

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 2015 г.**

Отчет о результатах обзора 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
Отдельные 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. Вложения в совместные предприятия	15
Прим. 7. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	17
Прим. 8. Прочие долгосрочные активы	18
Прим. 9. Торговая и прочая дебиторская задолженность	19
Прим. 10. Предоплаты и прочие текущие активы	19
Прим. 11. Долгосрочные заемные средства	20
Прим. 12. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	21
Прим. 13. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	22
Прим. 14. Акционерный капитал	22
Прим. 15. Выручка от реализации нефти и газа	23
Прим. 16. Транспортные расходы	23
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	49
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 2015 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 об изменениях капитала и движении денежных средств 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».

28 июля 2015 года
Москва, Российская Федерация

ОАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	312'306	291'726
Вложения в совместные предприятия	6	191'620	166'231
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	7	113'840	94'142
Прочие долгосрочные активы	8	23'719	20'449
Итого долгосрочные активы		641'485	572'548
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы		8'073	7'024
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		91	3'576
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	42'598	34'592
Предоплаты и прочие текущие активы	10	40'535	40'081
Денежные средства и их эквиваленты		37'725	41'318
Итого текущие активы		129'022	126'591
Итого активы		770'507	699'139
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	11	156'290	204'699
Обязательства по отложенному налогу на прибыль		22'463	21'063
Обязательства по ликвидации активов		2'726	1'493
Прочие долгосрочные обязательства		2'086	3'552
Итого долгосрочные обязательства		183'565	230'807
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	12	85'823	40'980
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13	40'881	30'578
Задолженность по текущему налогу на прибыль		1'950	406
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		10'126	9'244
Итого текущие обязательства		138'780	81'208
Итого обязательства		322'345	312'015
Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(5'222)	(5'222)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		1'120	208
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		413'569	352'462
Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	14	446'774	384'755
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		1'388	2'369
Итого капитал		448'162	387'124
Итого обязательства и капитал		770'507	699'139

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

Л. Михельсон
Председатель Правления

М. Джетвэй
Финансовый директор

28 июля 2015 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:	
		2015	2014	2015	2014
Выручка от реализации					
Выручка от реализации нефти и газа	15	111'574	87'881	224'798	176'414
Прочая выручка		670	489	1'188	632
Итого выручка от реализации		112'244	88'370	225'986	177'046
Операционные расходы					
Транспортные расходы	16	(29'940)	(26'695)	(60'763)	(54'352)
Покупка природного газа и жидких углеводородов	17	(29'892)	(11'859)	(53'315)	(20'911)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(9'015)	(7'353)	(18'033)	(14'861)
Износ, истощение и амортизация		(4'681)	(4'167)	(9'196)	(8'223)
Общехозяйственные и управленческие расходы		(4'907)	(3'155)	(8'020)	(5'767)
Материалы, услуги и прочие расходы		(3'294)	(2'909)	(6'470)	(5'249)
Расходы на геологоразведку		(22)	(3)	(40)	(11)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто		261	(22)	232	564
Изменение остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		1'949	493	2'168	(735)
Итого операционные расходы		(79'541)	(55'670)	(153'437)	(109'545)
Прибыль (убыток) от выбытия доли владения в совместных предприятиях, нетто	4	-	-	-	2'623
Прочие операционные прибыли (убытки)		(158)	1'791	(357)	1'750
Прибыль от операционной деятельности		32'545	34'491	72'192	71'874
Доходы (расходы) от финансовой деятельности					
Расходы в виде процентов	19	(1'720)	(1'347)	(3'921)	(2'783)
Доходы в виде процентов	19	2'669	1'002	5'855	1'792
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	21	(95)	-	2'296	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	19	1'276	1'153	(9'346)	(2'521)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		2'130	808	(5'116)	(3'512)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	13'004	3'768	17'278	2'046
Прибыль до налога на прибыль		47'679	39'067	84'354	70'408
Расходы по налогу на прибыль					
Расходы по текущему налогу на прибыль		(6'520)	(6'279)	(11'834)	(11'115)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		110	(914)	(506)	(2'270)
Итого расходы по налогу на прибыль	20	(6'410)	(7'193)	(12'340)	(13'385)
Прибыль (убыток)		41'269	31'874	72'014	57'023
Прибыль (убыток), относящиеся к:					
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(651)	(76)	(981)	(82)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		41'920	31'950	72'995	57'105
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		13,88	10,58	24,17	18,88
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)</i>		<i>3'020,4</i>	<i>3'020,9</i>	<i>3'020,4</i>	<i>3'024,1</i>

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:	
	2015	2014	2015	2014
Прибыль (убыток)	41'269	31'874	72'014	57'023
Прочий совокупный доход (расход), который не будет впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков)				
Переоценка обязательств по пенсионной программе	(102)	(2)	(287)	(5)
Прочий совокупный доход (расход), который может быть впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков), за вычетом налога на прибыль				
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	422	(368)	912	253
Прочий совокупный доход (расход)	320	(370)	625	248
Итого совокупный доход (расход)	41'589	31'504	72'639	57'271
Итого прочий совокупный доход (расход), относящийся к:				
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(651)	(76)	(981)	(82)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»	42'240	31'580	73'620	57'353

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:	
		2015	2014
Прибыль до налога на прибыль		84'354	70'408
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		9'196	8'223
Признание (сторнирование)			
расходов по обесценению активов, нетто		(232)	(564)
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		9'346	2'521
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		46	(2'985)
Расходы в виде процентов		3'921	2'783
Доходы в виде процентов		(5'855)	(1'792)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(17'278)	(2'046)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		(2'296)	-
Переоценка финансовых инструментов через убытки (прибыли)		865	(1'130)
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных		(4'546)	(2'777)
Прочие корректировки		94	90
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(16'293)	(3'815)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(2'344)	511
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		13'756	(1'265)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		1'339	213
Итого изменения оборотного капитала		(3'542)	(4'356)
Дивиденды полученные от совместных предприятий		1'850	-
Проценты полученные		1'018	505
Налог на прибыль уплаченный		(6'777)	(17'628)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		70'164	51'252
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(21'533)	(27'733)
Приобретение материалов для строительства		(930)	(2'738)
Поступления от выбытия долей владения в совместных предприятиях		-	53'534
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	6	-	(3'350)
Проценты уплаченные и капитализированные		(2'319)	(1'773)
Предоставление займов совместным предприятиям	7	(21'931)	(16'301)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	7	623	11'735
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности		(46'090)	13'374

ОАО «НОВАТЭК»

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

		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	Прим.	2015	2014
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		-	15'551
Получение краткосрочных заемных средств		39'250	1'619
Погашение долгосрочных заемных средств		(6'451)	(10'000)
Погашение краткосрочных заемных средств		(33'067)	(6'656)
Проценты уплаченные		(3'809)	(2'312)
Дивиденды выплаченные	14	(15'702)	(13'569)
Приобретение собственных акций		-	(2'824)
Продажа собственных акций		-	35
Приобретение доли неконтролирующих акционеров	4	-	(102)
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности			
		(19'779)	(18'258)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты			
		(7'888)	(381)
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто			
		(3'593)	45'987
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода			
		41'318	320
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода			
		37'725	46'307

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)

	Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)	Уставный капитал - обыкновен- ные акции	Выкуп- ленные собственные акции	Добавочный капитал	Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений	Нераспре- деленная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ	Итого капитал
Сальдо на 1 января 2014 г.	3'028,1	393	(2'406)	31'297	683	5'617	334'614	370'198	2'859	373'057
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	253	-	-	253	-	253
Переоценка обязательств по пенсионной программе	-	-	-	-	-	-	(5)	(5)	-	(5)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	57'105	57'105	(82)	57'023
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	253	-	57'100	57'353	(82)	57'271
Дивиденды (см. Примечание 14)	-	-	-	-	-	-	(13'569)	(13'569)	-	(13'569)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	3'969	3'969	-	3'969
Приобретение доли неконтролирующих акционеров (см. Примечание 4)	-	-	-	-	-	-	7	7	(109)	(102)
Покупка собственных акций (см. Примечание 14)	(7,7)	-	(2'816)	-	-	-	-	(2'816)	-	(2'816)
Сальдо на 30 июня 2014 г.	3'020,4	393	(5'222)	31'297	936	5'617	382'121	415'142	2'668	417'810

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>Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)</i>	<i>Уставный капитал - обыкновен- ные акции</i>	<i>Выкуп- ленные собственные акции</i>	<i>Добавочный капитал</i>	<i>Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ</i>	<i>Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений</i>	<i>Нераспре- деленная прибыль</i>	<i>Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</i>	<i>Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ</i>	<i>Итого капитал</i>
Сальдо на 1 января 2015 г.	3'020,4	393	(5'222)	31'297	208	5'617	352'462	384'755	2'369	387'124
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
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	912	-	72'708	73'620	(981)	72'639
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
Сальдо на 30 июня 2015 г.	3'020,4	393	(5'222)	31'297	1'120	5'617	413'569	446'774	1'388	448'162

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 в нефтегазовом комплексе, электроэнергетике и на транспорте. 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 Пуровском 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, нафту и другие продукты переработки газового конденсата. Объемы реализации жидких углеводородов Группы практически не подвержены сезонным колебаниям.

Группа покупает и продает природный газ на европейском рынке по долгосрочным и краткосрочным контрактам с целью осуществления зарубежной коммерческой трейдинговой деятельности.

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 2014 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 2014 г. В основном оценки были сделаны в отношении сроков полезного использования основных средств, 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 суждения, основываясь на полученном опыте и других разумных факторах, положенных в основу определения учетной стоимости активов и обязательств. Корректировки при пересмотре оценок производятся в периоде, в котором происходит пересмотр, если изменения затрагивают только этот период. Если изменения затрагивают несколько периодов, то поправки производятся во всех соответствующих периодах, на которые оказал влияние пересмотр. Фактические результаты могут отличаться от сделанных оценок, если использовать другие допущения и условия, однако руководство полагает, что влияние изменения оценок не будет существенным.

Функциональная валюта и валюта представления отчетности. Ниже представлены обменные курсы, используемые при подготовке данной консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности для дочерних обществ, функциональной валютой которых не является российский рубль:

Рублей за одну единицу валюты	Средний курс за три месяца, закончившихся 30 июня:		Средний курс за шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014	2015	2014
Доллар США (USD)	52,65	35,00	57,40	34,98
Польский злотый (PLN)	14,25	11,53	15,51	11,49

Рублей за одну единицу валюты	На 30 июня:		На 31 декабря:	
	2015	2014	2014	2013
Доллар США (USD)	55,52	33,63	56,26	32,73
Польский злотый (PLN)	14,69	11,04	15,94	10,85

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 2014 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 20%-ной доли владения в «Artic Russia» B.V.***

В марте 2014 года «НОВАТЭК» и ОАО «Газпром нефть» достигли принципиального соглашения о проведении ряда сделок для обеспечения равных долей участия в совместном предприятии ООО «СеверЭнергия». В рамках этого соглашения в марте 2014 года Группа продала 20%-ную долю владения в «Artic Russia» B.V., которая владеет 49%-ной долей участия в «СеверЭнергии», компании ООО «Ямал развитие», совместному предприятию Группы с «Газпром нефтью» за 34'972 млн рублей (980 млн долл. США), которые были получены денежными средствами 1 апреля 2014 г. Обе компании, «Artic Russia» и «Ямал развитие», владеют долями участия в «СеверЭнергии». В результате этой сделки эффективная доля участия Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 59,8% до 54,9%.

Доход от выбытия 20%-ной доли владения в «Artic Russia» был определен на основе учетной стоимости инвестиции Группы в компанию «Artic Russia», которая рассматривается как юридически самостоятельное совместное предприятие Группы, и детализирован ниже:

	млн рублей
Стоимость продажи (980 млн долл. США по обменному курсу 35,69 рубля за долл. США)	34'972
Минус: учетная стоимость проданной 20%-ной доли Группы в «Artic Russia»	(29'726)
Минус: нереализованная прибыль Группы от выбытия	(2'623)
Итого доход от выбытия до налога на прибыль, отраженный в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках	2'623

Таким образом, «НОВАТЭК» признал прибыль от сделки в сумме 4'198 млн рублей за вычетом соответствующего расхода по налогу на прибыль в сумме 1'048 млн рублей. При этом, так как «НОВАТЭК» реализовал акции «Artic Russia» своему совместному предприятию «Ямалу развитие», в котором у него 50%-ная доля участия, Группа исключила нереализованную прибыль от выбытия на уровне консолидации в сумме 2'099 млн рублей за вычетом соответствующего отложенного расхода по налогу на прибыль в сумме 524 млн рублей.

После отчетной даты в июле 2015 года «НОВАТЭК» и «Газпром нефть» утвердили очередной этап реструктуризации, направленной на достижение паритетного владения «СеверЭнергией». В течение двух месяцев «НОВАТЭК» внесет 6,4%-ную долю владения в «Artic Russia» и конвертирует займ в сумме 2,5 млрд рублей в уставный капитал «Ямала развитие». Одновременно «Газпром нефть» произведет взносы в уставный капитал «Ямала развитие» путем конвертации займов на общую сумму 14,9 млрд рублей. В результате данных сделок эффективная доля участия Группы в «СеверЭнергии» снизится с 54,9% до 53,3%. Ожидается, что дальнейшие шаги по достижению паритетного владения «СеверЭнергией» будут завершены в начале 2016 года.

Покупка дополнительной доли участия в ООО «НОВАТЭК-Кострома»

В феврале 2014 года Группа приобрела дополнительную 15%-ную долю участия в ООО «НОВАТЭК-Кострома» за 102 млн рублей. В результате сделки Группа увеличила долю участия в дочернем обществе до 100%, снизила общую учетную стоимость доли неконтролирующих акционеров дочерних обществ на 109 млн рублей и отразила разницу в 7 млн рублей в составе нераспределенной прибыли.

ОАО «НОВАТЭК»

**Отдельные 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:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г.</i>	Активы, задействован- ные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	249'933	46'626	8'254	304'813
Накопленный износ, истощение и амортизация	(59'432)	-	(1'693)	(61'125)
Остаточная стоимость на 1 января 2014 г.	190'501	46'626	6'561	243'688
Поступление и приобретение	796	32'382	125	33'303
Ввод в эксплуатацию	19'603	(20'364)	761	-
Износ, истощение и амортизация	(7'808)	-	(217)	(8'025)
Выбытие, нетто	(484)	(59)	(18)	(561)
Первоначальная стоимость	269'511	58'585	9'091	337'187
Накопленный износ, истощение и амортизация	(66'903)	-	(1'879)	(68'782)
Остаточная стоимость на 30 июня 2014 г.	202'608	58'585	7'212	268'405
<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)
Остаточная стоимость на 1 января 2015 г.	216'250	63'162	12'314	291'726
Поступление и приобретение	1'255	28'355	136	29'746
Ввод в эксплуатацию	11'822	(12'172)	350	-
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)
Остаточная стоимость на 30 июня 2015 г.	220'581	79'215	12'510	312'306

В состав поступления и приобретения основных средств за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 2'319 млн и 1'990 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 30 июня 2015 г. и 31 декабря 2014 г. включены авансы на капитальное строительство и оборудование в сумме 4'875 млн и 4'697 млн рублей соответственно.

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	45'368	44'882
Минус: накопленная амортизация		
стоимости доказанных запасов углеводородов	(14'956)	(14'352)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	7'436	7'265
Итого стоимость запасов углеводородов	37'848	37'795

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 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
<i>Совместные предприятия:</i>		
ОАО «Ямал СПГ»	82'759	63'783
ЗАО «Нортгаз»	49'078	47'998
«Artic Russia» B.V.	32'300	30'489
ООО «Ямал развитие»	24'148	19'639
ЗАО «Тернефтегаз»	3'335	4'322
Итого вложения в совместные предприятия	191'620	166'231

Группа определила, что инвестиции в «Ямал СПГ», «Нортгаз», «Artic Russia», «Ямал развитие» 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. Группа учитывает свои доли в совместных предприятиях по «методу долевого участия».

ОАО «Ямал СПГ». Группа владеет 60%-ной долей в «Ямале СПГ», своем совместном предприятии с французской «TOTAL S.A.» (доля участия: 20%) и «China National Petroleum Corporation» (далее – «CNPC», доля участия: 20%). 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. В сентябре 2014 года компания получила лицензию на экспорт СПГ.

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

«Artic Russia» B.V. Группа владеет 20%-ной долей участия в «Artic Russia», зарегистрированной в Нидерландах. «Artic Russia» владеет 49%-ной долей участия в «СеверЭнергии».

ООО «Ямал развитие». Группа владеет 50%-ной долей участия в «Ямал развитии», своем совместном предприятии с ОАО «Газпром нефть» (доля участия: 50%). «Ямал развитие» владеет 51%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия» и 80%-ной долей в «Artic Russia».

6 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

ООО «СеверЭнергия». Группа владеет эффективной 54,9%-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 и Уренгойском месторождениях, а с апреля 2015 года – на Яро-Яхинском месторождении, и осуществляет подготовку к вводу в эксплуатацию Ево-Яхинского и Северо-Часельского месторождений. Все месторождения расположены в ЯНАО.

ЗАО «Тернефтегаз». Группа владеет 51%-ной долей в «Тернефтегазе», своем совместном предприятии с «TOTAL S.A.» (доля участия: 49%). В мае 2015 года «Тернефтегаз» запустил в эксплуатацию Термокарстовое месторождение, расположенное в ЯНАО, и в июне вышел на проектную мощность, составляющую 2,4 млрд куб. метров природного газа и 0,8 млн тонн газового конденсата в год.

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014
На 1 января	166'231	210'066
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий		
до налога на прибыль	18'818	2'293
Доля в расходах по налогу на прибыль	(1'540)	(247)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	17'278	2'046
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 21)	2'686	2'222
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из запасов газа и жидких углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	1'324	-
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	4'101	3'969
Выбытие доли владения в совместном предприятии	-	(32'349)
Взносы в капитал	-	3'350
На 30 июня	191'620	189'304

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 гг., Группа отразила в капитале доход в сумме 4'101 млн и 3'969 млн рублей соответственно от первоначальной переоценки стоимости непропорциональных займов, выданных «Ямалу СПГ» другими акционерами.

В марте 2014 года Группа отразила продажу своей 20%-ной доли в «Artic Russia» по учетной стоимости 32'349 млн рублей, включая нереализованную прибыль от выбытия (см. Примечание 4).

В июне 2014 года акционерный капитал «Тернефтегаза» был увеличен пропорциональными вкладами его участников на 6'569 млн рублей, из которых 3'350 млн рублей относятся к «НОВАТЭКУ». В результате пропорциональных вкладов доля владения Группы в компании не изменилась.

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

ОАО «НОВАТЭК»**Отдельные 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

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Займы выданные в долларах США	68'730	66'835
Займы выданные в евро	26'683	16'278
Займы выданные в рублях	17'855	13'361
Итого	113'268	96'474
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(8'107)	(8'107)
Итого долгосрочные займы выданные	105'161	88'367
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	8'216	5'291
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	463	484
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	113'840	94'142

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
ОАО «Ямал СПГ»	91'623	78'825
ООО «Ямал развитие»	17'855	13'361
ЗАО «Тернефтегаз»	3'790	4'288
Итого долгосрочные займы выданные	113'268	96'474

ОАО «Ямал СПГ». В августе 2012 года в соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договор с «Ямалом СПГ», совместным предприятием Группы, о предоставлении кредитной линии в долларах США. В рамках этого договора Группа предоставляет заемные средства траншами на основании годового бюджета «Ямала СПГ», утвержденного Советом директоров совместного предприятия. Процентная ставка по займам составляет 4,46% годовых с 1 января 2014 г. 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 (см. Примечание 23). График платежей в дальнейшем привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия. Начиная с августа 2014 года, Группа предоставляет заемные средства «Ямалу СПГ» в рамках данной кредитной линии в евро.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 г., Группа предоставила совместному предприятию денежные средства на сумму 17'437 млн рублей (237 млн евро) в рамках указанной кредитной линии. В связи со вхождением нового акционера («СНПС») в Проект «Ямал СПГ», «Ямал СПГ» в январе 2014 года погасил Группе часть займа и начисленные проценты за счет финансирования от компании «СНПС» в сумме 12'045 млн рублей (364 млн долл. США).

ООО «Ямал развитие». В августе 2014 года Группа предоставила кредитную линию «Ямалу развитие», совместному предприятию Группы, на сумму до 10,5 млрд рублей. Процентная ставка составляет 10,9% годовых. Займы и проценты подлежат погашению в декабре 2021 года и отражены в составе долгосрочных активов в консолидированном отчете о финансовом положении (см. Примечание 23). График погашения займа может быть изменен в последующие годы в зависимости от ряда определенных условий.

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

В декабре 2013 года Группа предоставила кредитную линию «Ямалу развитие» на сумму до 13 млрд рублей. Процентная ставка составляет 9,25% годовых. Займы и проценты подлежат погашению в декабре 2015 года и отражены в составе текущих активов в консолидированном отчете о финансовом положении (см. Примечание 23). В сентябре 2014 года кредитная линия была закрыта с остатком непогашенной задолженности 8'107 млн рублей.

ЗАО «Тернефтегаз». В 2010 и 2011 годах в соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Тернефтегазом», совместным предприятием Группы, о предоставлении кредитной линии в долларах США. В рамках данных договоров Группа предоставляет заемные средства траншами на основании годового бюджета «Тернефтегаза», утвержденного Советом директоров совместного предприятия. Процентная ставка по займам составляет 4,52% годовых с 1 июля 2013 г. и может быть изменена на последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи «Тернефтегазом» (см. Примечание 23). График платежей в дальнейшем привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 г., «Тернефтегаз» погасил часть займов Группе в сумме 623 млн рублей (11 млн долл. США).

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 30 июня 2015 г. и 31 декабря 2014 г. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	1'448	1'871
Долгосрочные банковские депозиты	8	7
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	12'745	8'199
Отложенные налоговые активы	5'526	4'651
Материалы на строительство	2'249	3'838
Нематериальные активы, нетто	1'657	1'796
Прочие	86	87
Итого прочие долгосрочные активы	23'719	20'449

По состоянию на 30 июня 2015 г. и 31 декабря 2014 г. долгосрочные авансы включали авансы, предоставленные компании ОАО «Российские железные дороги» («РЖД») в сумме 12'745 млн и 8'199 млн рублей соответственно. Авансы были выданы в соответствии с Соглашением о стратегическом партнерстве, подписанным с «РЖД» в 2012 году.

9 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 128 млн и 310 млн рублей на 30 июня 2015 г. и 31 декабря 2014 г. соответственно)	39'813	30'430
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 8 млн и 7 млн рублей на 30 июня 2015 г. и 31 декабря 2014 г. соответственно)	2'785	4'162
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	42'598	34'592

Торговая дебиторская задолженность на сумму 14'323 млн и 11'289 млн рублей по состоянию на 30 июня 2015 г. и 31 декабря 2014 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.

10 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Финансовые активы		
Займы выданные в рублях (см. Примечание 7)	8'107	8'107
Производные товарные инструменты	1'775	2'758
Денежные средства, размещенные в виде гарантии	462	1'098
Краткосрочные банковские депозиты (с первоначальным сроком погашения более трех месяцев)	-	2
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	11'150	10'870
НДС, подлежащий возмещению	6'676	2'324
Предоплаты и авансы поставщикам	4'548	4'352
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	3'239	2'229
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	1'924	5'951
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	1'661	1'447
Предоплаты по таможенным пошлинам	609	691
Прочие текущие активы	384	252
Итого предоплаты и прочие текущие активы	40'535	40'081

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

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

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Облигации выпущенные в долларах США	124'580	126'175
Заемные средства в долларах США	76'545	83'938
Облигации выпущенные в рублях	33'965	33'947
Итого	235'090	244'060
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(78'800)	(39'361)
Итого долгосрочные заемные средства	156'290	204'699

Долгосрочные заемные средства Группы с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Синдицированная кредитная линия в долларах США	76'545	83'938
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	55'342	56'059
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	35'949	36'409
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	33'289	33'707
Облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	19'995	19'991
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'970	13'956
Итого	235'090	244'060

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 с периодом выборки до июня 2014 года. Группа выбрала всю сумму кредитной линии с процентной ставкой ЛИБОР + 1,75% годовых (2,04% и 2,00% на 30 июня 2015 г. и 31 декабря 2014 г. соответственно). Займ подлежит погашению до июля 2018 года ежеквартальными равными платежами, начиная с июня 2015 года. Кредитная линия предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Еврооблигации. 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.

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 600 млн долл. США сроком погашения 5 лет и ставкой купона 5,326% годовых и на сумму 650 млн долл. США сроком погашения 10 лет и ставкой купона 6,604% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Облигации подлежат погашению в феврале 2016 года и феврале 2021 года соответственно.

Облигации. В октябре 2012 года Группа выпустила неконвертируемые рублевые биржевые облигации на сумму 20 млрд рублей со ставкой купона 8,35% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Облигации выпущены сроком на 3 года и подлежат погашению в октябре 2015 года.

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая текущую часть, представлена ниже:

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Синдицированная кредитная линия в долларах США	74'536	73'871
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	47'949	41'867
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	36'114	32'717
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	33'675	33'134
Облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	19'840	20'030
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'164	10'752
Итого	225'278	212'371

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:

Период погашения:	На 30 июня 2015 г.
С 1 июля 2016 г. по 30 июня 2017 г.	39'484
С 1 июля 2017 г. по 30 июня 2018 г.	25'515
С 1 июля 2018 г. по 30 июня 2019 г.	-
С 1 июля 2019 г. по 30 июня 2020 г.	-
После 30 июня 2020 г.	91'291
Итого долгосрочные заемные средства	156'290

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

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Заемные средства в евро	4'715	-
Заемные средства в долларах США	689	-
Заемные средства в рублях	1'619	1'619
Итого	7'023	1'619
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	78'800	39'361
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	85'823	40'980

Заемные средства в долларах США и евро. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2015 г., Группа получила ряд краткосрочных займов сроком до 90 дней, деноминированных в долларах США и евро, от банков «ING Belgium» и «Credit Agricole (Suisse) SA» с процентными ставками от 1,25% до 1,5% годовых. Заемные средства были получены под залог денежных поступлений от продажи жидких углеводородов в рамках некоторых экспортных контрактов Группы.

**12 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ
ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Заемные средства в рублях. В январе 2014 года одно из дочерних обществ Группы получило рублевый займ от миноритарного акционера на сумму 1'619 млн рублей с процентной ставкой 9% годовых и сроком погашения в ноябре 2014 года, который был впоследствии продлен до 31 июля 2015 года.

Доступные кредитные линии. По состоянию на 30 июня 2015 г. Группа располагает доступной кредитной линией в сумме 180 млн долл. США в «ЮниКредит Банк» с периодом выборки до августа 2015 года с процентной ставкой, определяемой сторонами на момент привлечения денежных средств.

13 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	28'572	16'347
Прочая кредиторская задолженность	5'275	3'919
Проценты, подлежащие уплате	3'000	3'028
Производные товарные инструменты	492	1'831
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	1'302	3'315
Задолженность по заработной плате	345	226
Прочая задолженность и начисленные обязательства	1'895	1'912
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	40'881	30'578

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 Программой выкупа собственных акций, одобренной Советом директоров, Группа через свое 100%-ное дочернее общество Novatek Equity (Cyprus) Limited приобретает через независимых брокеров обыкновенные акции ОАО «НОВАТЭК» в форме Глобальных Депозитарных Расписок («ГДР») на Лондонской фондовой бирже и обыкновенные акции на Московской Бирже ММВБ-РТС.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., Группа приобрела суммарно 7,7 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) на общую сумму 2'816 млн рублей. По состоянию на 30 июня 2015 г. и 31 декабря 2014 г. на балансе Группы находилось 15,9 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) общей покупной стоимостью 5'222 млн рублей. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участие в голосовании.

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

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

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014
Дивиденды, подлежащие выплате на 1 января	1	1
Дивиденды объявленные (*)	15'702	13'569
Дивиденды выплаченные (*)	(15'702)	(13'569)
Дивиденды, подлежащие выплате на 30 июня	1	1
Дивиденды на акцию, объявленные в течение периода (в рублях)	5,20	4,49
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение периода (в рублях)	52,00	44,90

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

15 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014	2015	2014
Природный газ	50'534	53'846	104'155	112'560
Нафта	25'765	20'529	53'202	37'003
Прочие продукты				
переработки газа и газового конденсата	14'472	4'672	32'947	9'091
Стабильный газовый конденсат	10'100	607	14'106	1'051
Сжиженный углеводородный газ	7'064	5'312	12'838	11'219
Сырая нефть	3'639	2'915	7'550	5'490
Итого выручка от реализации нефти и газа	111'574	87'881	224'798	176'414

16 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014	2015	2014
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	20'277	21'468	40'655	43'871
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	6'650	3'828	13'550	7'569
Транспортировка продуктов переработки газового конденсата и стабильного газового конденсата танкерами	2'635	1'105	5'763	2'325
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	360	286	741	570
Прочие	18	8	54	17
Итого транспортные расходы	29'940	26'695	60'763	54'352

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

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

17 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014	2015	2014
Нестабильный газовый конденсат	23'426	5'387	40'629	10'040
Природный газ	6'171	6'346	12'305	10'595
Прочие жидкие углеводороды	295	126	381	276
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	29'892	11'859	53'315	20'911

Группа покупает у своего совместного предприятия ЗАО «Нортгаз» 50% объемов добываемого им природного газа (см. Примечание 23). С января 2015 года Группа покупает у своего совместного предприятия «СеверЭнергии» (его 100%-ного дочернего общества ОАО «Арктикгаз») часть добываемого им природного газа (см. Примечание 23).

Группа покупает природный газ у своей связанной стороны ПАО «СИБУР Холдинг» по ценам, основанным на рыночных ценах региона покупки (см. Примечание 23).

Группа покупает у своих совместных предприятий «Нортгаза» и «СеверЭнергии» (его 100%-ного дочернего общества «Арктикгаза») весь добываемый ими нестабильный газовый конденсат по рыночным ценам региона добычи, основываясь на мировых котировках цен на нефть и продукты переработки газового конденсата с поправкой на качество сырья и с учетом тарифов на его транспортировку и переработку (см. Примечание 23).

С мая 2015 года Группа покупает у своего совместного предприятия ЗАО «Тернефтегаз» весь объем добываемого им природного газа и газового конденсата (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:	
	2015	2014	2015	2014
Налог на добычу полезных ископаемых	8'376	6'791	16'730	13'724
Налог на имущество	550	477	1'117	1'002
Прочие налоги	89	85	186	135
Итого налоги, кроме налога на прибыль	9'015	7'353	18'033	14'861

ОАО «НОВАТЭК»

**Отдельные 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:	
	2015	2014	2015	2014
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	2'407	1'809	5'132	3'833
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	458	328	987	583
Подитог	2'865	2'137	6'119	4'416
Минус: капитализированные проценты	(1'213)	(858)	(2'319)	(1'773)
Расходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	1'652	1'279	3'800	2'643
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	68	68	121	140
Итого расходы в виде процентов	1'720	1'347	3'921	2'783
<i>Доходы в виде процентов</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014	2015	2014
Доходы в виде процентов по займам выданным	1'730	606	3'584	1'124
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	346	181	1'003	259
Доходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	2'076	787	4'587	1'383
Долгосрочные финансовые активы: эффект от увеличения дисконтированного актива с течением времени	593	215	1'268	409
Итого доходы в виде процентов	2'669	1'002	5'855	1'792
<i>Курсовые разницы</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014	2015	2014
Положительные курсовые разницы	9'668	9'235	10'721	18'801
Отрицательные курсовые разницы	(8'392)	(8'082)	(20'067)	(21'322)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы	1'276	1'153	(9'346)	(2'521)

20 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2015 и 2014 годах составляла 20%. За три месяца, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 гг., консолидированная эффективная ставка налога на прибыль Группы составила 13,4% и 18,4% соответственно. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 гг., консолидированная эффективная ставка налога на прибыль Группы составила 14,6% и 19,0% соответственно.

Разница между эффективными ставками налога на прибыль и законодательно установленной ставкой связана в основном с признанием Группой доли 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 этого влияния эффективная ставка налога на прибыль за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 гг., составила 18,8% и 19,6% соответственно, и эффективная ставка налога на прибыль за три месяца, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 гг., составила 19,2% и 20,4% 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>	На 30 июня 2015 г.		На 31 декабря 2014 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>				
Займы выданные	9'748	8'107	5'254	8'107
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8'679	42'598	5'775	34'592
Банковские депозиты и аккредитивы	8	-	7	2
Денежные средства, размещенные в виде гарантии	-	462	-	1'098
Денежные средства и их эквиваленты	-	37'725	-	41'318
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Займы выданные	95'413	-	83'113	-
Производные товарные инструменты	1'448	1'775	1'871	2'758
Итого	115'296	90'667	96'020	87'875
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизируемой стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	156'290	78'800	204'699	39'361
Краткосрочные заемные средства	-	7'023	-	1'619
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	36'847	2'194	23'294
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	581	492	192	1'831
Итого	156'871	123'162	207'085	66'105

**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 2015 г.		На 31 декабря 2014 г.	
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	3'223		4'629	
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(1'073)		(2'023)	

<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014	2015	2014
Операционный доход				
от торговли природным газом за рубежом	215	131	385	232
Изменение справедливой стоимости	(352)	1'861	(865)	1'130

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

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

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	От уменьшения цены	От увеличения цены
Изменение цены с 1 июля 2016 года	958	(903)
Изменение цены с 1 июля 2019 года	1'128	(1'196)

Признание и переоценка акционерных займов, выданных совместным предприятиям. Условия договоров акционерных займов, предоставленных Группой совместным предприятиям «Ямалу СПГ» и «Тернефтегазу», включают в себя определенные финансовые (базовая процентная ставка, скорректированная на кредитный риск заемщика) и нефинансовые (фактические процентные ставки по акционерным займам, 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:	
	2015	2014
На 1 января	88'726	46'718
Предоставленные займы	17'437	12'884
Погашение займов	(623)	(12'045)
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение вложений Группы в совместные предприятия (см. Примечание 6)	(2'686)	(2'222)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	4'090	1'381
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы	(5'543)	1'368
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	2'296	-
На 30 июня	103'697	48'084

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%.

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014
Увеличение на 1%	(6'128)	(2'729)
Снижение на 1%	6'609	2'967

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 или доллара США. 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.

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

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

На 30 июня 2015 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	9'748	68'730	26'683	-	105'161
Торговая и прочая дебиторская задолженность	902	6'807	945	25	8'679
Производные товарные инструменты	-	-	1'448	-	1'448
Долгосрочные депозиты	-	-	-	8	8
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	18'261	20'877	2'688	772	42'598
Краткосрочные займы выданные	8'107	-	-	-	8'107
Производные товарные инструменты	-	-	1'775	-	1'775
Денежные средства, размещенные в виде гарантии (классифицированные как прочие текущие активы)	-	-	462	-	462
Денежные средства и их эквиваленты	3'297	13'751	20'002	675	37'725
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(13'970)	(142'320)	-	-	(156'290)
Производные товарные инструменты	-	-	(581)	-	(581)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(19'995)	(58'805)	-	-	(78'800)
Краткосрочные заемные средства	(1'619)	(689)	(4'715)	-	(7'023)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(24'774)	(9'244)	(2'589)	(240)	(36'847)
Производные товарные инструменты	-	-	(492)	-	(492)
Подверженность риску (нетто)	(20'043)	(100'893)	45'626	1'240	(74'070)

ОАО «НОВАТЭК»**Отдельные 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 2014 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	5'254	66'835	16'278	-	88'367
Торговая и прочая дебиторская задолженность	578	4'938	234	25	5'775
Производные товарные инструменты	-	-	1'871	-	1'871
Долгосрочные депозиты	-	-	-	7	7
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	19'273	11'884	2'782	653	34'592
Краткосрочные займы выданные	8'107	-	-	-	8'107
Краткосрочные банковские депозиты	-	2	-	-	2
Производные товарные инструменты	-	-	2'758	-	2'758
Денежные средства, размещенные в виде гарантии (классифицированные как прочие текущие активы)	-	-	1'098	-	1'098
Денежные средства и их эквиваленты	14'854	11'663	14'191	610	41'318
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(13'956)	(190'743)	-	-	(204'699)
Прочие долгосрочные обязательства	-	(2'194)	-	-	(2'194)
Производные товарные инструменты	-	-	(192)	-	(192)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(19'991)	(19'370)	-	-	(39'361)
Краткосрочные заемные средства	(1'619)	-	-	-	(1'619)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(13'005)	(7'021)	(3'159)	(109)	(23'294)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'831)	-	(1'831)
Подверженность риску (нетто)	(505)	(124'006)	34'030	1'186	(89'295)

(b) 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 сильному влиянию цен, устанавливаемых федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющим государственное регулирование цен и тарифов в нефтегазовом комплексе, электроэнергетике и на транспорте.

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%.

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

Согласно основным параметрам Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, опубликованным Министерством экономического развития Российской Федерации в мае 2015 года, оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке (кроме населения) в июле 2016, 2017 и 2018 годов будут увеличены в среднем на 7,5%, на 7,0% и на 6,2% соответственно. В настоящее время Правительство Российской Федерации обсуждает различные варианты темпов роста цен на природный газ на внутреннем рынке в последующие годы.

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 Urals, 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 товары, основанной на колебаниях или изменениях сопоставимых 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».

(с) *Риск влияния изменений процентных ставок на денежные потоки и справедливую стоимость*

Группа подвержена риску колебания процентных ставок на финансовые обязательства с переменными процентными ставками. Для того, чтобы снизить данный риск, казначейское подразделение Группы производит 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.

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

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). Руководство не имеет установленной формальной политики по определению того, насколько сильно Группа может быть подвержена влиянию рисков фиксированных или переменных процентных ставок. Однако в процессе привлечения новых заимствований руководство принимает решение, какая ставка – фиксированная или переменная – будет более выгодна в течение ожидаемого периода привлечения средств до их погашения, основываясь на своем профессиональном суждении.

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 30 июня 2015 г.		На 31 декабря 2014 г.	
	млн рублей	Доля	млн рублей	Доля
С фиксированной ставкой	165'568	68%	161'741	66%
С переменной ставкой (привязанной к LIBOR)	76'545	32%	83'938	34%
Итого заемные средства	242'113	100%	245'679	100%

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.

Большая часть реализации жидких углеводородов Группы на международных рынках приходится на покупателей с независимым внешним рейтингом; в случае, если независимый кредитный рейтинг покупателя ниже BBB, 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.

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

Максимальная подверженность кредитному риску 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 на период 30 дней и более. 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.

На 30 июня 2015 г.	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
Основная сумма ^(*)	54'933	14'000	-	91'615	160'548
Проценты	8'531	5'924	14'516	8'522	37'493
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
Основная сумма ^(*)	25'626	25'626	25'626	-	76'878
Проценты	1'392	860	331	-	2'583
Торговая и прочая кредиторская задолженность	36'847	-	-	-	36'847
Итого финансовые обязательства	127'329	46'410	40'473	100'137	314'349

ОАО «НОВАТЭК»

**Отдельные 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 2014 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					
Основная сумма ^(*)	21'619	33'755	14'000	92'826	162'200
Проценты	9'451	6'886	15'251	11'086	42'674
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
Основная сумма ^(*)	19'474	25'965	38'948	-	84'387
Проценты	1'577	1'120	689	-	3'386
Торговая и прочая кредиторская задолженность	23'294	2'194	-	-	25'488
Итого финансовые обязательства	75'415	69'920	68'888	103'912	318'135

^(*) – отличается от долгосрочных заемных средств на сумму транзакционных расходов (см. Примечание 11).

По состоянию на 30 июня 2015 г. и 31 декабря 2014 г. величина финансовой гарантии, выданной Группой в пользу банка по обязательствам совместного предприятия Группы ООО «Ямал развитие», истекающим в декабре 2015 года, составляла 400 млн долл. США на обе даты.

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

<i>На 30 июня 2015 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Приток денежных средств	26'155	19'301	67'249	48'400	161'105
Отток денежных средств	(28'086)	(22'269)	(61'456)	(44'995)	(156'806)
Чистые денежные потоки	(1'931)	(2'968)	5'793	3'405	4'299

<i>На 31 декабря 2014 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Приток денежных средств	29'665	25'140	69'644	62'758	187'207
Отток денежных средств	(33'575)	(23'654)	(65'336)	(57'717)	(180'282)
Чистые денежные потоки	(3'910)	1'486	4'308	5'041	6'925

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.

По состоянию на 31 декабря 2014 г. Группе были присвоены кредитные рейтинги инвестиционного уровня: Baa3 (прогноз стабильный) согласно Moody's Investors Service, BBB- (прогноз стабильный) агентством Fitch Ratings, а также кредитный рейтинг BBB- (прогноз негативный) согласно 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 BB+ (прогноз негативный) и Ba1 (прогноз негативный) соответственно. Кроме того, в январе 2015 года агентство Fitch Ratings изменило прогноз по кредитному рейтингу Группы инвестиционного уровня BBB- со стабильного на негативный. В целях поддержания кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа управляет своей ликвидностью на общекорпоративной основе с целью поддержания адекватного уровня финансирования, достаточного для удовлетворения операционных потребностей Группы. Все заемные средства привлекаются из внешних источников на уровне материнской компании, а финансирование компаний Группы происходит посредством предоставления внутригрупповых займов либо дополнительных вкладов в уставный капитал.

Исторически, Группа имела формализованную политику по выплате дивидендов, устанавливающую минимальный уровень выплаты дивидендов в размере 30% от неконсолидированной чистой прибыли материнской компании, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. Однако, в апреле 2014 года Совет директоров ОАО «НОВАТЭК» утвердил новую политику по выплате дивидендов, устанавливающую 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 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 2015 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 30 июня 2015 г. и 31 декабря 2014 г. капитал Группы составлял 651'162 млн и 589'116 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. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и частым изменениям. Кроме того, 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 последнего года 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.

Группа совместно с иностранными партнерами планирует привлекать необходимое совместным предприятиям финансирование на рынках капитала и у кредиторов за пределами США. В настоящее время Группа и ее иностранные партнеры осуществляют долговое финансирование совместных предприятий в евро.

Договорные обязательства по капитальным вложениям. По состоянию на 30 июня 2015 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 23'750 млн рублей (на 31 декабря 2014 г.: 27'767 млн рублей) преимущественно на разработку и обустройство Ярудейского (до конца 2016 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2018 года), Салмановского (Утреннего) (до конца 2017 года), Юрхаровского (до конца 2018 года), Ханчейского (до конца 2016 года), Северо-Ханчейского и Хадырьяхинского (до конца 2015 года) и Северо-Русского (до конца 2016 года) месторождений.

Нефинансовые гарантии. Общая величина нефинансовых гарантий, относящихся к Проекту «Ямал СПГ», выданных Группой ряду третьих лиц (подрядчики по строительству СПГ-завода, судовладельцы СПГ-танкеров, владельцы СПГ-терминалов и иностранные банки) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества с различными сроками действия и зависящими от даты начала предоставления проектного финансирования, загрузки определенного количества СПГ-танкеров и других событий, связанных с началом коммерческого производства СПГ, составила 1'703 млн долл. США и 103 млн евро по состоянию на 30 июня 2015 г. и 1'703 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2014 г. Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по указанным договорам нефинансовых гарантий, не является вероятным, соответственно резерв под эти обязательства в консолидированной финансовой отчетности создан не был.

В декабре 2014 года Правительство Российской Федерации одобрило выделение 150 млрд рублей из Фонда Национального Благосостояния на финансирование Проекта «Ямал СПГ» путем покупки процентных облигаций ОАО «Ямал СПГ», совместного предприятия Группы. В феврале 2015 года Министерство Финансов Российской Федерации осуществило подписку на первый транш облигаций «Ямала СПГ» на сумму 75 млрд рублей. После отчетной даты в июле 2015 года Группа подписала в пользу Министерства Финансов Российской Федерации гарантию на 60%-ную долю по обязательствам «Ямала СПГ» в связи с выпуском облигаций. Гарантия действует до момента выхода на проектную мощность всех трех производственных линий строящегося завода СПГ и прохождения ряда технических, транспортно-логистических и финансовых тестов, свидетельствующих об успешном окончании строительства. Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по указанному договору нефинансовой гарантии, не является вероятным.

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 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 финансовой отчетности.

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 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 на 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:	
	2015	2014	2015	2014
Операции				
ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:				
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(19'347)	(2'327)	(34'157)	(4'117)
ЗАО «Тернефтегаз»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	55	40	127	107
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(1'413)	-	(1'413)	-
ОАО «Ямал СПГ»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	1'844	695	3'962	1'274
Прочая выручка	78	49	139	54
ЗАО «Нортгаз»:				
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(5'280)	(5'227)	(10'320)	(8'538)
ООО «Ямал развитие»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	389	73	716	123

ОАО «НОВАТЭК»**Отдельные 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 2015 г. На 31 декабря 2014 г.*****Сальдо по расчетам******ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:***

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	8'158	1'819
--	-------	-------

ЗАО «Тернефтегаз»:

Долгосрочные займы выданные	3'790	4'288
-----------------------------	-------	-------

Дебиторская задолженность по		
процентам по долгосрочным займам выданным	532	441

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'218	-
--	-------	---

ОАО «Ямал СПГ»:

Долгосрочные займы выданные	91'623	78'825
-----------------------------	--------	--------

Дебиторская задолженность по		
процентам по долгосрочным займам выданным	7'752	5'171

ЗАО «Нортгаз»:

Дивиденды к получению	-	1'850
-----------------------	---	-------

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	5'310	2'165
--	-------	-------

ООО «Ямал развитие»:

Долгосрочные займы выданные	9'748	5'254
-----------------------------	-------	-------

Дебиторская задолженность по		
процентам по долгосрочным займам выданным	1'324	608

Текущая часть долгосрочных займов выданных	8'107	8'107
--	-------	-------

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

Группа выпустила финансовые и нефинансовые гарантии по обязательствам своих совместных предприятий, как описано в Примечаниях 21 и 22.

ОАО «НОВАТЭК»**Отдельные 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 – компании под контролем / совместным контролем ключевого руководящего персонала	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014	2015	2014
Операции				
ПАО «Первобанк»:				
Доходы в виде процентов	112	51	310	86
ПАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:				
Реализация природного газа				
и жидких углеводородов	3'652	1'859	6'315	3'760
Прочая выручка	5	132	6	135
Покупка природного газа				
и жидких углеводородов	(3'491)	(3'967)	(6'620)	(7'433)
Материалы, услуги и прочие расходы	(434)	(201)	(867)	(281)
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(983)	(519)	(1'996)	(519)
ООО «Трансойл»:				
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(1'995)	(990)	(3'947)	(1'855)
Gunvor Group Ltd				
<i>(под совместным контролем до марта 2014 года):</i>				
Реализация жидких углеводородов	-	-	-	2'023
Транспортировка жидких углеводородов (услуги по перевалке)	-	-	-	(266)
ООО «Нова»:				
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(1'014)	(1'451)	(2'011)	(2'900)
<hr/>				
Связанные стороны – компании под контролем / совместным контролем ключевого руководящего персонала			На 30 июня 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Сальдо по расчетам				
ПАО «Первобанк»:				
Денежные средства и их эквиваленты			1'218	9'365
ПАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:				
Торговая и прочая дебиторская задолженность			1'358	940
Предоплаты и прочие текущие активы			216	184
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			228	201
ООО «Трансойл»:				
Предоплаты и прочие текущие активы			413	397
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			388	67
ООО «Нова»:				
Авансы, выданные на строительство			170	341
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			381	360

19 марта 2014 г. член Совета Директоров «НОВАТЭКа» продал свою долю в «Gunvor Group» третьей стороне, в результате чего «Gunvor Group» перестал считаться связанной стороной Группы с этой даты.

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.

23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Связанные стороны – ключевой руководящий персонал</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2015	2014	2015	2014
Совет директоров	78	49	97	68
Правление	741	727	1'350	1'192
Итого выплаты	819	776	1'447	1'260

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. С апреля 2015 года в состав Совета директоров входят восемь человек (ранее – девять человек). С марта 2015 года в состав Правления входят девять человек (ранее – восемь 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).

ОАО «НОВАТЭК»

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

<i>За три месяца, 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		112'232	112'232	12	112'244
Операционные расходы	<i>a, d</i>	(80'599)	(80'599)	1'058	(79'541)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>c</i>	111	111	(269)	(158)
Расходы в виде процентов	<i>b, d</i>	(1'478)	(1'478)	(242)	(1'720)
Доходы в виде процентов	<i>d</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
Результаты по сегменту		33'690	33'690	985	34'675
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					13'004
Прибыль до налога на прибыль					47'679
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	6'089	6'089	(1'408)	4'681
Капитальные затраты	<i>b</i>	13'890	13'890	1'361	15'251

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 сторнирования операционных расходов в размере 1'360 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии капитализации процентов 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;
- различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного сторнирования прочей операционной прибыли в размере 353 млн рублей для целей МСФО; и
- 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.

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегментам за три месяца, закончившихся 30 июня 2014 г., представлена ниже:

За три месяца, закончившихся 30 июня 2014 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		88'381	88'381	(11)	88'370
Операционные расходы	<i>a, b, e</i>	(58'097)	(58'097)	2'427	(55'670)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>c</i>	(218)	(218)	2'009	1'791
Расходы в виде процентов	<i>d, e</i>	(1'704)	(1'704)	357	(1'347)
Доходы в виде процентов	<i>e</i>	786	786	216	1'002
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		1'216	1'216	(63)	1'153
Результаты по сегменту		30'364	30'364	4'935	35'299
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					3'768
Прибыль до налога на прибыль					39'067
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	5'455	5'455	(1'288)	4'167
Капитальные затраты	<i>d</i>	17'307	17'307	2'269	19'576

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 сторнирования операционных расходов в размере 1'290 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов, относящихся вознаграждениям работникам (включая пенсионные обязательства, дисконтирование займов, выданных работникам, и начисление премий), по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования расходов по вознаграждениям работников в размере 1'031 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;
- различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочей операционной прибыли в размере 1'967 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии капитализации процентов и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 2'269 млн рублей для целей МСФО; и
- 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.

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

За шесть месяцев, 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		225'937	225'937	49	225'986
Операционные расходы	<i>a, f</i>	(155'262)	(155'262)	1'825	(153'437)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>e</i>	345	345	(702)	(357)
Расходы в виде процентов	<i>c, f</i>	(3'707)	(3'707)	(214)	(3'921)
Доходы в виде процентов	<i>d</i>	4'433	4'433	1'422	5'855
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>b</i>	-	-	2'296	2'296
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		(9'333)	(9'333)	(13)	(9'346)
Результаты по сегменту		62'413	62'413	4'663	67'076
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					17'278
Прибыль до налога на прибыль					84'354
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	11'559	11'559	(2'363)	9'196
Капитальные затраты	<i>c</i>	26'781	26'781	2'964	29'745

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 сторнирования операционных расходов в размере 2'344 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 дохода в размере 2'296 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии капитализации процентов 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;
- 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;
- различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного сторнирования прочей операционной прибыли в размере 865 млн рублей для целей МСФО; и

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- f. 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.

Информация по сегментам за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., представлена ниже:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 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		177'064	177'064	(18)	177'046
Операционные расходы	<i>a, d</i>	(113'501)	(113'501)	3'956	(109'545)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>b</i>	2'495	2'495	1'878	4'373
Расходы в виде процентов	<i>c, d</i>	(3'664)	(3'664)	881	(2'783)
Доходы в виде процентов	<i>d</i>	1'382	1'382	410	1'792
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>d</i>	(2'744)	(2'744)	223	(2'521)
Результаты по сегменту		61'032	61'032	7'330	68'362
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					2'046
Прибыль до налога на прибыль					70'408
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	10'731	10'731	(2'508)	8'223
Капитальные затраты	<i>c</i>	28'628	28'628	4'675	33'303

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 сторнирования операционных расходов в размере 2'525 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии оценки производных товарных инструментов и признания эффекта от дисконтирования финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочей операционной прибыли в размере 1'337 млн и 648 млн рублей соответственно, для целей МСФО;
- различием в методологии капитализации процентов и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 4'675 млн рублей для целей МСФО; и

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- d. 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.

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 Европейского Союза (в основном Дания, Бельгия, Нидерланды и Польша)* – реализация нефти, сжиженного углеводородного газа, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки и сырой нефти;
- *Страны Азиатско-Тихоокеанского Региона (в основном Сингапур, Китай, Южная Корея и Тайвань)* – реализация нефти и стабильного газового конденсата;
- *Страны Северной Америки (в основном США)* – реализация нефти и стабильного газового конденсата.

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за три месяца, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 гг., представлена ниже:

<i>За три месяца, закончившихся 30 июня 2015 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нафта	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводород- ный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	50'534	5'334	756	4'098	1'907	62'629
Европейский Союз	-	10'266	14'540	2'867	2'068	29'741
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	25'466	-	-	-	25'466
Северная Америка	-	1'050	-	-	-	1'050
Прочие	-	-	1'233	99	423	1'755
Минус: экспортные пошлины	-	(6'251)	(2'057)	-	(759)	(9'067)
Итого за пределами России	-	30'531	13'716	2'966	1'732	48'945
Итого	50'534	35'865	14'472	7'064	3'639	111'574

ОАО «НОВАТЭК»

**Отдельные 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)

<i>За три месяца, закончившихся 30 июня 2014 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нафта	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводород- ный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	53'846	607	104	2'391	1'893	58'841
Европейский Союз	-	6'751	5'877	3'392	2'053	18'073
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	19'041	-	-	-	19'041
Северная Америка	-	3'312	-	-	-	3'312
Прочие	-	1'933	413	-	-	2'346
Минус: экспортные пошлины	-	(10'508)	(1'722)	(471)	(1'031)	(13'732)
Итого за пределами России	-	20'529	4'568	2'921	1'022	29'040
Итого	53'846	21'136	4'672	5'312	2'915	87'881

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 гг., представлена ниже:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нафта	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводород- ный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	104'155	8'508	1'296	6'888	4'361	125'208
Европейский Союз	-	23'804	35'086	5'917	4'302	69'109
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	45'176	-	-	-	45'176
Северная Америка	-	4'670	-	-	-	4'670
Прочие	-	-	1'716	322	423	2'461
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
Итого	104'155	67'308	32'947	12'838	7'550	224'798

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нафта	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводород- ный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	112'560	1'051	179	5'081	3'568	122'439
Европейский Союз	-	11'034	11'960	7'677	3'842	34'513
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	38'787	-	-	-	38'787
Северная Америка	-	5'275	-	-	-	5'275
Прочие	-	1'933	413	-	-	2'346
Минус: экспортные пошлины	-	(20'026)	(3'461)	(1'539)	(1'920)	(26'946)
Итого за пределами России	-	37'003	8'912	6'138	1'922	53'975
Итого	112'560	38'054	9'091	11'219	5'490	176'414

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 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. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 15% (27,2 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации. 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 2015 г.:

Ежегодные улучшения к МСФО 2013 (выпущены в декабре 2013 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2014 г. или после этой даты). Применение следующих изменений не оказывает существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую отчетность Группы:

- МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса» был изменен, чтобы пояснить, что он неприменим к учету формирования совместной деятельности в соответствии с МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность». Это изменение также поясняет, что контекстное исключение применимо только к финансовой отчетности самой совместной деятельности.
- Изменение к МСФО (IFRS) 13 «Справедливая стоимость» поясняет, что портфельное исключение в МСФО (IFRS) 13, которое позволяет компании определять справедливую стоимость группы финансовых активов и финансовых обязательств на нетто-основе, применимо ко всем контрактам (включая контракты на покупку и продажу нефинансовых активов или обязательств), которые находятся в сфере применения МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» или МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты: Классификация и оценка».

25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Некоторые новые стандарты и интерпретации были выпущены и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2016 г. или после этой даты, и при этом не были досрочно применены Группой:

МСФО (IFRS) 15 *«Выручка от контрактов с клиентами»* (выпущен 28 мая 2014 г. и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2017 г. или после этой даты). 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. Если вознаграждение по какой-либо причине варьируется, то минимальные суммы должны быть признаны, если они не подвержены существенным рискам измениться в обратную сторону. Расходы, понесенные для обеспечения контрактов с клиентами, должны быть капитализированы и амортизированы в течение всего срока получения выгод от контракта. Группа рассматривает влияние требований стандарта на Группу и сроки его применения.

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). Стандарт отображает все фазы проекта по финансовым инструментам и заменяет все предыдущие версии МСФО (IFRS) 9. Стандарт вводит новые требования для классификации и оценки, обесценения и хеджирования. Группа рассматривает влияние требований стандарта на Группу и сроки его применения.

Изменения к МСФО (IFRS) 10 *«Консолидированная финансовая отчетность»* и МСФО (IAS) 28 *«Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия»* (выпущены 11 сентября 2014 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2016 г. или после этой даты). 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. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния изменений к стандартам на раскрытия в своей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

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. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния изменений к стандартам на раскрытия в своей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

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