>150'176</b>	<b>77'304</b>	<b>51'366</b>	<b>191'007</b>	<b>469'853</b>

В таблице ниже представлены обобщающие данные по срокам исполнения производных товарных контрактов Группы, основанные на недисконтированных потоках денежных средств:

<i>На 30 июня 2016 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Приток денежных средств	30'368	24'222	61'927	24'494	141'011
Отток денежных средств	(29'322)	(23'820)	(62'221)	(24'549)	(139'912)
<b>Чистые денежные потоки</b>	<b>1'046</b>	<b>402</b>	<b>(294)</b>	<b>(55)</b>	<b>1'099</b>
<i>На 31 декабря 2015 г.</i>					
Приток денежных средств	36'518	27'380	65'825	37'164	166'887
Отток денежных средств	(33'838)	(26'067)	(65'889)	(37'278)	(163'072)
<b>Чистые денежные потоки</b>	<b>2'680</b>	<b>1'313</b>	<b>(64)</b>	<b>(114)</b>	<b>3'815</b>

**Управление капиталом.** Основными целями политики по управлению капиталом Группы являются обеспечение прочной основы для финансирования и осуществления хозяйственной деятельности посредством осмотрительных инвестиционных решений, а также сохранение доверия инвесторов, рынка и кредиторов для поддержания ее деятельности.

**21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

До 2015 года Группе были присвоены кредитные рейтинги инвестиционного уровня: Вaa3 агентством Moody's Investors Service, ВВВ- агентством Fitch Ratings, а также кредитный рейтинг ВВВ- агентством Standard & Poor's. В феврале 2015 года вслед за снижением суверенного кредитного рейтинга Российской Федерации агентствами Standard & Poor's и Moody's Investors Service, кредитный рейтинг Группы также был снижен до неинвестиционного уровня ВВ+ и Вa1 соответственно. В целях поддержания и повышения кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

Группа управляет своим капиталом на общекорпоративной основе с целью поддержания адекватного уровня финансирования, достаточного для удовлетворения операционных потребностей Группы. Основная часть заемных средств, необходимых для финансирования 100%-ных дочерних обществ «НОВАТЭКа», привлекается из внешних источников на уровне материнской компании, а финансирование компаний Группы происходит посредством предоставления внутригрупповых займов либо дополнительных вкладов в уставный капитал.

Группа имеет формализованную политику по выплате дивидендов, устанавливающую минимальный уровень выплаты дивидендов в размере не менее 30% от консолидированной чистой прибыли Группы, рассчитанной в соответствии с МСФО, скорректированной на единовременные прибыли (убытки). Размер дивидендов за конкретный год определяется, принимая во внимание будущие доходы, потребности в капитальных затратах, будущие возможности бизнеса и существующее финансовое положение Группы. Совет директоров ОАО «НОВАТЭК» рекомендует произвести выплату дивидендов, а собрание акционеров ОАО «НОВАТЭК» одобряет выплату.

Группа определяет термин «капитал» как капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», плюс чистый долг (общая сумма задолженности по займам минус денежные средства и их эквиваленты). В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 30 июня 2016 г. и 31 декабря 2015 г. капитал Группы составлял 788'940 млн и 755'597 млн рублей соответственно.

**22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

**Условия ведения деятельности.** Экономике Российской Федерации по-прежнему присущи некоторые характерные особенности развивающегося рынка. К таким характерным особенностям относятся, в числе прочих, отсутствие на практике свободной конвертации национальной валюты в большинстве стран за пределами Российской Федерации и относительно высокий уровень инфляции. Кроме того, российская экономика в значительной мере подвержена влиянию мировых цен на нефть и газ, поэтому существенное продолжительное снижение цен на нефть оказывает негативное влияние на экономику Российской Федерации. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и частым изменениям. Также организации, осуществляющие свою деятельность на территории Российской Федерации в настоящее время, сталкиваются и с другими фискальными и нормативно-правовыми препятствиями. Направление экономического развития Российской Федерации во многом зависит от эффективности мер, предпринимаемых Правительством в сфере экономики, финансов и монетарной политики, а также совершенствования системы налогообложения, законодательно-правовой базы и развития политических процессов.

Группа осуществляет свою финансово-хозяйственную деятельность преимущественно на территории Российской Федерации и поэтому подвергается рискам, связанным с состоянием экономики и финансовых рынков Российской Федерации.

События на Украине в течение 2014 и 2015 годов и последующая негативная реакция мирового сообщества оказывали и могут продолжать оказывать негативное влияние на российскую экономику, включая усложнение привлечения международного финансирования, обесценение национальной валюты и высокую инфляцию. Эти и другие события в случае эскалации могут оказать существенное негативное влияние на условия ведения деятельности в Российской Федерации.

**22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Секторальные санкции, введенные правительством США.** 16 июля 2014 г. Управление по контролю за иностранными активами казначейства США (OFAC) выпустило Идентификационный список секторальных санкций (далее – «Список»), в который было включено ОАО «НОВАТЭК». Список запрещает гражданам и юридическим лицам США и лицам, находящимся на территории США, предоставлять новое финансирование Группе на срок более 90 дней, однако все прочие сделки и операции, включая финансовые, осуществляемые гражданами и юридическими лицами США и на территории США с Группой, не запрещаются. Включение в Список не повлияло на деятельность Группы в любой юрисдикции, а также не влияет на активы, размещенные акции и заемные средства Группы.

Руководство проанализировало программы капитального строительства Группы и существующий кредитный портфель и пришло к выводу, что Группа имеет достаточный объем денежных средств (ликвидности), получаемых от операционной деятельности, для финансирования в требуемом объеме своей основной нефтегазовой хозяйственной деятельности, в том числе финансирования всех запланированных программ капитального строительства дочерних обществ, а также для своевременного обслуживания и погашения всех имеющихся на текущую отчетную дату краткосрочных и долгосрочных заимствований Группы и, таким образом, включение в Список не оказывает негативного влияния на операционную деятельность Группы.

В настоящее время Группа совместно с иностранными партнерами привлекает необходимое совместным предприятиям финансирование на рынках капитала и у кредиторов за пределами США.

**Договорные обязательства.** По состоянию на 30 июня 2016 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 16 млрд рублей (на 31 декабря 2015 г.: 23 млрд рублей) преимущественно на разработку и обустройство Восточно-Таркосалинского (до конца 2018 года), Ярудейского (до конца 2017 года), Салмановского (Утреннего) (до конца 2018 года), Юрхаровского (до конца 2018 года), Ханчейского (до конца 2017 года) и Северо-Русского (до конца 2017 года) месторождений.

Группа подписала ряд долгосрочных договоров, относящихся к фрахтованию морских танкеров на условиях тайм-чартера с периодом оказания услуг от трех до шести лет, для обеспечения транспортировки жидких углеводородов. По состоянию на 30 июня 2016 г. будущие минимальные платежи Группы в рамках данных договоров составили приблизительно 19,8 млрд рублей (на 31 декабря 2015 г.: 10,3 млрд рублей).

**Нефинансовые гарантии.** Общая величина нефинансовых гарантий, относящаяся к проекту «Ямал СПГ», выданных Группой ряду третьих лиц (Министерству Финансов Российской Федерации, российским и зарубежным банкам, подрядчикам по строительству СПГ-завода, судовладельцам СПГ-танкеров, владельцам СПГ-терминалов) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества, составила 3,0 млрд долл. США и 1,3 млрд евро по состоянию на 30 июня 2016 г. (на 31 декабря 2015 г.: 3,6 млрд долл. США и 0,1 млрд евро). Данные нефинансовые гарантии имеют различные сроки действия, зависящие в основном от срока успешного завершения Проекта – окончания строительства завода СПГ и его выхода на проектную мощность. Группа планирует в будущем выпустить нефинансовые гарантии на период после завершения Проекта в отношении определенных факторов, предусмотренных договорами проектного финансирования.

По обязательствам Группы в связи с нефинансовой гарантией, выданной банкам, предоставляющим проектное финансирование «Ямалу СПГ», Государственная корпорация «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» выдала в пользу банков встречную гарантию на сумму, не превышающую эквивалента 3 млрд долл. США.

Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по указанным договорам нефинансовых гарантий, выданных Группой, не является вероятным, соответственно резерв под эти обязательства в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности создан не был.

**22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Налогообложение.** Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и изменениям, которые могут происходить довольно часто. Интерпретация руководством Группы налогового законодательства применительно к операциям и деятельности Группы может быть периодически оспорена соответствующими региональными и федеральными органами. Кроме того, события, произошедшие в Российской Федерации, указывают на то, что налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов, и возможно, что операции и деятельность, по которым не было замечаний в прошлом, могут быть повторно проверены. Как следствие, могут быть начислены значительные дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

Руководство считает, что соответствующие законодательные акты трактуются надлежащим образом, и позиции Группы по налогообложению, валютному регулированию и таможенному оформлению являются обоснованными. В тех случаях, когда, по мнению руководства, существовала вероятность того, что его позиция не будет поддержана, соответствующая сумма была отражена в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

**Соблюдение условий лицензионных соглашений.** Уполномоченные государственные органы периодически проверяют деятельность Группы на предмет соблюдения условий лицензионных соглашений на право пользования недрами. Руководство взаимодействует с уполномоченными органами с целью согласования действий, необходимых для устранения любых выявленных в ходе проверок недостатков. Невыполнение условий лицензионных соглашений может привести к начислению штрафов и наложению санкций, включая приостановку действия или отзыв лицензии. Руководство считает, что любые вопросы, связанные с неполным выполнением требований лицензионных соглашений, являются решаемыми посредством переговоров или внесением необходимых корректировочных действий без каких-либо существенных неблагоприятных последствий для финансового положения, результатов деятельности или движения денежных средств Группы.

Нефтегазовые месторождения и лицензионные участки Группы находятся на территории ЯНАО. Лицензии на них выдаются Федеральным агентством по недропользованию Российской Федерации, при этом Группа уплачивает налог на добычу полезных ископаемых при добыче сырой нефти, природного газа и нестабильного газового конденсата на этих месторождениях и осуществляет регулярные платежи за пользование недрами.

**Обязательства по охране окружающей среды.** Группа осуществляет деятельность в нефтегазовом секторе Российской Федерации в течение многих лет. Применение законодательства по охране окружающей среды в Российской Федерации продолжает развиваться, а обязанности уполномоченных государственных органов по надзору за его соблюдением постоянно пересматриваются. Группа периодически проводит оценку своих обязательств по охране окружающей среды и, по мере установления таких обязательств, незамедлительно начисляет их в качестве расходов, если получение будущих выгод маловероятно. Потенциальные обязательства по охране окружающей среды, возникающие в связи с изменением интерпретаций существующего законодательства, судебными исками или изменениями в законодательстве, не могут быть оценены. По мнению руководства, при существующей системе контроля и при текущем законодательстве не существует вероятных обязательств, которые могут иметь существенное негативное влияние на финансовое положение, результаты деятельности или движение денежных средств Группы.

**Условные обязательства правового характера.** Группа является объектом или участником ряда судебных процессов (как в качестве истца, так и ответчика), возникающих в ходе обычной хозяйственной деятельности. По мнению руководства, в настоящее время не существует неурегулированных претензий или иных исков, которые могли бы оказать существенное влияние на результаты деятельности или финансовое положение Группы и не были бы признаны или раскрыты в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ**

Сделки между «НОВАТЭКом» и его дочерними обществами, которые являются связанными сторонами «НОВАТЭКа», были исключены при консолидации и не раскрываются в этом Примечании.

Для целей настоящей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности стороны в общем случае считаются связанными, если у одной стороны есть возможность контролировать другую сторону, стороны находятся под общим контролем или одна сторона может оказывать существенное влияние или совместно контролировать другую сторону в принятии финансовых и операционных решений. В отношении каждого возможного взаимодействия со связанными сторонами руководство уделяет внимание характеру взаимоотношений, а не только юридической форме, основываясь на своем объективном суждении. Связанные стороны могут заключать между собой сделки, которые не заключали бы между собой несвязанные стороны, а сроки, условия и суммы сделок между связанными сторонами могут отличаться от условий аналогичных сделок между несвязанными сторонами.

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015	2016	2015
<b>Операции</b>				
<b>ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:</b>				
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(19'495)	(19'347)	(37'229)	(34'157)
Прочая выручка	41	35	70	59
<b>ООО «Ямал развитие»:</b>				
Доходы в виде процентов по займам выданным	331	389	662	716
<b>ЗАО «Нортгаз»:</b>				
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(4'472)	(5'280)	(8'549)	(10'320)
<b>ЗАО «Тернефтегаз»:</b>				
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(3'139)	(1'413)	(5'749)	(1'413)
Доходы в виде процентов по займам выданным	63	55	138	127
Прочая выручка	22	22	44	48
<b>ОАО «Ямал СПГ»:</b>				
Доходы в виде процентов по займам выданным	3'988	1'844	8'363	3'962
Прочая выручка	82	78	151	139

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)***Связанные стороны – совместные предприятия*

На 30 июня 2016 г. На 31 декабря 2015 г.

**Сальдо по расчетам****ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:**

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 7'878 6'733

**ООО «Ямал развитие»:**

Долгосрочные займы выданные 13'105 13'105

Дебиторская задолженность по  
процентам по долгосрочным займам выданным 2'475 1'813**ЗАО «Нортгаз»:**

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 1'754 1'751

**ЗАО «Тернефтегаз»:**

Долгосрочные займы выданные 3'410 4'413

Текущая часть долгосрочных займов выданных 575 -

Дебиторская задолженность по  
процентам по долгосрочным займам выданным 198 813

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 1'282 1'133

**ОАО «Ямал СПГ»:**

Долгосрочные займы выданные 185'218 196'533

Дебиторская задолженность по  
процентам по долгосрочным займам выданным 17'866 14'377

Торговая дебиторская задолженность 83 134

Сроки и условия по займам, выданным совместным предприятиям, описаны в Примечании 7.

Группа выпустила нефинансовые гарантии по обязательствам своих совместных предприятий, как описано в Примечании 22.

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

<i>Связанные стороны – компании под контролем / совместным контролем ключевого руководящего персонала</i>	<b>За три месяца, закончившихся 30 июня:</b>		<b>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:</b>	
	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>
<b>Операции</b>				
<b>ООО «Трансойл»:</b>				
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(2'318)	(1'995)	(5'035)	(3'947)
<b>ООО «Нова»:</b>				
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(118)	(1'014)	(292)	(2'011)
Материалы, услуги и прочие расходы	(35)	(16)	(64)	(49)
<b>ПАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества (под контролем до декабря 2015 года):</b>				
Реализация природного газа и жидких углеводородов	-	3'652	-	6'315
Покупка природного газа и жидких углеводородов	-	(3'491)	-	(6'620)
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	-	(983)	-	(1'996)
Материалы, услуги и прочие расходы	-	(434)	-	(867)
<b>ПАО «Первобанк» (под контролем до ноября 2015 года):</b>				
Доходы в виде процентов	-	112	-	310
<hr/>				
<i>Связанные стороны – компании под контролем / совместным контролем ключевого руководящего персонала</i>			<b>На 30 июня 2016 г.</b>	<b>На 31 декабря 2015 г.</b>
<b>Сальдо по расчетам</b>				
<b>ООО «Трансойл»:</b>				
Предоплаты и прочие текущие активы			300	412
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			333	316
<b>ООО «Нова»:</b>				
Авансы, выданные на строительство			36	75
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			283	262

В декабре 2015 года в результате изменения структуры владения и корпоративного управления ПАО «СИБУР Холдинг» Председатель Правления «НОВАТЭКа» перестал являться его контролирующим акционером, вследствие чего «СИБУР Холдинг» перестал являться связанной стороной Группы.

В ноябре 2015 года Председатель Правления «НОВАТЭКа» продал контрольную долю в ПАО «Первобанк» третьей стороне, в результате чего «Первобанк» перестал являться связанной стороной Группы.

**23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Вознаграждение ключевому руководящему персоналу.** Группа осуществила следующие выплаты денежными средствами ключевому руководящему персоналу (членам Совета директоров и Правления) в виде краткосрочных вознаграждений, включая заработную плату, бонусы и не учитывая выплаченные дивиденды:

Связанные стороны – ключевой руководящий персонал	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2016	2015	2016	2015
Совет директоров	57	78	77	97
Правление	532	741	1'265	1'350
<b>Итого выплаты</b>	<b>589</b>	<b>819</b>	<b>1'342</b>	<b>1'447</b>

Указанные суммы включают налог на доходы физических лиц, но не включают отчисления, производимые работодателем во внебюджетные фонды. Некоторые члены ключевого руководящего персонала имеют прямое и/или косвенное владение в Группе и получают дивиденды на общих основаниях в зависимости от их долей владения. В состав Совета директоров входят девять человек. С марта 2016 года в состав Правления входят двенадцать человек (ранее – девять человек).

**24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ**

Деятельность Группы, как ее видит ответственное лицо, принимающее операционные решения (далее именуемое как «ответственное лицо», представленное Правлением «НОВАТЭКа»), состоит из одного операционного сегмента: «разведка, добыча и маркетинг».

Информация по сегментам предоставляется ответственному лицу в соответствии с законодательно установленными российскими стандартами бухгалтерского учета (далее – «РСБУ») с представлением корректировок и переклассификаций, отраженных в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности, для целей достоверного представления в соответствии с МСФО.

Ответственное лицо оценивает эффективность отчетного сегмента, основываясь на прибыли до налога на прибыль, поскольку налог на прибыль по сегментам не распределяется. Данные об активах и обязательствах сегментов ответственному лицу для принятия решений не предоставляются (за исключением капитальных расходов за период).

## 24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегментам за три месяца, закончившихся 30 июня 2016 г., представлена ниже:

За три месяца, закончившихся 30 июня 2016 г.	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой отчетности
Внешняя реализация		127'767	127'767	(379)	127'388
Операционные расходы	<i>a, e</i>	(90'220)	(90'220)	201	(90'019)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>б, e</i>	473	473	(2'204)	(1'731)
Расходы в виде процентов	<i>в, e</i>	(3'487)	(3'487)	802	(2'685)
Доходы в виде процентов	<i>г</i>	3'471	3'471	1'338	4'809
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>д</i>	-	-	6'301	6'301
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		(8'945)	(8'945)	594	(8'351)
<b>Результаты по сегменту</b>		<b>29'059</b>	<b>29'059</b>	<b>6'653</b>	<b>35'712</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					19'623
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>					<b>55'335</b>
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	7'711	7'711	652	8'363
Капитальные затраты	<i>в</i>	7'824	7'824	887	8'711

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует дополнительного начисления операционных расходов в размере 769 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного признания прочих операционных убытков в размере 2'315 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 887 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 1'323 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прибыли в размере 6'301 млн рублей для целей МСФО; и

## 24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- е. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, вознаграждениям работникам, по сомнительным долгам, расходов на геологоразведку, оценкой остатков товарно-материальных запасов, признанием эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов.

Информация по сегментам за три месяца, закончившихся 30 июня 2015 г., представлена ниже:

За три месяца, закончившихся 30 июня 2015 г.	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой отчетности
Внешняя реализация		112'232	112'232	12	112'244
Операционные расходы	<i>а, г</i>	(80'599)	(80'599)	1'058	(79'541)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>б</i>	111	111	(269)	(158)
Расходы в виде процентов	<i>в, г</i>	(1'478)	(1'478)	(242)	(1'720)
Доходы в виде процентов	<i>г</i>	1'923	1'923	746	2'669
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		-	-	(95)	(95)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		1'501	1'501	(225)	1'276
<b>Результаты по сегменту</b>		<b>33'690</b>	<b>33'690</b>	<b>985</b>	<b>34'675</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					13'004
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>					<b>47'679</b>
Износ, истощение и амортизация	<i>а</i>	6'089	6'089	(1'408)	4'681
Капитальные затраты	<i>в</i>	13'890	13'890	1'361	15'251

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- а. различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует сторнирования операционных расходов в размере 1'360 млн рублей для целей МСФО;
- б. различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного признания прочих операционных убытков в размере 353 млн рублей для целей МСФО;
- в. различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 1'361 млн рублей для целей МСФО; и

## 24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- г. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, вознаграждениям работникам, по сомнительным долгам, расходов на геологоразведку, оценкой остатков товарно-материальных запасов, признанием эффекта от увеличения дисконтированного долгосрочного финансового актива и эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов, транзакционных расходов на привлечение заемных средств.

Информация по сегментам за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г., представлена ниже:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г.</i>	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой отчетности
Внешняя реализация		267'007	267'007	(268)	266'739
Операционные расходы	<i>а, ж</i>	(186'309)	(186'309)	(869)	(187'178)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>б, в, ж</i>	54'375	54'375	17'937	72'312
Расходы в виде процентов	<i>з, ж</i>	(7'723)	(7'723)	1'384	(6'339)
Доходы в виде процентов	<i>д</i>	7'075	7'075	2'789	9'864
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>е</i>	-	-	7'032	7'032
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>б</i>	(11'060)	(11'060)	1'493	(9'567)
<b>Результаты по сегменту</b>		<b>123'365</b>	<b>123'365</b>	<b>29'498</b>	<b>152'863</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					43'004
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>					<b>195'867</b>
Износ, истощение и амортизация	<i>а</i>	14'985	14'985	1'211	16'196
Капитальные затраты	<i>з</i>	16'731	16'731	686	17'417

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- а. различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует дополнительного начисления операционных расходов в размере 1'205 млн рублей для целей МСФО;
- б. различием в методологии расчета прибыли от выбытия 9,9%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ», совместном предприятии Группы, по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочей операционной прибыли в размере 20'041 млн рублей и положительных курсовых разниц в размере 879 млн рублей для целей МСФО;
- в. различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного признания прочих операционных убытков в размере 1'989 млн рублей для целей МСФО;

**24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

- г. различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 686 млн рублей для целей МСФО;
- д. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 2'759 млн рублей для целей МСФО;
- е. различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прибыли в размере 7'032 млн рублей для целей МСФО; и
- ж. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, вознаграждениям работникам, по сомнительным долгам, расходов на геологоразведку, оценкой остатков товарно-материальных запасов, признанием эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов.

Информация по сегментам за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 г., представлена ниже:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 г.</i>	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой отчетности
Внешняя реализация		225'937	225'937	49	225'986
Операционные расходы	<i>a, e</i>	(155'262)	(155'262)	1'825	(153'437)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>б</i>	345	345	(702)	(357)
Расходы в виде процентов	<i>в, e</i>	(3'707)	(3'707)	(214)	(3'921)
Доходы в виде процентов	<i>г</i>	4'433	4'433	1'422	5'855
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>д</i>	-	-	2'296	2'296
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		(9'333)	(9'333)	(13)	(9'346)
<b>Результаты по сегменту</b>		<b>62'413</b>	<b>62'413</b>	<b>4'663</b>	<b>67'076</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					17'278
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>					<b>84'354</b>
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	11'559	11'559	(2'363)	9'196
Капитальные затраты	<i>в</i>	26'781	26'781	2'964	29'745

## 24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- а. различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует сторнирования операционных расходов в размере 2'344 млн рублей для целей МСФО;
- б. различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного признания прочих операционных убытков в размере 865 млн рублей для целей МСФО;
- в. различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 2'964 млн рублей для целей МСФО;
- г. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 1'233 млн рублей для целей МСФО;
- д. различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления дохода в размере 2'296 млн рублей для целей МСФО; и
- е. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, вознаграждениям работникам, по сомнительным долгам, расходов на геологоразведку, оценкой остатков товарно-материальных запасов, признанием эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов, транзакционных расходов на привлечение заемных средств.

**Географические сегменты.** Группа осуществляет свою деятельность в следующих географических регионах:

- *Российская Федерация* – разведка и разработка участков недр, добыча и переработка углеводородов и реализация природного газа, стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа, сырой нефти и продуктов переработки газа;
- *Страны Европы (в основном Дания, Бельгия, Нидерланды и Финляндия)* – реализация нефти, сжиженного углеводородного газа, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки и сырой нефти;
- *Страны Азиатско-Тихоокеанского Региона (в основном Китай, Тайвань, Южная Корея и Япония)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата и сырой нефти;
- *Страны Ближнего Востока (в основном Оман) и Северной Америки (в основном США)* – реализация нефти и сырой нефти.

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за три месяца, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 гг., представлена ниже:

<i>За три месяца, закончившихся 30 июня 2016 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	50'707	6'223	548	2'097	11'734	71'309
Европа	-	9'089	13'582	2'632	2'897	28'200
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	19'953	-	-	3'676	23'629
Северная Америка	-	6'970	-	-	-	6'970
Ближний Восток	-	2'420	-	-	947	3'367
Минус: экспортные пошлины	-	(4'084)	(1'356)	-	(1'572)	(7'012)
Итого за пределами России	-	34'348	12'226	2'632	5'948	55'154
<b>Итого</b>	<b>50'707</b>	<b>40'571</b>	<b>12'774</b>	<b>4'729</b>	<b>17'682</b>	<b>126'463</b>

  

<i>За три месяца, закончившихся 30 июня 2015 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	50'534	5'334	756	4'098	1'907	62'629
Европа	-	10'266	15'773	2'867	2'068	30'974
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	25'466	-	-	-	25'466
Северная Америка	-	1'050	-	-	-	1'050
Ближний Восток	-	-	-	99	423	522
Минус: экспортные пошлины	-	(6'251)	(2'057)	-	(759)	(9'067)
Итого за пределами России	-	30'531	13'716	2'966	1'732	48'945
<b>Итого</b>	<b>50'534</b>	<b>35'865</b>	<b>14'472</b>	<b>7'064</b>	<b>3'639</b>	<b>111'574</b>

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности  
(не прошедшей аудит)**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 и 2015 гг., представлена ниже:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	111'870	10'840	1'205	5'784	20'742	150'441
Европа	-	27'006	29'431	5'752	6'446	68'635
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	37'613	-	-	6'502	44'115
Северная Америка	-	8'813	-	-	-	8'813
Ближний Восток	-	6'753	-	-	947	7'700
Минус: экспортные пошлины	-	(9'167)	(2'867)	-	(2'996)	(15'030)
Итого за пределами России	-	71'018	26'564	5'752	10'899	114'233
<b>Итого</b>	<b>111'870</b>	<b>81'858</b>	<b>27'769</b>	<b>11'536</b>	<b>31'641</b>	<b>264'674</b>

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	104'155	8'508	1'296	6'888	4'361	125'208
Европа	-	23'804	36'802	5'917	4'302	70'825
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	45'176	-	-	-	45'176
Северная Америка	-	4'670	-	-	-	4'670
Ближний Восток	-	-	-	322	423	745
Минус: экспортные пошлины	-	(14'850)	(5'151)	(289)	(1'536)	(21'826)
Итого за пределами России	-	58'800	31'651	5'950	3'189	99'590
<b>Итого</b>	<b>104'155</b>	<b>67'308</b>	<b>32'947</b>	<b>12'838</b>	<b>7'550</b>	<b>224'798</b>

Распределение выручки от реализации осуществляется в соответствии с географическим местонахождением покупателей, хотя вся выручка генерируется активами, находящимися на территории Российской Федерации. Все основные производственные активы Группы находятся на территории Российской Федерации.

**Крупнейшие покупатели продукции.** За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 17% (45,8 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 г., у Группы было два крупнейших покупателя продукции, по которым отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 11% и 10% (24,6 млрд и 23,1 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Все крупнейшие покупатели продукции Группы находятся на территории Российской Федерации.

## 25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Нижеследующие новые и пересмотренные стандарты и интерпретации начали применяться Группой с 1 января 2016 г.:

Изменения к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» (выпущены в декабре 2014 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2016 г. или после этой даты). Стандарт был изменен, чтобы пояснить понятие существенности, и объясняет, что компания не должна раскрывать информацию, предусмотренную МСФО, если такая информация не является существенной, даже в тех случаях, когда она включена в перечень обязательной для раскрытия согласно МСФО или описывает их в части минимальных требований. Стандарт также предоставляет новое руководство по промежуточным суммам в финансовой отчетности. Применение данных изменений не оказало существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую отчетность Группы.

Некоторые новые стандарты и интерпретации были выпущены и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2017 г. или после этой даты, и при этом не были досрочно применены Группой:

Изменения к МСФО (IAS) 7 «Отчет о движении денежных средств» (выпущен в январе 2016 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2017 г. или после этой даты, досрочное применение разрешено). Измененный стандарт обязывает раскрывать сверку движений по обязательствам, возникшим в результате финансовой деятельности.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда» (выпущен в январе 2016 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2019 г. или после этой даты). Стандарт обязывает арендаторов признавать активы и обязательства для большинства договоров аренды. Для арендодателей произошли небольшие изменения к текущим правилам, установленным МСФО (IAS) 17 «Аренда». Досрочное применение разрешено в том случае, если новый стандарт по выручке МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями» был уже применен, или применен одновременно с МСФО (IFRS) 16.

Изменения к МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность» и МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия» (выпущены в сентябре 2014 года, в ноябре 2015 года дата вступления в силу была отложена на неопределенное время). Данные изменения обращают внимание на противоречия между требованиями в МСФО (IFRS) 10 и в МСФО (IAS) 28 в части продажи или передачи активов между инвестором и его ассоциированным или совместным предприятием. Изменения предписывают, что прибыль или убыток должны быть признаны полностью, если сделка являлась продажей бизнеса. Частичная прибыль или убыток должны быть признаны, когда сделка затрагивает активы, которые не являются бизнесом, даже если этими активами владеет дочернее общество.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты: Классификация и оценка» (выпущен в июле 2014 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2018 г. или после этой даты, досрочное применение разрешено). Стандарт вводит новые требования для классификации и оценки финансовых инструментов, учета обесценения и хеджирования.

МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями» (выпущен в мае 2014 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2018 г. или после этой даты, досрочное применение разрешено). Новый стандарт вводит основополагающий принцип, при котором выручка должна быть признана в момент передачи товаров или услуг заказчику по цене сделки. Любые скидки от контрактной цены должны быть отнесены к отдельным элементам контрактов с покупателями. Если вознаграждение по какой-либо причине варьируется, то минимальные суммы должны быть признаны, если они не подвержены существенному риску пересмотра. Расходы, понесенные для обеспечения контрактов с покупателями, должны быть капитализированы и амортизированы в течение всего срока получения выгод от контракта.

Группа рассматривает влияние новых стандартов и изменений к уже выпущенным на свою консолидированную финансовую отчетность, а также сроки их применения Группой.

## **ОАО «НОВАТЭК»**

### **Контактная информация**

---

ОАО «НОВАТЭК» зарегистрировано как акционерное общество в Российской Федерации в соответствии с российским законодательством.

Юридический адрес Группы:

629850 Российская Федерация  
Ямало-Ненецкий автономный округ  
г. Тарко-Сале  
Улица Победы, 22А

Московский офис Группы:

119415 Российская Федерация  
г. Москва  
Улица Удальцова, 2

Телефон: 7 (495) 730-60-00

Факс: 7 (495) 721-22-53

[www.novatek.ru](http://www.novatek.ru)