

ОАО «НОВАТЭК»

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

**ПО СОСТОЯНИЮ НА И ЗА ТРИ И ШЕСТЬ МЕСЯЦЕВ,
ЗАКОНЧИВШИХСЯ 30 ИЮНЯ 2014 г.**

Прилагаемый документ является переводом с английского языка оригинала консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации ОАО «НОВАТЭК» по состоянию на и за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности

Отчет о результатах обзора консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации.....	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 информации (не прошедшей аудит):	
Примечание 1. Организационная структура и основные виды деятельности	11
Примечание 2. Основные принципы составления	11
Примечание 3. Основные принципы учетной политики	12
Примечание 4. Приобретения и выбытия	13
Примечание 5. Основные средства.....	15
Примечание 6. Вложения в совместные предприятия.....	16
Примечание 7. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	18
Примечание 8. Прочие долгосрочные активы.....	19
Примечание 9. Торговая и прочая дебиторская задолженность	20
Примечание 10. Предоплаты и прочие текущие активы	20
Примечание 11. Денежные средства и их эквиваленты	21
Примечание 12. Долгосрочные заемные средства	21
Примечание 13. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств.....	23
Примечание 14. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства.....	24
Примечание 15. Акционерный капитал	24
Примечание 16. Выручка от реализации нефти и газа	25
Примечание 17. Транспортные расходы.....	25
Примечание 18. Покупка природного газа и жидких углеводородов	25
Примечание 19. Налоги, кроме налога на прибыль	26
Примечание 20. Доходы (расходы) от финансовой деятельности.....	26
Примечание 21. Налог на прибыль.....	27
Примечание 22. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска.....	28
Примечание 23. Условные и договорные обязательства	36
Примечание 24. Операции со связанными сторонами.....	38
Примечание 25. Информация по сегментам	41
Примечание 26. Новые или пересмотренные стандарты	50
Контактная информация	52



Отчет об обзорной проверке промежуточной финансовой информации

Акционерам и Совету директоров ОАО «НОВАТЭК»

Вступление

Мы провели обзорную проверку прилагаемого сокращенного консолидированного промежуточного отчета о финансовом положении ОАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее – «Группа») по состоянию на 30 июня 2014 г. и соответствующих сокращенных консолидированных отчетов о прибылях и убытках, совокупном доходе, изменениях капитала и движении денежных средств за три и шесть месяцев, закончившихся на указанную дату. Руководство несет ответственность за подготовку и представление этой сокращенной консолидированной промежуточной финансовой информации в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность». Мы отвечаем за предоставление вывода по данной сокращенной консолидированной промежуточной финансовой информации 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, в основном, опросом должностных лиц, 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 сокращенная консолидированная промежуточная финансовая информация не была подготовлена, во всех существенных аспектах, в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность».

29 июля 2014 года

Москва, Российская Федерация

ОАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	268'405	243'688
Вложения в совместные предприятия	6	189'304	210'066
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	7	54'367	49'337
Прочие долгосрочные активы	8	14'655	12'478
Итого долгосрочные активы		526'731	515'569
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы		5'418	5'953
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		121	157
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	29'763	49'522
Предоплаты и прочие текущие активы	10	25'874	18'905
Денежные средства и их эквиваленты	11	46'307	7'889
Итого текущие активы		107'483	82'426
Итого активы		634'214	597'995
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	12	155'347	141'595
Обязательства по отложенному налогу на прибыль		21'690	18'219
Обязательства по ликвидации активов		3'382	3'397
Прочие долгосрочные обязательства		1'848	1'854
Итого долгосрочные обязательства		182'267	165'065
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	13	5'456	24'026
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	14	19'643	21'260
Задолженность по текущему налогу на прибыль		871	7'365
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		8'167	7'222
Итого текущие обязательства		34'137	59'873
Итого обязательства		216'404	224'938
Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(5'222)	(2'406)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		936	683
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		382'121	334'614
Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	15	415'142	370'198
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		2'668	2'859
Итого капитал		417'810	373'057
Итого обязательства и капитал		634'214	597'995

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

Утверждено и подписано от имени Совета директоров 29 июля 2014 года:

Л. Михельсон
Председатель Правления

М. Джетвэй
Финансовый директор

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:	
		2014	2013	2014	2013
Выручка от реализации					
Выручка от реализации нефти и газа	16	87'881	57'918	176'414	138'366
Прочая выручка		489	112	632	229
Итого выручка от реализации		88'370	58'030	177'046	138'595
Операционные расходы					
Транспортные расходы	17	(26'695)	(22'859)	(54'352)	(52'089)
Покупка природного газа и жидких углеводородов	18	(11'859)	(6'890)	(20'911)	(15'322)
Налоги, кроме налога на прибыль	19	(7'353)	(4'436)	(14'861)	(9'153)
Износ, истощение и амортизация		(4'167)	(3'054)	(8'223)	(6'211)
Общехозяйственные и управленческие расходы		(3'155)	(2'258)	(5'767)	(4'677)
Материалы, услуги и прочие расходы		(2'909)	(1'866)	(5'249)	(3'543)
Изменение остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		493	2'057	(735)	764
Расходы на геологоразведку		(3)	(239)	(11)	(374)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто		(22)	(68)	564	(64)
Итого операционные расходы		(55'670)	(39'613)	(109'545)	(90'669)
Прибыль (убыток) от выбытия доли владения в совместных предприятиях, нетто	4	-	-	2'623	-
Прочие операционные прибыли (убытки)		1'791	(34)	1'750	657
Прибыль от операционной деятельности		34'491	18'383	71'874	48'583
Доходы (расходы) от финансовой деятельности					
Расходы в виде процентов	20	(1'347)	(1'240)	(2'783)	(2'604)
Доходы в виде процентов	20	1'002	472	1'792	950
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		1'153	(2'687)	(2'521)	(3'725)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		808	(3'455)	(3'512)	(5'379)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	3'768	(472)	2'046	(309)
Прибыль до налога на прибыль		39'067	14'456	70'408	42'895
Расходы по налогу на прибыль					
Расходы по текущему налогу на прибыль		(6'279)	(1'851)	(11'115)	(5'851)
Расходы по отложенному налогу на прибыль, нетто		(914)	(1'022)	(2'270)	(2'648)
Итого расходы по налогу на прибыль	21	(7'193)	(2'873)	(13'385)	(8'499)
Прибыль (убыток)		31'874	11'583	57'023	34'396
Прибыль (убыток), относящиеся к:					
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(76)	(19)	(82)	(32)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		31'950	11'602	57'105	34'428
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		10.58	3.83	18.88	11.36
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)</i>		<i>3'020.9</i>	<i>3'030.9</i>	<i>3'024.1</i>	<i>3'031.2</i>

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

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:	
	2014	2013	2014	2013
Прибыль (убыток)	31'874	11'583	57'023	34'396
Прочий совокупный доход (расход), который не будет впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков)				
Переоценка обязательств по пенсионной программе	(2)	-	(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	(368)	606	253	823
Итого прочий совокупный доход (расход)	(370)	606	248	823
Итого совокупный доход (расход)	31'504	12'189	57'271	35'219
Итого совокупный доход (расход), относящийся к:				
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(76)	(19)	(82)	(32)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»	31'580	12'208	57'353	35'251

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

ОАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
		2014	2013
Прибыль до налога на прибыль		70'408	42'895
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		8'223	6'211
Сторнирование расходов по обесценению активов, нетто		(564)	64
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		2'521	3'725
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		(2'985)	50
Расходы в виде процентов		2'783	2'604
Доходы в виде процентов		(1'792)	(950)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(2'046)	309
Переоценка финансовых инструментов через убыток (прибыль)		(1'130)	(420)
Прочие корректировки		90	(70)
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных на транспортировку		(2'777)	(1'270)
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(3'815)	(1)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		511	(1'037)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		(1'265)	(3'435)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		213	(875)
Итого изменения оборотного капитала		(7'133)	(6'618)
Налог на прибыль уплаченный		(17'628)	(6'510)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		50'747	41'290
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(27'733)	(26'354)
Приобретение материалов для строительства		(2'738)	(1'770)
Приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств		-	(554)
Приобретение дополнительных долей владения в совместных предприятиях		-	(1'703)
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	6	(3'350)	(1'436)
Поступление от выбытия доли владения в совместном предприятии		53'534	-
Погашение долгосрочной задолженности за ранее реализованные дочерние общества		-	209
Проценты уплаченные и капитализированные		(1'773)	(1'777)
Предоставление займов совместным предприятиям		(16'301)	(11'720)
Погашение займов выданных совместным предприятиям		11'735	8'564
Проценты полученные		505	700
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности		13'879	(35'841)

ОАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
		2014	2013
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		15'551	29'183
Получение краткосрочных заемных средств		1'619	-
Погашение долгосрочных заемных средств		(10'000)	(33'015)
Погашение краткосрочных заемных средств		(6'656)	-
Проценты уплаченные		(2'312)	(2'062)
Дивиденды выплаченные		(13'569)	(11'708)
Приобретение собственных акций		(2'824)	(1'765)
Продажа собственных акций		35	-
Приобретение доли неконтролирующих акционеров	4	(102)	-
Дополнительный вклад неконтролирующих акционеров в уставный капитал дочерних обществ Группы		-	179
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности			
		(18'258)	(19'188)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты			
		(381)	2'239
Увеличение (уменьшение) денежных средств, их эквивалентов и банковских овердрафтов, нетто			
		45'987	(11'500)
Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты на начало отчетного периода			
	11	320	18'420
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода			
		46'307	6'920

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

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>
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г.</i>										
Сальдо на 1 января 2013 г.	3'033,4	393	(584)	31'220	(202)	5'617	253'606	290'050	1'251	291'301
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	823	-	-	823	-	823
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	34'428	34'428	(32)	34'396
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	823	-	34'428	35'251	(32)	35'219
Дивиденды (см. Примечание 15)	-	-	-	-	-	-	(11'704)	(11'704)	-	(11'704)
Покупка собственных акций (см. Примечание 15)	(5,3)	-	(1'756)	-	-	-	-	(1'756)	-	(1'756)
Сальдо на 30 июня 2013 г.	3'028,1	393	(2'340)	31'220	621	5'617	276'330	311'841	1'219	313'060

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

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
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г.</i>										
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 15)	-	-	-	-	-	-	(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 15)	(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 информации.

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 как на внутренний рынок России, так 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 Федеральной службой по тарифам – федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации. 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 месяцы (в июле и августе).

Группа перерабатывает нестабильный газовый конденсат на своем Пулковском заводе по переработке конденсата, расположенном в непосредственной близости от своих месторождений, в стабильный газовый конденсат и сжиженный углеводородный газ. Далее стабильный газовый конденсат 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). Группа реализует свои жидкие углеводороды по ценам, подверженным колебаниям мировых цен на сырую нефть, нефту и другие продукты переработки газового конденсата. Объемы реализации жидких углеводородов Группы остаются относительно стабильными от периода к периоду.

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

В рамках достигнутого принципиального соглашения с ОАО «Газпром нефть» о выравнивании долей владения в ООО «СеверЭнергия», совместном предприятии, 31 марта 2014 г. Группа продала 20%-ную долю в «Artic Russia» B.V. компании ООО «Ямал развитие», совместному предприятию Группы с «Газпром нефтью» (см. Примечание 4).

В феврале 2014 года Группа приобрела дополнительную 15%-ную долю участия в ООО «НОВАТЭК-Кострома», в результате увеличив свою долю владения до 100% (см. Примечание 4).

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ

Настоящая консолидированная промежуточная сокращенная финансовая информация подготовлена в соответствии с МСФО (IAS) 34 «*Промежуточная финансовая отчетность*» и должна рассматриваться в контексте с консолидированной финансовой отчетностью Группы за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Оценки и допущения. Основные оценки и допущения, используемые Группой при подготовке консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации, соответствуют описанным в аудированной консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2013 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 допущения, 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 информации 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:	
	2014	2013	2014	2013
Доллар США (USD)	35.00	31.61	34.98	31.02
Польский злотый (PLN)	11.53	9.83	11.49	9.76

Рублей за одну единицу валюты	На 30 июня:		На 31 декабря:	
	2014	2013	2013	2012
Доллар США (USD)	33.63	32.71	32.73	30.37
Польский злотый (PLN)	11.04	9.87	10.85	9.87

Обменный курс, ограничения и контроль. 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 2013 г., за исключением признания расходов по налогу на прибыль, как описано ниже, и влияния применения новых и пересмотренных стандартов (см. Примечание 26).

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

Нефинансовые гарантии представляют собой договоры страхования и учитываются в соответствии с МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования». Учетная политика Группы не требует проведения проверки адекватности обязательств. Обязательства в отношении договоров страхования признаются, когда отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств, вероятен. Обязательства признаются на основании наилучших оценок такого оттока.

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 31 марта 2014 г. Группа продала 20%-ную долю владения в «Artic Russia» B.V. 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. Оба предприятия, «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%. Дальнейшие шаги по реструктуризации, направленные на достижение паритетного владения «СеверЭнергией», подлежат формальным корпоративным одобрениям и, как ожидается, будут завершены в течение 12 месяцев после первой сделки.

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%-ное владение, 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.

Покупка дополнительной доли участия в ООО «НОВАТЭК-Кострома»

20 февраля 2014 г. 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.

Обмен активами – окончательная оценка

В декабре 2013 г. «НОВАТЭК» обменял с ОАО «Роснефть» 51%-ную долю владения в ОАО «Сибнефтегаз», совместном предприятии Группы, на 40%-ную долю в «Artic Russia» B.V. по согласованной стоимости 1,8 млрд долл. США. «Artic Russia», зарегистрированная в Нидерландах, владеет 49%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия», совместном предприятии Группы. Транзакция не предполагала проведения расчетов денежными средствами и увеличила эффективную долю участия Группы в «СеверЭнергии» с 25,5% до 45,1%. Группа продолжила учитывать «СеверЭнергию» по методу долевого участия.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2013 г., в соответствии с МСФО (IAS) 28 *«Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия»* Группа оценила предварительную справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств «СеверЭнергии» по состоянию на дату приобретения и признала предварительные значения для этих статей. В апреле 2014 года Группа привлекла независимую компанию для оценки справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств, проведение которой было закончено в июле 2014 года. В результате, предварительная справедливая стоимость долгосрочных активов и долгосрочных обязательств совместного предприятия не изменилась и деловая репутация (гудвилл) не была признана в учетной стоимости инвестиции в совместное предприятие. Однако распределение покупной стоимости в составе активов, задействованных в добыче нефти и газа изменилось и привело к уменьшению амортизации, начисленной за три месяца, закончившихся 31 марта 2014 г., на сумму 67 млн рублей за вычетом налога на прибыль. Пересмотр предварительной оценки был отражен по состоянию на дату приобретения и, таким образом, доля Группы в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль за три месяца, закончившихся 31 марта 2014 г., была увеличена на 40 млн рублей в результате отражения сторнирования амортизации в «СеверЭнергии».

В рамках сделки Группа расторгла контракт на покупку природного газа у «Сибнефтегаза».

Приобретение доли владения в «Artic Russia» B.V. – окончательная оценка

В конце декабря 2013 года, совместное предприятие Группы, ООО «Ямал развитие» приобрело 60%-ную долю в «Artic Russia» B.V. за 96'846 млн рублей (2'939 млн долл. США) у третьих сторон. «Artic Russia», зарегистрированная в Нидерландах, владеет 49%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия», совместном предприятии Группы.

В результате сделки Группа увеличила эффективную долю участия в «СеверЭнергии» на 14,7% и, наряду с приобретением 40%-ной доли в «Artic Russia» в рамках договора обмена активами, довела свою эффективную долю участия в «СеверЭнергии» до 59,8%. При этом, Устав «СеверЭнергии» предусматривает, что ключевые решения, касающиеся операционной и финансовой деятельности компании, должны быть утверждены шестью из семи членов Совета директоров, т.е. фактически ни один из участников не имеет привилегированного права голоса. Таким образом, Группа продолжает рассматривать «СеверЭнергию» как совместное предприятие и учитывать по методу долевого участия.

По состоянию на 31 декабря 2013 г., в соответствии с МСФО (IAS) 28 *«Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия»* Группа оценила предварительную справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств «СеверЭнергии» по состоянию на дату приобретения и признала предварительные значения для этих статей. В апреле 2014 года Группа привлекла независимую компанию для оценки справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств, проведение которой было закончено в июле 2014 года. В результате, предварительная справедливая стоимость долгосрочных активов и долгосрочных обязательств совместного предприятия не изменилась и деловая репутация (гудвилл) в размере 7'873 млн рублей была признана в учетной стоимости инвестиции в совместное предприятие. Однако распределение стоимости приобретения в составе активов, задействованных в добыче нефти и газа изменилось и привело к уменьшению амортизации, начисленной за три месяца, закончившихся 31 марта 2014 г., на сумму 67 млн рублей за вычетом налога на прибыль. Пересмотр предварительной оценки был отражен по состоянию на дату приобретения и, таким образом, доля Группы в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль за три месяца, закончившихся 31 марта 2014 г., была увеличена на 40 млн рублей в результате отражения сторнирования амортизации в «СеверЭнергии».

Покупка дополнительной доли владения в ЗАО «Нортгаз»

В июне 2013 года Группа увеличила долю владения в ЗАО «Нортгаз» до 50% путем выкупа дополнительной эмиссии акций компании на сумму 1'703 млн рублей (52 млн долл. США). В соответствии с МСФО (IAS) 28 *«Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия»* Группа оценила справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств компании и определила, что деловая репутация (гудвилл) не возникла при приобретении дополнительной доли владения в «Нортгазе». После сделки Группа продолжает учитывать свою долю в компании по методу долевого участия.

ОАО «НОВАТЭК»**Отдельные примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации
(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 2013 г.</i>	Активы, задействованные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	202'420	35'295	8'031	245'746
Накопленный износ, истощение и амортизация	(46'810)	-	(1'560)	(48'370)
Остаточная стоимость на 1 января 2013 г.	155'610	35'295	6'471	197'376
Поступление и приобретение	3'549	28'203	101	31'853
Ввод в эксплуатацию	16'552	(16'755)	203	-
Износ, истощение и амортизация	(5'846)	-	(264)	(6'110)
Выбытие, нетто	(68)	(224)	(21)	(313)
Первоначальная стоимость	222'413	46'519	8'288	277'220
Накопленный износ, истощение и амортизация	(52'616)	-	(1'798)	(54'414)
Остаточная стоимость на 30 июня 2013 г.	169'797	46'519	6'490	222'806
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г.</i>				
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

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В состав поступления и приобретения основных средств за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 1'990 млн и 2'081 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. включены авансы на капитальное строительство и оборудование в сумме 5'243 млн и 2'805 млн рублей соответственно.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., наибольшая сумма ввода в эксплуатацию, активов, задействованных в добыче нефти и газа, в размере 9'706 млн рублей представляет собой завершение проекта по расширению Пуровского ЗПК с эффективным увеличением мощности 5 до 11 млн тонн конденсата в год.

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

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	44'487	43'938
Минус: накопленная амортизация стоимости доказанных запасов углеводородов	(13'722)	(13'061)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	6'609	6'420
Итого стоимость запасов углеводородов	37'374	37'297

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 23.

6 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
<i>Совместные предприятия:</i>		
ОАО «Ямал СПГ»	84'726	77'875
ЗАО «Нортгаз»	48'060	45'605
«Artic Russia» B.V.	29'825	59'315
ООО «Ямал развитие»	19'178	23'720
ЗАО «Тернефтегаз»	7'515	3'551
Итого вложения в совместные предприятия	189'304	210'066

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 «Ямал СПГ», своем совместном предприятии с «TOTAL S.A.» (20%) и «Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией» (20%). Совместное предприятие осуществляет реализацию Проекта «Ямал СПГ» по созданию мощностей по добыче природного газа, газового конденсата и производству сжиженного природного газа на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного на полуострове Ямал в ЯНАО.

6 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

ЗАО «Нортгаз». Группа владеет 50%-ной долей в «Нортгазе», своем совместном предприятии с ОАО «Газпром» и ОАО «Газпромбанк» (продал свою долю в «Нортгазе» компании «Газпром нефть» в июле 2014 года), которое ведет добычу на Северо-Уренгойском месторождении, расположенном в ЯНАО.

«Artic Russia» B.V. По состоянию на 31 декабря 2013 г. Группа владела 40%-ной долей в «Artic Russia» B.V., зарегистрированной в Нидерландах. 31 марта 2014 г. Группа продала 20%-ную долю в «Artic Russia» «Ямалу развитие» (см. Примечание 4).

ООО «Ямал развитие». Группа владеет 50%-ной долей участия в «Ямал развитии», своем совместном предприятии с ОАО «Газпром нефть» (50%). «Ямал развитие» владеет 51%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия» и 80%-ной долей в «Artic Russia» (на 31 декабря 2013 г.: 60%-ной долей в «Artic Russia»). «Artic Russia» владеет оставшейся 49%-ной долей участия в «СеверЭнергии», которое через свое 100%-ное дочернее общество ОАО «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском и Уренгойском месторождениях и осуществляет подготовку к вводу в эксплуатацию Яро-Яхинского, Ево-Яхинского и Северо-Часельского месторождений, расположенных в ЯНАО.

ЗАО «Тернефтегаз». Группа владеет 51%-ной долей в «Тернефтегазе», совместном предприятии с «TOTAL S.A.» (49%), которое ведет подготовку к вводу в эксплуатацию Термокарстового месторождения, расположенного в ЯНАО.

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2014	2013
На 1 января	210'066	189'136
Доля в прибыли (убытке)		
совместных предприятий до налога на прибыль	2'293	129
Доля в расходах по налогу на прибыль	(247)	(438)
Доля в прибыли (убытке)		
совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	2'046	(309)
Выбытие долей владения в совместных предприятиях	(32'349)	-
Эффект от прочих изменений		
чистых активов совместных предприятий	3'969	-
Взносы в капитал	3'350	1'436
Эффект от переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 7)	2'222	1'364
Приобретение дополнительных долей владения в совместных предприятиях (см. Примечание 4)	-	1'703
На 30 июня	189'304	193'330

По состоянию на 30 июня 2014 г. «СеверЭнергия», совместное предприятие Группы, списало основные средства в сумме 1'436 млн рублей, поврежденных в результате пожара на установке по деэтанзации газового конденсата на Уренгойском месторождении в апреле 2014 года, из которых 788 млн рублей относятся к «НОВАТЭК» (включены в строку «доля в прибыли (убытке) совместных предприятий до налога на прибыль»). Добыча природного газа и нестабильного газового конденсата на месторождении была временно приостановлена до июля 2014 года. Планируемые объемы добычи ожидается полностью восстановить к концу 2014 года.

6 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., Группа отразила в капитале доход в сумме 3'969 млн рублей от пересчета стоимости непропорциональных займов, выданных «Ямалу СПГ» другими акционерами.

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.

В марте 2013 года акционерный капитал «Тернефтегаза» был увеличен пропорциональными вкладами его участников на 2'816 млн рублей, из которых 1'436 млн рублей относятся к «НОВАТЭКу». В результате пропорциональных вкладов доля владения Группы в компании не изменилась.

7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Займы выданные в долларах США	46'119	45'415
Займы выданные в рублях	5'618	2'200
Итого долгосрочные займы выданные	51'737	47'615
Долгосрочная дебиторская задолженность	536	412
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	2'094	1'310
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	54'367	49'337

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
ОАО «Ямал СПГ»	43'401	42'804
ООО «Ямал развитие»	5'618	2'200
ЗАО «Тернефтегаз»	2'718	2'611
Итого долгосрочные займы выданные	51'737	47'615

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 составляла 5,09% годовых и была снижена до 4,46% годовых с 1 января 2014 г. Процентная ставка 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 промежуточном сокращенном отчете о финансовом положении (см. Примечание 24).

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

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., акционеры «Ямала СПГ» предоставили совместному предприятию дополнительные займы на общую сумму 64'750 млн рублей (1'830 млн долл. США), из которых 12'884 млн рублей (365 млн долл.США) были предоставлены Группой. В связи с вхождением нового акционера («CNPC») в Проект «Ямал СПГ», «Ямал СПГ» в январе 2014 года погасил часть займа Группе (рефинансирован компанией «CNPC») в сумме 12'045 млн рублей (364 млн долл. США).

ООО «Ямал развитие». В декабре 2013 года Группа предоставила кредитную линию «Ямалу развитие», совместному предприятию Группы, на сумму до 13 млрд рублей. Процентная ставка по займу составляла 9,25% годовых. Займы и проценты подлежат погашению в декабре 2015 года и отражены в составе долгосрочных активов в консолидированном промежуточном сокращенном отчете о финансовом положении (см. Примечание 24). График погашения займа может быть изменен в последующие годы в зависимости от ряда определенных условий.

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 составляла 3,88% годовых и была увеличена до 4,52% годовых с 1 июля 2013 г. Процентная ставка может быть изменена на последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи «Тернефтегазом» и отражены в составе долгосрочных активов в консолидированном промежуточном сокращенном отчете о финансовом положении (см. Примечание 24).

Переоценка акционерных займов, выданных совместным предприятиям. В соответствии с МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» учетная стоимость займов, выданных Группой совместным предприятиям «Ямалу СПГ» и «Тернефтегазу», была пересчитана в момент первоначального признания исходя из базовой процентной ставки, скорректированной на кредитный риск заемщика (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 22). За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 гг., сумма переоценки до справедливой стоимости составила 2'222 млн рублей (62 млн долл. США) и 1'364 млн рублей (43 млн долл. США) соответственно и была отнесена на увеличение вложений в совместные предприятия (см. Примечание 6).

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	725	470
Долгосрочные банковские депозиты	7	7
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	5'908	3'131
Материалы на строительство	3'438	5'284
Отложенные налоговые активы	2'637	1'514
Нематериальные активы, нетто	1'856	1'990
Прочие	84	82
Итого прочие долгосрочные активы	14'655	12'478

8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. долгосрочные авансы включали авансы, предоставленные компании ОАО «Российские железные дороги» («РЖД») в сумме 5'503 млн и 2'792 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 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 40 млн и 718 млн рублей на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. соответственно)	28'933	29'984
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 29 млн и 3 млн рублей на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. соответственно)	830	19'538
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	29'763	49'522

По состоянию на 31 декабря 2013 г. прочая дебиторская задолженность включает задолженность «CNPC» в сумме 18'420 млн рублей (563 млн долл. США), относящуюся к выбытию 20%-ной доли владения в «Ямале СПГ», совместном предприятии Группы и полностью погашенную в январе 2014 года.

Торговая дебиторская задолженность на сумму 11'072 млн и 5'015 млн рублей по состоянию на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г., соответственно, обеспечена аккредитивами в банках с рейтингом инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 22 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 22.

10 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Финансовые активы		
По справедливой стоимости через прибыли или убытки	2'385	316
Краткосрочные банковские депозиты и аккредитивы (с первоначальным сроком погашения более трех месяцев)	38	36
Займы выданные, деноминированные в долларах США	12	23
Нефинансовые активы		
Предоплаты по налогам, кроме налога на прибыль	9'065	3'418
НДС, подлежащий возмещению	3'650	3'814
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	3'358	4'527
Предоплаты и авансы поставщикам (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере ноль и 5 млн рублей на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. соответственно)	3'113	2'536
Предоплаты по таможенным пошлинам	1'739	1'023
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	1'464	2'255
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	744	858
Прочие текущие активы	306	99
Итого предоплаты и прочие текущие активы	25'874	18'905

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

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

11 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Денежные средства на расчетных счетах	9'295	4'472
Депозиты, деноминированные в долларах США (процентная ставка от 0,6% до 0,75% годовых)	36'803	1'486
Депозиты, деноминированные в рублях (процентная ставка от 4,7% до 5,9% годовых)	28	1'684
Депозиты, деноминированные в прочих валютах	181	247
Итого денежные средства и их эквиваленты согласно консолидированному отчету о финансовом положении	46'307	7'889
Минус: банковские овердрафты (см. Примечание 13)	-	(7'569)
Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты согласно консолидированному отчету о движении денежных средств	46'307	320

Все депозиты могут быть в любое время обращены в известные суммы денежных средств и риск изменения их стоимости не является значительным (см. Примечание 22 в отношении раскрытия кредитных рисков).

12 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Облигации выпущенные в долларах США	75'394	73'341
Заемные средства в долларах США	49'880	34'363
Облигации выпущенные в рублях	33'910	33'891
Заемные средства в рублях	-	9'911
Итого	159'184	151'506
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(3'837)	(9'911)
Итого долгосрочные заемные средства	155'347	141'595

Долгосрочные заемные средства Группы с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Синдицированная кредитная линия в долларах США	49'880	34'363
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	33'502	32'595
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	21'756	21'163
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	20'136	19'583
Российские облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	19'986	19'980
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'924	13'911
Сбербанк – кредитная линия в рублях	-	9'911
Итого	159'184	151'506

12 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 долларové 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 долларové 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.

Сбербанк. В декабре 2011 года Группа открыла кредитную линию в ОАО «Сбербанк» на сумму до 40 млрд рублей с доступным периодом выборки до марта 2012 года, который был затем продлен до января 2013 года. В июне 2012 года Группа выбрала по данной кредитной линии 10 млрд рублей с процентной ставкой 8,9% годовых, которая была снижена до 7,9% с августа 2013 года. Оставшаяся часть кредитной линии не была использована. В марте 2014 года займ был полностью погашен досрочно.

Синдицированная кредитная линия. В июне 2013 года Группа открыла необеспеченную синдицированную кредитную линию от ряда международных банков на общую сумму 1,5 млрд долл. США с периодом выборки до июня 2014 года. По состоянию на 30 июня 2014 г. Группа выбрала всю сумму кредитной линии с процентной ставкой ЛИБОР плюс 1,75% годовых (2,0% на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г.). Займ подлежит погашению до июля 2018 года ежеквартальными равными платежами, начиная с июня 2015 года. Кредитная линия предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Российские облигации. В октябре 2012 года Группа выпустила неконвертируемые рублевые 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.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств представлена ниже:

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Синдицированная кредитная линия в долларах США	46'637	35'043
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	31'383	30'176
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	23'510	23'382
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	21'208	20'877
Российские облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	19'933	20'240
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'522	14'032
Сбербанк – кредитная линия в рублях	-	10'038
Итого	156'193	153'788

Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 22). 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 22).

12 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>Период погашения:</i>	На 30 июня 2014 г.
С 1 июля 2015 г. по 30 июня 2016 г.	55'469
С 1 июля 2016 г. по 30 июня 2017 г.	29'272
С 1 июля 2017 г. по 30 июня 2018 г.	15'348
С 1 июля 2018 г. по 30 июня 2019 г.	-
После 30 июня 2019 г.	55'258
Итого долгосрочные заемные средства	155'347

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

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Заемные средства в рублях	1'619	-
Заемные средства в долларах США	-	6'546
Банковские овердрафты в долларах США	-	7'569
Итого	1'619	14'115
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	3'837	9'911
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	5'456	24'026

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 сентябре 2014 года.

Заемные средства в долларах США. В декабре 2013 года Группа выбрала 200 млн долл. США в рамках доступных кредитных линий в «БНП Париба Банк» (100 млн долл. США) и «Креди Агриколь Корпоративный и Инвестиционный Банк» (100 млн долл. США) с процентными ставками 1,46% и 1,9% годовых соответственно. В январе 2014 года займы были полностью погашены.

Банковские овердрафты и доступные кредитные линии. В декабре 2013 года Группа выбрала 231 млн долл. США в рамках доступной кредитной линии в виде банковских овердрафтов в «БНП Париба Банк» с процентной ставкой 2,32% годовых. В январе 2014 года банковский овердрафт в «БНП Париба Банке» был полностью погашен.

На 30 июня 2014 г. Группа располагает доступной кредитной линией в сумме 10 млрд рублей в «Газпромбанк» с периодом выборки до июля 2015 года с процентной ставкой подлежащей обсуждению на момент привлечения денежных средств.

14 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 30 июня 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	13'807	14'372
Проценты, подлежащие уплате	1'956	1'857
Производные товарные инструменты	1'305	46
Прочая кредиторская задолженность	188	1'382
Нефинансовые обязательства		
Авансы полученные	683	916
Задолженность по заработной плате	188	206
Прочая задолженность и начисленные обязательства	1'516	2'481
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	19'643	21'260

Торговая и прочая кредиторская задолженность были отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 22.

15 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 и 2013 гг., Группа приобрела суммарно 7,7 млн и 5,3 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) на общую сумму 2'816 млн и 1'756 млн рублей соответственно. По состоянию на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. на балансе Группы находилось 15,9 млн и 8,2 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) общей покупной стоимостью 5'222 млн и 2'406 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участие в голосовании.

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2014	2013
Дивиденды, подлежащие выплате на 1 января	1	5
Дивиденды объявленные (*)	13'569	11'704
Дивиденды выплаченные (*)	(13'569)	(11'708)
Дивиденды, подлежащие выплате на 30 июня	1	1
Дивиденды на акцию, объявленные в течение периода (в рублях)	4.49	3.86
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение периода (в рублях)	44.90	38.60

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

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

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

16 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2014	2013	2014	2013
Природный газ	53'846	43'109	112'560	98'592
Нафта	20'529	-	37'003	-
Сжиженный углеводородный газ	5'312	4'097	11'219	8'111
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	4'672	93	9'091	166
Сырая нефть	2'915	1'776	5'490	3'323
Стабильный газовый конденсат	607	8'843	1'051	28'174
Итого выручка от реализации нефти и газа	87'881	57'918	176'414	138'366

17 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2014	2013	2014	2013
Транспортировка природного газа покупателям	21'468	18'969	43'871	42'371
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	3'828	2'768	7'569	6'763
Транспортировка жидких углеводородов танкерами	1'105	910	2'325	2'539
Транспортировка нефти по сети магистральных нефтепроводов	286	205	570	384
Прочие	8	7	17	32
Итого транспортные расходы	26'695	22'859	54'352	52'089

18 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2014	2013	2014	2013
Природный газ	6'346	4'851	10'595	11'327
Нестабильный газовый конденсат	5'387	1'976	10'040	3'871
Прочие жидкие углеводороды	126	63	276	124
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	11'859	6'890	20'911	15'322

В течение 2013 года Группа покупала у своего совместного предприятия ОАО «Сибнефтегаз» 51% объемов добываемого им природного газа (см. Примечание 24). В декабре 2013 года Группа расторгла договор поставки природного газа с «Сибнефтегазом» в результате его выбытия.

Группа покупает у своего совместного предприятия ЗАО «Нортгаз» 50% объемов добываемого им природного газа (см. Примечание 24).

Группа покупает природный газ у своей связанной стороны ОАО «СИБУР Холдинг» по ценам, основанным на рыночных ценах региона покупки (см. Примечание 24).

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

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

18 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа покупает у своих совместных предприятий «Нортгаза» и ООО «СеверЭнергия» (с марта 2013 года – у его 100%-ного дочернего общества ОАО «Арктикгаз») 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 учетом тарифов на его транспортировку и переработку (см. Примечание 24).

19 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

Помимо налога на прибыль Группа является плательщиком по налогам, представленным ниже:

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2014	2013	2014	2013
Налог на добычу полезных ископаемых	6'791	3'955	13'724	8'154
Налог на имущество	477	418	1'002	876
Прочие налоги	85	63	135	123
Итого налоги, кроме налога на прибыль	7'353	4'436	14'861	9'153

20 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:	
	2014	2013	2014	2013
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	1'809	2'085	3'833	4'187
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	328	31	583	73
Подитог	2'137	2'116	4'416	4'260
Минус: капитализированные проценты	(858)	(938)	(1'773)	(1'777)
Расходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	1'279	1'178	2'643	2'483
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	68	62	140	121
Итого расходы в виде процентов	1'347	1'240	2'783	2'604

20 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Доходы в виде процентов</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2014	2013	2014	2013
Доходы в виде процентов по займам выданным	606	267	1'124	559
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	181	91	259	203
Доходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	787	358	1'383	762
Долгосрочные финансовые активы: эффект от увеличения дисконтированного актива с течением времени	215	114	409	188
Итого доходы в виде процентов	1'002	472	1'792	950

21 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2014 и 2013 годах составляла 20%. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 гг., консолидированная эффективная ставка налога на прибыль Группы составила 19,0% и 19,8% соответственно. За три месяца, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 гг., консолидированная эффективная ставка налога на прибыль Группы составила 18,4% и 19,9% соответственно.

Более низкая ожидаемая эффективная ставка налога на прибыль за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., связана с возможностью применять льготную ставку налога на прибыль в размере 15,5% в отношении ряда инвестиционных проектов Группы на территории РФ, включенных региональными органами власти в перечень приоритетных проектов.

22 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 2014 г.		На 31 декабря 2013 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>				
Займы выданные	51'737	12	47'615	23
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'630	29'763	1'722	49'522
Банковские депозиты и аккредитивы	7	38	7	36
Денежные средства и их эквиваленты	-	46'307	-	7'889
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	724	2'385	471	316
Итого	55'098	78'505	49'815	57'786
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизируемой стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	155'347	3'837	141'595	9'911
Краткосрочные заемные средства	-	1'619	-	14'115
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	15'951	-	17'611
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	161	1'305	228	46
Итого	155'508	22'712	141'823	41'683

Производные 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 товарные производные инструменты (с привязкой к газовым хамам 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 подпадают 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 промежуточном сокращенном отчете о финансовом положении Группы по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости – в консолидированном промежуточном сокращенном отчете о прибылях и убытках.

В процессе определения справедливой стоимости Группа оценивает качество и надежность допущений и данных, используемых для определения справедливой стоимости, в соответствии с МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: Раскрытие информации» по трем уровням иерархии, представленным ниже:

- i. котировки на активных рынках (Уровень 1);
- ii. исходные данные, отличные от котируемых 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).

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

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 контракты отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Для оценки 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 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	3'109	787
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(1'466)	(274)

<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2014	2013	2014	2013
Операционный доход от торговли природным газом за рубежом	131	54	232	141
Изменение справедливой стоимости и результат от торговли производными газовыми контрактами	1'861	(89)	1'130	420

Справедливая стоимость производных газовых контрактов подвержена влиянию резкого изменения форвардных рыночных котировок. Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цены на 229.13 рублей (5 Евро) за один мегаватт-час на оценку справедливой стоимости этих производных контрактов.

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	От уменьшения цены	От увеличения цены
Сдвиг рынка по состоянию на 1 июля 2014 г.	879	(877)

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, с целью 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.

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

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. 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.

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

На 30 июня 2014 г.	Российский рубль	Доллар США	Прочие	Итого
Финансовые активы				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные займы выданные	5'618	46'119	-	51'737
Торговая и прочая дебиторская задолженность	645	1'967	18	2'630
Производные товарные инструменты	-	-	724	724
Долгосрочные депозиты	-	-	7	7
<i>Текущие</i>				
Краткосрочные займы выданные	-	12	-	12
Торговая и прочая дебиторская задолженность	14'097	13'146	2'520	29'763
Краткосрочные банковские депозиты и аккредитивы	26	5	7	38
Производные товарные инструменты	-	-	2'385	2'385
Денежные средства и их эквиваленты	4'807	39'648	1'852	46'307
Финансовые обязательства				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные заемные средства	(33'910)	(121'437)	-	(155'347)
Производные товарные инструменты	-	-	(161)	(161)
<i>Текущие</i>				
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(3'837)	-	(3'837)
Краткосрочные заемные средства	(1'619)	-	-	(1'619)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(11'871)	(2'030)	(2'050)	(15'951)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'305)	(1'305)
Подверженность риску (нетто) на 30 июня 2014 г.	(22'207)	(26'407)	3'997	(44'617)

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

На 31 декабря 2013 г.	Российский рубль	Доллар США	Прочие	Итого
Финансовые активы				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные займы выданные	2'200	45'415	-	47'615
Торговая и прочая дебиторская задолженность	402	1'303	17	1'722
Производные товарные инструменты	-	-	471	471
Долгосрочные депозиты	-	-	7	7
<i>Текущие</i>				
Краткосрочные займы выданные	-	23	-	23
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9'981	37'707	1'834	49'522
Краткосрочные банковские депозиты и аккредитивы	26	9	1	36
Производные товарные инструменты	-	-	316	316
Денежные средства и их эквиваленты	5'131	2'052	706	7'889
Финансовые обязательства				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные заемные средства	(33'891)	(107'704)	-	(141'595)
Производные товарные инструменты	-	-	(228)	(228)
<i>Текущие</i>				
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(9'911)	-	-	(9'911)
Краткосрочные заемные средства	-	(14'115)	-	(14'115)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(12'573)	(3'570)	(1'468)	(17'611)
Производные товарные инструменты	-	-	(46)	(46)
Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2013 г.	(38'635)	(38'880)	1'610	(75'905)

(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 Федеральной службой по тарифам (ФСТ) – федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации.

В 2013 году ФСТ снизила регулируемые цены на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке, на 3% с 1 апреля 2013 г., увеличила на 15% с 1 июля 2013 г., увеличила на 3,1% с 1 августа 2013 г. и увеличила на 1,9% с 1 октября 2013 г. С 1 января 2014 г. ФСТ установила регулируемые цены на природный газ на уровне августа-сентября 2013 года, понизив их в среднем на 1,9% относительно уровня цен декабря 2013 года. Согласно Прогнозу Министерства экономического развития, опубликованному в сентябре 2013 года, цены на природный газ на внутреннем рынке (кроме населения) в 2014 году останутся на уровне августа-сентября 2013 года, а в июле 2015 и 2016 годов будут увеличены на 4,8% и на 4,9% соответственно. В настоящее время Правительство Российской Федерации обсуждает различные варианты темпов роста цен на природный газ на внутреннем рынке Российской Федерации в последующие годы.

22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ 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, когда торговля начнется.

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 свою 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 фиксированной или переменной 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.

**22 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 2014 г.		На 31 декабря 2013 г.	
	млн рублей	Процент	млн рублей	Процент
С фиксированной ставкой	110'923	69%	131'258	79%
С переменной ставкой	49'880	31%	34'363	21%
Итого заемные средства	160'803	100%	165'621	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. 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. Вся реализация жидких углеводородов на внутреннем рынке производится на основе 100%-ной предоплаты. Несмотря на то, что Группа в основном не требует обеспечения по торговой и прочей дебиторской задолженности, она разработала стандартные условия оплаты и постоянно проводит мониторинг статуса погашения задолженности покупателей и их кредитоспособности.

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. Группа осуществляет мониторинг собираемости дебиторской задолженности путем анализа по срокам возникновения задолженности по группам покупателей и учитывая предыдущую историю платежей, чтобы уменьшить кредитный риск.

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

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

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.

Все финансовые обязательства Группы представляют собой непроемлемые финансовые инструменты. Ниже представлены данные, которые обобщают сроки погашения финансовых обязательств Группы, кроме производных товарных контрактов, основываясь на договорных недисконтированных платежах, включая выплату процентов.

<i>На 30 июня 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					
<i>Основная сумма (*)</i>	1'619	40'178	14'000	55'490	111'287
<i>Проценты</i>	6'756	5'923	9'878	8'092	30'649
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма (*)</i>	3'880	15'522	31'044	-	50'446
<i>Проценты</i>	994	821	701	-	2'516
Торговая и прочая кредиторская задолженность	15'951	-	-	-	15'951
Итого финансовые обязательства	29'200	62'444	55'623	63'582	210'849

По состоянию на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. общая величина нефинансовых гарантий, выданных Группой, относящихся к Проекту «Ямал СПГ», ряду третьих лиц (подрядчики по строительству СПГ-завода, судовладельцы СПГ-танкеров и иностранный банк) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества с различными сроками действия, зависящими от срока предоставления проектного финансирования, загрузки определенного количества СПГ-танкеров и других событий, связанных с началом коммерческого производства СПГ, составила 840 млн и 120 млн долл. США соответственно. После отчетной даты, в июле 2014 года, Группа увеличила величину таких гарантий на 864 млн долл. США.

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

По состоянию на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. величина финансовой гарантии, выданной Группой в пользу банка по обязательствам совместного предприятия Группы ООО «Ямал развитие», действующей до декабря 2017 года, составляла 400 млн долл. США на обе даты.

<i>На 31 декабря 2013 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i> ^(*)	24'115	20'000	33'638	54'003	131'756
<i>Проценты</i>	7'379	6'649	10'707	9'301	34'036
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i> ^(*)	-	8'082	26'938	-	35'020
<i>Проценты</i>	708	654	750	-	2'112
Торговая и прочая кредиторская задолженность	17'611	-	-	-	17'611
Итого финансовые обязательства	49'813	35'385	72'033	63'304	220'535

^(*) – отличается от долгосрочных заемных средств на сумму транзакционных расходов (см. Примечание 12).

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

<i>На 30 июня 2014 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Приток денежных средств	2'688	150	1'438	922	5'198
Отток денежных средств	(1'634)	(422)	(789)	(964)	(3'809)
Чистые денежные потоки	1'054	(272)	649	(42)	1'389
<i>На 31 декабря 2013 г.</i>					
Приток денежных средств	27'156	26'231	75'411	89'464	218'262
Отток денежных средств	(26'750)	(26'155)	(75'184)	(89'163)	(217'252)
Чистые денежные потоки	406	76	227	301	1'010

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.

22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

На отчетную дату Группе присвоены кредитные рейтинги инвестиционного уровня: Baa3 (прогноз стабильный) согласно Moody's Investor Service, BBB- (прогноз стабильный) агентством Fitch Ratings, а также кредитный рейтинг BBB- (прогноз негативный) согласно Standard & Poor's. В целях поддержания данных кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

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 имеет формализованную политику по выплате дивидендов, устанавливающую минимальный уровень выплаты дивидендов в размере 30% от неконсолидированной российской 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, которая устанавливает уровень выплаты дивидендов в размере не менее 30% от консолидированной чистой прибыли Группы, рассчитанной в соответствии с МСФО, скорректированная 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 2014 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. капитал Группы составлял 529'638 млн и 527'930 млн рублей соответственно.

23 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.

Недавние события на Украине оказывали и могут продолжать оказывать негативное влияние на российскую экономику, включая усложнение привлечения международного финансирования. Эти и другие события в случае эскалации могут оказать существенное влияние на условия ведения деятельности в Российской Федерации.

23 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Секторальные санкции, введенные правительством США. После отчетной даты, 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 операционную и деловую деятельность Группы в любой юрисдикции, а также не влияет на активы Группы, размещенные акции и заемные средства.

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, а также своевременного обслуживания и погашения всех имеющихся на текущую отчетную дату краткосрочных и долгосрочных заимствований Группы.

Помимо вышесказанного, в настоящий момент вместе с иностранными партнерами Группа проводит анализ влияния введения данных секторальных санкций на финансирование совместных инвестиционных проектов.

Договорные обязательства. По состоянию на 30 июня 2014 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты на общую сумму приблизительно 33'952 млн рублей (на 31 декабря 2013 г.: 36'142 млн рублей) преимущественно на обустройство Ярудейского месторождения (до конца 2017 года), дальнейшее обустройство Салмановского (Утреннего) (до конца 2017 года), Юрхаровского (до конца 2016 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2015 года), Северо-Ханчейского (до конца 2015 года), Ханчейского (до конца 2016 года) месторождений и Олимпийского лицензионного участка (до конца 2015 года).

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

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

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.

23 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

24 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

Для целей настоящей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации 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.

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

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

24 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Связанные стороны – совместные предприятия	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2014	2013	2014	2013
Операции				
ОАО «Сибнефтегаз» (до декабря 2013 года):				
Доходы в виде процентов по займам выданным	-	104	-	307
Покупка природного газа	-	(1'611)	-	(3'346)
ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:				
Покупка нестабильного газового конденсата	(2'327)	(1'248)	(4'117)	(2'371)
ЗАО «Тернефтегаз»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	40	25	107	40
ОАО «Ямал СПГ»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	695	212	1'274	311
Прочая выручка (операторские услуги)	49	17	54	18
ЗАО «Нортгаз»:				
Покупка природного газа	(2'167)	(674)	(2'615)	(1'397)
Покупка нестабильного газового конденсата	(3'060)	(728)	(5'923)	(1'500)
ООО «Ямал развитие»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	73	-	123	-
<hr/>				
Связанные стороны – совместные предприятия	На 30 июня 2014 г.		На 31 декабря 2013 г.	
Сальдо по расчетам				
ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:				
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			705	753
ЗАО «Тернефтегаз»:				
Долгосрочные займы выданные			2'718	2'611
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным			201	135
ОАО «Ямал СПГ»:				
Долгосрочные займы выданные			43'401	42'804
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным			1'764	1'169
ЗАО «Нортгаз»:				
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			2'047	1'856
ООО «Ямал развитие»:				
Долгосрочные займы выданные			5'618	2'200
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным			129	6

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

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

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

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

24 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2014	2013	2014	2013
Операции				
ОАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:				
Реализация природного газа	711	562	1'608	1'246
Реализация жидких углеводородов	1'148	-	2'152	195
Прочая выручка	132	-	135	-
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(3'967)	(2'457)	(7'433)	(6'475)
Материалы, услуги и прочие расходы	(201)	-	(281)	-
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(519)	-	(519)	-
ООО «Трансойл»:				
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(990)	(607)	(1'855)	(1'785)
Gunvor Group Ltd (под совместным контролем до марта 2014 года):				
Реализация жидких углеводородов	-	-	2'023	-
Транспортировка жидких углеводородов (услуги по перевалке)	-	-	(266)	-
ООО «Нова»:				
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(1'451)	(512)	(2'900)	(752)
<hr/>				
Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала	На 30 июня 2014 г.		На 31 декабря 2013 г.	
Сальдо по расчетам				
ОАО «Первобанк»:				
Денежные средства и их эквиваленты			2'456	2'040
ОАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:				
Торговая и прочая дебиторская задолженность			481	119
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			245	274
ООО «Трансойл»:				
Предоплаты и прочие текущие активы			265	288
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			161	176
Gunvor Group Ltd (под совместным контролем до марта 2014 года):				
Торговая и прочая дебиторская задолженность			-	2'903
Предоплаты и прочие текущие активы			-	69
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			-	118
ООО «Нова»:				
Авансы, выданные на строительство			403	309
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			210	228

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.

24 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>Связанные стороны – ключевой руководящий персонал</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2014	2013	2014	2013
Совет директоров	49	49	68	68
Правление	727	639	1'192	1'114
Итого выплаты	776	688	1'260	1'182

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

25 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 информации, для целей достоверного представления в соответствии с МСФО.

25 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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).

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 информации
Внешняя реализация		88'381	88'381	(11)	88'370
Операционные расходы	<i>a - d</i>	(58'097)	(58'097)	2'427	(55'670)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>e</i>	(218)	(218)	2'009	1'791
Расходы в виде процентов	<i>f, g</i>	(1'704)	(1'704)	357	(1'347)
Доходы в виде процентов	<i>f</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>g</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 к услугам по хранению природного газа и вознаграждения работникам (включая пенсионные обязательства, дисконтирование займов, выданных работникам, и начисление премий), по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления транспортных расходов в размере 127 млн рублей и сторнирования расходов по вознаграждениям работников в размере 1'031 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;
- различием в методологии оценки остатков товарно-материальных запасов по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 126 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов на геологоразведку по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 246 млн рублей для целей МСФО;

25 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- e. 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;
- f. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированного долгосрочного финансового актива и эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов с течением времени по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 215 млн рублей и дополнительного начисления расходов в виде процентов в размере 68 млн рублей для целей МСФО; и
- g. различием в методологии капитализации процентов и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительной капитализации процентов и курсовых разниц в размере 554 млн рублей и дополнительного начисления капитальных затрат в размере 1'716 млн рублей для целей МСФО.

Информация по сегментам за три месяца, закончившихся 30 июня 2013 г., представлена ниже:

За три месяца, закончившихся 30 июня 2013 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 информации
Внешняя реализация	<i>a</i>	58'540	58'540	(510)	58'030
Операционные расходы	<i>b - d</i>	(43'138)	(43'138)	3'525	(39'613)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>e</i>	140	140	(174)	(34)
Расходы в виде процентов	<i>f, g</i>	(2'536)	(2'536)	1'296	(1'240)
Доходы в виде процентов		358	358	114	472
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>g</i>	(2'821)	(2'821)	134	(2'687)
Результаты по сегменту		10'543	10'543	4'385	14'928
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(472)
Прибыль до налога на прибыль					14'456
Износ, истощение и амортизация	<i>b</i>	4'350	4'350	(1'296)	3'054
Капитальные затраты	<i>g</i>	18'255	18'255	2'334	20'589

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- a. различием в методологии признания реализации стабильного газового конденсата по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования внешней реализации в размере 489 млн рублей для целей МСФО;
- b. различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации 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 1'454 млн рублей для целей МСФО;

25 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- с. различием в методологии признания расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа и оплате труда (включая вознаграждения с использованием акций, пенсионные обязательства, дисконтирование займов, выданных работникам, и начисление премий), по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления транспортных расходов в размере 124 млн рублей и сторнирования расходов на персонал в размере 1'221 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;
- d. различием в методологии признания расходов на геологоразведку, что требует сторнирования операционных расходов в размере 845 млн рублей для целей МСФО;
- e. различием в методологии признания оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования прочей операционной прибыли в размере 89 млн рублей для целей МСФО;
- f. различием в методологии признания транзакционных расходов на привлечение заемных средств по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования расходов в виде процентов в размере 679 млн рублей для целей МСФО; и
- g. различием в методологии капитализации процентов и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительной капитализации процентов и курсовых разниц в размере 850 млн рублей и дополнительного признания капитальных затрат в размере 1'484 млн рублей для целей МСФО.

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

За шесть месяцев, 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 информации
Внешняя реализация		177'064	177'064	(18)	177'046
Операционные расходы	<i>a - e</i>	(113'501)	(113'501)	3'956	(109'545)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>f</i>	2'495	2'495	1'878	4'373
Расходы в виде процентов	<i>g - i</i>	(3'664)	(3'664)	881	(2'783)
Доходы в виде процентов	<i>g</i>	1'382	1'382	410	1'792
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>i</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>i</i>	28'628	28'628	4'675	33'303

25 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- a. 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;
- b. различием в методологии признания расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа и вознаграждения работникам (включая пенсионные обязательства, дисконтирование займов, выданных работникам, и начисление премий), по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования транспортных расходов в размере 339 млн рублей и сторнирования расходов по вознаграждениям работников в размере 775 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;
- c. различием в методологии признания расходов по сомнительным долгам, по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 468 млн рублей для целей МСФО;
- d. различием в методологии оценки остатков товарно-материальных запасов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления операционных расходов в размере 384 млн рублей для целей МСФО;
- e. различием в методологии признания расходов на геологоразведку по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 426 млн рублей для целей МСФО;
- f. 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;
- g. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированного долгосрочного финансового актива и эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов с течением времени по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 409 млн рублей и дополнительного начисления расходов в виде процентов в размере 140 млн рублей для целей МСФО;
- h. различием в методологии признания транзакционных расходов на привлечение заемных средств по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления расходов в виде процентов в размере 227 млн рублей для целей МСФО; и
- i. различием в методологии капитализации процентов и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительной капитализации процентов и курсовых разниц в размере 1'521 млн рублей и дополнительного начисления капитальных затрат в размере 3'154 млн рублей для целей МСФО.

25 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегментам за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., представлена ниже:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 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 информации
Внешняя реализация		138'662	138'662	(67)	138'595
Операционные расходы	<i>a - c</i>	(96'626)	(96'626)	5'957	(90'669)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>d</i>	266	266	391	657
Расходы в виде процентов	<i>e, f</i>	(4'543)	(4'543)	1'939	(2'604)
Доходы в виде процентов		762	762	188	950
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>f</i>	(4'042)	(4'042)	317	(3'725)
Результаты по сегменту		34'479	34'479	8'725	43'204
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(309)
Прибыль до налога на прибыль					42'895
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	8'768	8'768	(2'557)	6'211
Капитальные затраты	<i>f</i>	27'572	27'572	4'281	31'853

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации 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 2'697 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа и оплате труда (включая вознаграждения с использованием акций, пенсионные обязательства, дисконтирование займов, выданных работникам, и начисление премий), по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования транспортных расходов в размере 369 млн рублей и сторнирования расходов на персонал в размере 988 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;

25 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- с. различием в методологии признания расходов на геологоразведку, что требует сторнирования операционных расходов в размере 1'775 млн рублей для целей МСФО;
- d. различием в методологии признания оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочей операционной прибыли в размере 420 млн рублей для целей МСФО;
- e. различием в методологии признания транзакционных расходов на привлечение заемных средств по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования расходов в виде процентов в размере 752 млн рублей для целей МСФО; и
- f. различием в методологии капитализации процентов и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительной капитализации процентов и курсовых разниц в размере 1'633 млн рублей и дополнительного признания капитальных затрат в размере 2'648 млн рублей для целей МСФО.

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;
- *Тайвань, Япония, Южная Корея, Финляндия, Польша, Нидерланды, Дания и прочие страны Европы и Азиатско-Тихоокеанского Региона, США* – реализация жидких углеводородов.

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за три месяца, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 гг., представлена ниже:

<i>За три месяца, закончившихся 30 июня 2014 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефть	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	53'846	607	2'391	1'893	104	58'841
Тайвань	-	8'230	-	-	-	8'230
Япония	-	7'387	-	-	-	7'387
США	-	3'312	-	-	-	3'312
Нидерланды	-	3'030	-	-	-	3'030
Финляндия	-	-	844	-	2'010	2'854
Дания	-	-	-	-	2'776	2'776
Бельгия	-	2'494	-	-	-	2'494
Польша	-	-	2'450	-	-	2'450
Швеция	-	1'226	-	-	1'091	2'317
Словакия	-	-	6	2'053	-	2'059
Прочие	-	5'358	92	-	413	5'863
Минус: экспортные пошлины	-	(10'508)	(471)	(1'031)	(1'722)	(13'732)
Итого за пределами России	-	20'529	2'921	1'022	4'568	29'040
Итого	53'846	21'136	5'312	2'915	4'672	87'881

ОАО «НОВАТЭК»

**Отдельные примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации
(не прошедшей аудит)**

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

25 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>За три месяца, закончившихся 30 июня 2013 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нафта	Сжиженный углеводород- ный газ	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	43'109	381	1'599	1'094	93	46'276
Южная Корея	-	10'984	-	-	-	10'984
Нидерланды	-	4'798	-	-	-	4'798
Польша	-	-	1'768	-	-	1'768
Словакия	-	-	76	1'406	-	1'482
Венгрия	-	-	283	-	-	283
Прочие	-	11	730	-	-	741
Минус: экспортные пошлины	-	(7'331)	(359)	(724)	-	(8'414)
Итого за пределами России	-	8'462	2'498	682	-	11'642
Итого	43'109	8'843	4'097	1'776	93	57'918

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и 2013 гг., представлена ниже:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нафта	Сжиженный углеводород- ный газ	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	112'560	1'051	5'081	3'568	179	122'439
Тайвань	-	15'353	-	-	-	15'353
Япония	-	11'609	-	-	-	11'609
Финляндия	-	1'027	1'796	-	3'685	6'508
Польша	-	-	5'302	-	-	5'302
США	-	5'275	-	-	-	5'275
Нидерланды	-	4'849	-	-	-	4'849
Дания	-	-	-	-	4'818	4'818
Южная Корея	-	4'263	-	-	-	4'263
Бельгия	-	3'574	-	-	628	4'202
Швеция	-	1'226	-	-	2'829	4'055
Словакия	-	-	93	3'842	-	3'935
Прочие	-	9'853	486	-	413	10'752
Минус: экспортные пошлины	-	(20'026)	(1'539)	(1'920)	(3'461)	(26'946)
Итого за пределами России	-	37'003	6'138	1'922	8'912	53'975
Итого	112'560	38'054	11'219	5'490	9'091	176'414

25 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нафта	Сжиженный углеводород- ный газ	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	98'592	950	3'434	1'988	166	105'130
Южная Корея	-	19'416	-	-	-	19'416
Нидерланды	-	17'136	-	-	-	17'136
Сингапур	-	5'256	-	-	-	5'256
Польша	-	-	3'664	-	-	3'664
США	-	3'609	-	-	-	3'609
Венгрия	-	-	478	1'345	-	1'823
Словакия	-	-	232	1'406	-	1'638
Прочие	-	3'550	1'379	-	-	4'929
Минус: экспортные пошлины	-	(21'743)	(1'076)	(1'416)	-	(24'235)
Итого за пределами России	-	27'224	4'677	1'335	-	33'236
Итого	98'592	28'174	8'111	3'323	166	138'366

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 2014 г., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 15% (27'158 млн рублей) от общей суммы внешней реализации. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., у Группы было два крупнейших покупателя продукции, по которым отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 18% и 15% (24'440 млн и 20'453 млн рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Все крупнейшие покупатели продукции Группы находятся на территории Российской Федерации.

26 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Нижеследующие новые и пересмотренные стандарты и интерпретации начали применяться Группой с 1 января 2014 г.:

Изменения к МСФО (IAS) 32 *«Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств»* (выпущено в декабре 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2014 г. или после этой даты). Данное изменение вводит руководство по применению МСФО (IAS) 32 с целью устранения противоречий, выявленных при применении некоторых критериев взаимозачета, в том числе разъяснение значения требования «в настоящее время имеет законодательно установленное право на зачет» и того, что некоторые системы с расчетом на валовой основе могут считаться эквивалентными системам с расчетом на нетто-основе. Применение изменения не оказывает существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию Группы.

Изменения к МСФО (IAS) 36 *«Раскрытия возмещаемой стоимости для нефинансовых активов»* (выпущены 29 мая 2013 г. и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2014 г., при этом досрочное применение разрешается, если МСФО (IFRS) 13 применяется для того же отчетного и сравнительного периода). Изменения ликвидируют требование раскрывать возмещаемую стоимость, когда единица, генерирующая денежные средства, содержит гудвилл или нематериальные активы с неопределенным сроком полезного использования, но при этом не имеет обесценения. Применение изменения не оказывает существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию Группы.

Некоторые новые стандарты и интерпретации были выпущены и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2014 г. или после этой даты, и при этом не были досрочно применены Группой:

МСФО (IFRS) 9 *«Финансовые инструменты: Классификация и оценка»*. Основные особенности стандарта, выпущенного в ноябре 2009 года и измененного в октябре 2010, декабре 2011 и ноябре 2013 годах:

- По методам оценки финансовые активы разделяются на две группы: активы, которые впоследствии оцениваются по справедливой стоимости, и активы, которые впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости. Выбор метода оценки должен быть сделан при первоначальном признании. Классификация зависит от бизнес-модели, применяемой компанией для управления своими финансовыми инструментами, и от договорных характеристик денежных потоков, связанных с инструментом.
- Инструмент впоследствии оценивается по амортизированной стоимости только в том случае, когда он является долговым инструментом, а также при выполнении обоих условий: (i) бизнес-модель компании ориентирована на удержание данного актива для целей получения контрактных денежных потоков и (ii) контрактные денежные потоки по данному активу представляют собой только выплаты основной суммы и процентов (то есть финансовый инструмент имеет только «базовые характеристики займа»). Все остальные долговые инструменты должны оцениваться по справедливой стоимости через прибыли или убытки.
- Все долевыми инструментами должны впоследствии оцениваться по справедливой стоимости. Долевые инструменты, удерживаемые для торговли, будут оцениваться по справедливой стоимости и отражаться через прибыли или убытки. Для остальных долевыми инвестиций при первоначальном признании может быть принято окончательное решение об отражении нерезализованных и резализованных прибылей и убытков от переоценки по справедливой стоимости в составе прочего совокупного дохода, а не через прибыли или убытки. При этом перенос прибылей и убытков от изменения справедливой стоимости в состав прибыли или убытка не предусматривается. Выбор может осуществляться в отношении каждого отдельного инструмента. Дивиденды отражаются в составе прибыли или убытка до тех пор, пока они представляют собой доход от инвестиций.

26 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- Большинство требований в МСФО (IAS) 39 в части классификации и оценки финансовых обязательств были перенесены в МСФО (IFRS) 9 без изменений. Основным отличием является требование к компании раскрывать эффект от изменения собственного кредитного риска по финансовым обязательствам, учитываемым по справедливой стоимости через прибыли и убытки, в составе прочего совокупного дохода.

Изменения к МСФО (IFRS) 9, произведённые в ноябре 2013 года, убрали из стандарта сведения о дате обязательного применения, делая его применение добровольным. Группа рассматривает влияние требований стандарта на Группу и сроки его применения.

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). Следующие изменения могут оказать влияние на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию 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»*.

МСФО (IFRS) 15 *«Выручка от контрактов с клиентами»* (выпущены 28 мая 2014 г. и вступают 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.

В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния изменений к стандартам на свою консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию.

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