

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 2013 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 2013 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
Выборочные примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации (не прошедшей аудит):	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности	11
Прим. 2. Основные принципы составления	11
Прим. 3. Основные принципы учетной политики	12
Прим. 4. Приобретения	13
Прим. 5. Основные средства	14
Прим. 6. Вложения в совместные предприятия	16
Прим. 7. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	18
Прим. 8. Торговая и прочая дебиторская задолженность	19
Прим. 9. Предоплаты и прочие текущие активы	19
Прим. 10. Долгосрочные заемные средства	20
Прим. 11. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	22
Прим. 12. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	23
Прим. 13. Уставный капитал	23
Прим. 14. Программа вознаграждения с использованием акций	24
Прим. 15. Выручка от реализации нефти и газа	24
Прим. 16. Транспортные расходы	24
Прим. 17. Покупка природного газа и жидких углеводородов	25
Прим. 18. Налоги, кроме налога на прибыль	25
Прим. 19. Доходы (расходы) от финансовой деятельности	26
Прим. 20. Налог на прибыль	27
Прим. 21. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска	27
Прим. 22. Условные и договорные обязательства	35
Прим. 23. Операции со связанными сторонами	37
Прим. 24. Информация по сегментам	40
Прим. 25. Новые или пересмотренные стандарты	48
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 2013 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».

8 августа 2013 года

Москва, Российская Федерация

ОАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	222'806	197'376
Вложения в совместные предприятия	6	193'330	189'136
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	7	16'661	13'150
Прочие долгосрочные активы		6'869	5'228
Итого долгосрочные активы		439'666	404'890
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы		4'122	3'091
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		2'520	1'756
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8	19'266	16'409
Предоплаты и прочие текущие активы	9	14'370	18'567
Денежные средства и их эквиваленты		6'920	18'420
Итого текущие активы		47'198	58'243
Итого активы		486'864	463'133
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	10	132'619	97'805
Обязательства по отложенному налогу на прибыль		16'621	13'969
Обязательства по ликвидации активов		2'715	2'879
Прочие долгосрочные обязательства		1'733	2'049
Итого долгосрочные обязательства		153'688	116'702
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	11	1'959	34'682
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	12	14'590	15'925
Задолженность по текущему налогу на прибыль		169	198
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		3'398	4'325
Итого текущие обязательства		20'116	55'130
Итого обязательства		173'804	171'832
Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(2'340)	(584)
Добавочный капитал		31'220	31'220
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		621	(202)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		276'330	253'606
Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	13	311'841	290'050
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		1'219	1'251
Итого капитал		313'060	291'301
Итого обязательства и капитал		486'864	463'133

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

Утверждено и подписано от имени Совета директоров 8 августа 2013 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:	
		2013	2012	2013	2012
Выручка от реализации					
Выручка от реализации нефти и газа	15	57'918	44'763	138'366	98'639
Прочая выручка		112	161	229	382
Итого выручка от реализации		58'030	44'924	138'595	99'021
Операционные расходы					
Транспортные расходы	16	(22'859)	(13'035)	(52'089)	(29'414)
Покупка природного газа и жидких углеводородов	17	(6'890)	(3'423)	(15'322)	(6'774)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(4'436)	(4'154)	(9'153)	(8'491)
Износ, истощение и амортизация	5	(3'054)	(2'561)	(6'211)	(5'175)
Общехозяйственные и управленческие расходы		(2'258)	(2'516)	(4'677)	(4'843)
Материалы, услуги и прочие расходы		(1'866)	(1'836)	(3'543)	(3'422)
Сторнирование расходов (расходы) на геологоразведку		(239)	597	(374)	(299)
Расходы по обесценению активов, нетто		(68)	(39)	(64)	(64)
Изменение остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		2'057	408	764	348
Итого операционные расходы		(39'613)	(26'559)	(90'669)	(58'134)
Прочие операционные прибыли (убытки)		(34)	(36)	657	5
Прибыль от операционной деятельности		18'383	18'329	48'583	40'892
Доходы (расходы) от финансовой деятельности					
Расходы в виде процентов	19	(1'240)	(663)	(2'604)	(1'453)
Доходы в виде процентов	19	472	365	950	899
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		(2'687)	(5'299)	(3'725)	581
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(3'455)	(5'597)	(5'379)	27
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(472)	(521)	(309)	(1'512)
Прибыль до налога на прибыль		14'456	12'211	42'895	39'407
Расходы по налогу на прибыль					
Расходы по текущему налогу на прибыль		(1'851)	(2'179)	(5'851)	(8'007)
Расходы по отложенному налогу на прибыль, нетто		(1'022)	(375)	(2'648)	(504)
Итого расходы по налогу на прибыль	20	(2'873)	(2'554)	(8'499)	(8'511)
Прибыль (убыток)		11'583	9'657	34'396	30'896
Прибыль (убыток), относящиеся к:					
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(19)	(6)	(32)	(12)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		11'602	9'663	34'428	30'908
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		3,83	3,18	11,36	10,19
Средневзвешенное количество акций в обращении (тысяч шт.)		3'030'861	3'034'338	3'031'237	3'034'338

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:	
	2013	2012	2013	2012
Прибыль (убыток)	11'583	9'657	34'396	30'896
Прочий совокупный доход (расход), реклассифицируемый впоследствии в состав прибылей (убытков), за вычетом налога на прибыль				
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	606	537	823	71
Итого прочий совокупный доход (расход)	606	537	823	71
Итого совокупный доход (расход)	12'189	10'194	35'219	30'967
Итого совокупный доход (расход), относящийся к:				
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(19)	(6)	(32)	(12)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»	12'208	10'200	35'251	30'979

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:	
		2013	2012
Прибыль до налога на прибыль		42'895	39'407
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		6'211	5'175
Расходы по обесценению активов, нетто		64	64
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		3'725	(581)
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		50	41
Расходы в виде процентов		2'604	1'453
Доходы в виде процентов		(950)	(899)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий, за вычетом налога на прибыль	6	309	1'512
Переоценка финансовых инструментов через убыток (прибыль)		(420)	-
Изменения прочих долгосрочных активов и долгосрочной дебиторской задолженности, нетто		1	189
Прочие корректировки		(71)	(188)
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных		(1'270)	-
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(1)	2'997
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(1'037)	(515)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		(3'435)	(1'108)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		(875)	(1'123)
Итого изменения оборотного капитала		(6'618)	251
Налог на прибыль уплаченный		(6'510)	(12'601)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		41'290	33'823
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(26'354)	(15'528)
Приобретение материалов для строительства		(1'770)	(756)
Приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств		(554)	(109)
Приобретение дополнительных долей владения в совместных предприятиях	6	(1'703)	-
Дополнительные взносы в капитал совместных предприятий	6	(1'436)	(2'507)
Поступления от выбытия активов дочерних обществ за вычетом выбывших денежных средств		209	105
Проценты уплаченные и капитализированные		(1'777)	(1'047)
Предоставление займов		(11'720)	(848)
Погашение займов выданных		8'564	7'592
Проценты полученные		700	396
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности		(35'841)	(12'702)

ОАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
		2013	2012
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств	13	29'183	9'889
Погашение долгосрочных заемных средств		(33'015)	(15'535)
Проценты уплаченные		(2'062)	(1'294)
Дивиденды выплаченные		(11'708)	(10'620)
Приобретение собственных акций		(1'765)	-
Приобретение доли неконтролирующих акционеров		-	(16'290)
Дополнительный вклад неконтролирующих акционеров в уставный капитал дочерних обществ		179	497
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности		(19'188)	(33'353)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты		2'239	1'239
Увеличение (уменьшение) денежных средств, их эквивалентов и банковских овердрафтов, нетто		(11'500)	(10'993)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		18'420	23'831
Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты на конец отчетного периода		6'920	12'838

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 (тысяч 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 2012 г.</i>										
Сальдо на 1 января 2012 г.	3'034'338	393	(281)	31'220	193	5'617	203'871	241'013	669	241'682
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	71	-	-	71	-	71
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	30'908	30'908	(12)	30'896
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	71	-	30'908	30'979	(12)	30'967
Дивиденды (см. Примечание 13)	-	-	-	-	-	-	(10'620)	(10'620)	-	(10'620)
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю неконтролирующих акционеров	-	-	-	-	-	-	-	-	497	497
Сальдо на 30 июня 2012 г.	3'034'338	393	(281)	31'220	264	5'617	224'159	261'372	1'154	262'526

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 (тысяч 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.	3'033'413	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 13)	-	-	-	-	-	-	(11'704)	(11'704)	-	(11'704)
Покупка собственных акций	(5'346)	-	(1'756)	-	-	-	-	(1'756)	-	(1'756)
Сальдо на 30 июня 2013 г.	3'028'067	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.

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 и переработкой углеводородного сырья на основных лицензионных участках, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – «ЯНАО») в Российской Федерации.

Группа реализует свой природный газ на внутреннем рынке России по нерегулируемым ценам (за исключением поставок населению); однако большая часть природного газа, реализуемого в целом на внутреннем рынке, продается по ценам, устанавливаемым Федеральной службой по тарифам – федеральным органом исполнительной власти. В октябре 2012 года Группа подписала с третьими сторонами долгосрочные контракты на покупку и продажу природного газа с целью осуществления коммерческой трейдинговой деятельности на европейском рынке. Общий срок поставок по данным контрактам составляет 10 лет, начиная с 1 октября 2012 г., ожидаемый суммарный объем – около 20 млрд куб. метров. Помимо этого, Группа осуществляла краткосрочные трейдинговые операции по покупке и продаже природного газа на европейском рынке с целью поддержания и оптимизации долгосрочной трейдинговой деятельности.

Реализация стабильного газового конденсата и сырой нефти осуществляется Группой как на внутреннем рынке России, так и на международных рынках и подвержена колебаниям мировых цен на сырую нефть. Помимо этого, реализация природного газа Группы подвержена сезонным колебаниям, что связано в основном с погодными условиями на территории Российской Федерации, и достигает максимального уровня в зимние (в декабре и январе) и минимального уровня в летние месяцы (в июле и августе). Объемы реализации жидких углеводородов Группы (стабильного газового конденсата, сырой нефти и продуктов переработки нефти и газа) остаются относительно стабильными от периода к периоду.

В 2013 году Группа продолжила процесс переименования своих дочерних обществ с целью создания единого бренда «НОВАТЭК», переименовав дочернее общество ООО «Газпром межрегионгаз Кострома» в ООО «НОВАТЭК-Кострома».

В июне 2013 года 100%-ным дочерним обществом Группы ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга» была введена в эксплуатацию первая очередь комплекса по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата мощностью 3 млн тонн в год, расположенного в порту Усть-Луга на берегу Балтийского моря. Комплекс перерабатывает стабильный газовый конденсат в нефтепродукты с более высокой добавленной стоимостью (нафта, керосин, газойл и мазут) и наращивает вертикально-интегрированную цепочку по производству и реализации жидких углеводородов.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ

Настоящая консолидированная промежуточная сокращенная финансовая информация подготовлена в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность» и должна рассматриваться в контексте с консолидированной финансовой отчетностью Группы за год, закончившийся 31 декабря 2012 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 2012 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 и обязательств по ликвидации активов.

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:	
	2013	2012	2013	2012
Доллар США ("USD")	31,61	31,01	31,02	30,64
Польский злотый ("PLN")	9,83	9,36	9,76	9,37

Рублей за одну единицу валюты	На 30 июня:		На 31 декабря:	
	2013	2012	2012	2011
Доллар США ("USD")	32,71	32,82	30,37	32,20
Польский злотый ("PLN")	9,87	9,71	9,87	9,47

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. Реализация сжиженного углеводородного газа на экспорт представлена за вычетом акциза и топливного налога: соответственно, выручка от реализации сжиженного углеводородного газа и расходы по акцизу и топливному налогу за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г., были уменьшены на 221 млн и 497 млн рублей соответственно. Расходы в виде износа, истощения и амортизации показаны с учетом амортизации основных средств административного назначения, которые ранее отражались в составе общехозяйственных и управленческих расходов: соответственно, расходы в виде амортизации основных средств административного назначения были переклассифицированы из общехозяйственных и управленческих расходов в расходы на износ, истощение и амортизацию по состоянию за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г., в сумме 78 млн и 147 млн рублей соответственно.

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 2012 г., за исключением влияния от применения новых и пересмотренных стандартов (см. Примечание 25) исключением нижеследующего.

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ***Покупка ЗАО «Нортгаз»***

27 ноября 2012 г. Группа приобрела 49%-ную долю владения в ЗАО «Нортгаз», нефтегазодобывающей компании, расположенной в ЯНАО, за 42'697 млн рублей (1'375 млн долл. США), которые были полностью выплачены в ноябре 2012 года. «Нортгаз» владеет лицензией на добычу на Северо-Уренгойском месторождении (действительна до 2018 года). Доказанные запасы этого месторождения согласно оценке компании DeGolyer and MacNaughton по классификации запасов PRMS и SEC по состоянию на 31 декабря 2012 г. составили приблизительно 186 млрд и 157 млрд куб. метров природного газа и 25 млн и 21 млн тонн жидких углеводородов соответственно.

Как указано выше, Группа приобрела 49%-ную долю владения в «Нортгазе»; однако Устав компании предусматривает, что все ключевые вопросы финансовой и операционной политики компании должны быть единогласно утверждены Советом директоров. В результате механизм голосования устанавливает совместный контроль акционеров над «Нортгазом». Группа учитывает свою долю в компании по методу долевого участия.

31 декабря 2012 г. в соответствии с МСФО (IAS) 31 «Участие в совместных предприятиях» Группа оценила предварительную справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств «Нортгаза» по состоянию на дату приобретения и признала предварительные значения для этих статей. В марте 2013 года Группа привлекла независимую компанию для оценки справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств, проведение которой было закончено в июле 2013 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, привело к уменьшению амортизации, начисленной за три месяца, закончившихся 31 марта 2013 г., в сумме 235 млн рублей за вычетом налога на прибыль. Таким образом, доля Группы в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль за три месяца, закончившихся 31 марта 2013 г., была увеличена на 115 млн рублей для отражения сторнирования амортизации в «Нортгазе».

Представленная ниже таблица детализирует окончательную справедливую стоимость 100% активов и обязательств «Нортгаза»:

<i>ЗАО «Нортгаз»</i>	Окончательная справедливая стоимость на дату приобретения
Основные средства	130'135
Прочие долгосрочные активы	1'623
Торговая дебиторская задолженность	2'312
Прочие текущие активы	2'246
Денежные средства и их эквиваленты	966
Долгосрочные заемные средства	(14'378)
Прочие долгосрочные обязательства	(22'055)
Краткосрочные заемные средства	(1'341)
Дивиденды, подлежащие выплате	(9'700)
Прочие текущие обязательства	(2'671)
Итого идентифицируемые чистые активы	87'137
Стоимость покупки	42'697
Справедливая стоимость доли Группы в чистых активах (49% от 87'137 млн рублей)	(42'697)
Деловая репутация (гудвилл)	-

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)***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 (зарегистрирована в Федеральной службе по финансовым рынкам в июне) на сумму 1'703 млн рублей (52 млн долл. США). В соответствии с МСФО (IAS) 31 «Участие в совместных предприятиях» Группа оценила справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств компании и определила, что деловая репутация (гудвилл) не возникла при приобретении дополнительной доли владения в «Нортгазе».

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г.</i>	Активы, задействован- ные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	177'788	17'647	8'603	204'038
Накопленный износ, истощение и амортизация	(35'824)	-	(1'430)	(37'254)
Остаточная стоимость на 1 января 2012 г.	141'964	17'647	7'173	166'784
Поступление и приобретение	1'441	17'966	382	19'789
Ввод в эксплуатацию	1'743	(1'989)	246	-
Износ, истощение и амортизация	(4'905)	-	(208)	(5'113)
Выбытие, нетто	(17)	(191)	(23)	(231)
Первоначальная стоимость	180'890	33'433	9'138	223'461
Накопленный износ, истощение и амортизация	(40'664)	-	(1'568)	(42'232)
Остаточная стоимость на 30 июня 2012 г.	140'226	33'433	7'570	181'229

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г.</i>	Активы, задействован- ные 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

В состав поступления и приобретения основных средств за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 и 2012 гг. включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 2'081 млн и 1'206 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г., включены авансы на капитальное строительство и оборудование в сумме 5'158 млн и 3'836 млн рублей соответственно.

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

	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	40'344	39'949
Минус: накопленная амортизация стоимости доказанных запасов углеводородов	(12'426)	(11'744)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	11'184	7'753
Итого стоимость запасов углеводородов	39'102	35'958

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

В марте 2013 года в результате участия в аукционе Группа приобрела лицензию на разведку и добычу углеводородов на Восточно-Тазовском месторождении, расположенном в ЯНАО. Платеж за лицензию составил 3'196 млн рублей и был включен в состав поступления и приобретения активов, задействованных в добыче нефти и газа. По состоянию на 1 января 2013 г. запасы на месторождении в соответствии с российской классификацией запасов категории C1+C2 составили 65,3 млрд куб. метров природного газа и 13,4 млн тонн жидких углеводородов.

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., ввод в эксплуатацию активов, задействованных в добыче нефти и газа, включает в себя завершение строительства и запуск первой очереди комплекса по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, расположенного в порту Усть-Луга на берегу Балтийского моря, на сумму 14'146 млн рублей (см. Примечание 1).

6 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Совместные предприятия:		
ОАО «Ямал СПГ»	96'883	96'736
ЗАО «Нортгаз»	44'528	42'586
ООО «Ямал развитие» (консолидированный)	24'739	24'430
ОАО «Сибнефтегаз»	24'725	24'160
ЗАО «Тернефтегаз»	2'455	1'224
Итого вложения в совместные предприятия	193'330	189'136

ОАО «Ямал СПГ». Группа владеет 80%-ной долей в ОАО «Ямал СПГ», совместном предприятии с «TOTAL S.A.». 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 в ЯНАО. Соглашение акционеров предусматривает, что все ключевые вопросы финансовой и операционной политики компании подлежат одобрению восьмью из девяти членов Совета директоров компании, что фактически означает единогласное утверждение обоими акционерами. В результате механизм голосования устанавливает совместный контроль акционеров над «Ямал СПГ». Группа учитывает свою долю в компании по методу долевого участия.

ЗАО «Нортгаз». Группа владеет 50%-ной долей в ЗАО «Нортгаз», совместном предприятии с ОАО «Газпром» и ОАО «Газпромбанк», которое ведет добычу на Северо-Уренгойском месторождении, расположенном в ЯНАО. Устав «Нортгаза» предусматривает, что все ключевые вопросы финансовой и операционной политики компании должны быть единогласно утверждены Советом директоров. В результате механизм голосования устанавливает совместный контроль акционеров над «Нортгазом». Группа учитывает свою долю в компании по методу долевого участия.

ООО «Ямал развитие». Группа владеет 50%-ной долей участия в ООО «Ямал развитие», совместном предприятии с ОАО «Газпром». «Ямал развитие» владеет 51%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия», которая через свое 100%-ное дочернее общество ОАО «Арктическая газовая компания» (ОАО «АРКТИКГАЗ») ведет добычу на Самбургском и подготовку к вводу в эксплуатацию на Уренгойском, Яро-Яхинском и Северо-Часельском месторождениях, расположенных в ЯНАО.

Устав «СеверЭнергии» предусматривает, что все ключевые вопросы финансовой и операционной политики компании должны быть утверждены шестью из семи членов Совета директоров, т.е. ни один из участников не имеет привилегированного права голоса. Таким образом, Группа определила «СеверЭнергию» как совместное предприятие «Ямал развития» и учитывает свою долю в «Ямал развитии» по методу долевого участия.

ОАО «Сибнефтегаз». Группа владеет 51%-ной долей в ОАО «Сибнефтегаз», совместном предприятии с ООО «Нефтегазовая компания «ИТЕРА»». «Сибнефтегаз» ведет добычу на Береговом, Пырейном и подготовку к вводу в эксплуатацию на Хадыряхинском месторождениях, расположенных в ЯНАО. Устав «Сибнефтегаза» предусматривает, что все ключевые вопросы финансовой и операционной политики компании должны быть одобрены девятью из одиннадцати членов Совета директоров, т.е. фактически единогласно утверждены обоими акционерами, и в результате механизм голосования устанавливает совместный контроль акционеров над «Сибнефтегазом». Группа учитывает свою долю в компании по методу долевого участия.

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

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

6 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

ЗАО «Тернефтегаз». Группа владеет 51%-ной долей в ЗАО «Тернефтегаз», совместном предприятии с «TOTAL S.A.», которое ведет подготовку к вводу в эксплуатацию на Термокарстовом месторождении, расположенном в ЯНАО. Соглашение акционеров предусматривает, что все ключевые вопросы финансовой и операционной политики компании должны быть единогласно утверждены обоими акционерами, и ни один из участников не имеет права привилегированного голоса. Группа учитывает свою долю в компании по методу долевого участия.

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2013	2012
На 1 января	189'136	123'029
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий до налогообложения	129	(1'652)
Доля в (расходах) льготах по налогу на прибыль	(438)	140
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий, за вычетом налога на прибыль	(309)	(1'512)
Вложения в капитал	1'436	22'810
Приобретение дополнительных долей владения в совместных предприятиях	1'703	-
Эффект от переоценки акционерных займов (см. Примечание 7)	1'364	-
На 30 июня	193'330	144'327

В июне 2013 года Группа увеличила свою долю участия в «Нортгазе» на один процент до 50% путем подписки на дополнительную эмиссию акций в сумме 1'703 млн рублей (52 млн долл. США) (см. Примечание 4).

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

В апреле 2012 года в соответствии с Соглашением акционеров капитал «Ямал СПГ» был увеличен непропорциональными взносами его участников на 17'046 млн рублей, из которых 6'462 млн рублей относятся к «НОВАТЭКу». В результате непропорциональных взносов доля владения Группы в компании практически не изменилась.

В феврале 2012 года уставный капитал «Ямал развития» был увеличен на 32'697 млн рублей путем конвертации займов, выданных компании на эту сумму ее участниками, из которых 16'348 млн рублей относятся к «НОВАТЭКу». В результате конвертации займов доля владения Группы в компании не изменилась.

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

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

7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Займы выданные в долларах США	15'910	4'366
Займы выданные в рублях	-	8'564
Итого	15'910	12'930
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	-	(428)
Итого долгосрочные займы выданные	15'910	12'502
Долгосрочная дебиторская задолженность	434	394
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	317	254
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	16'661	13'150

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
ОАО «Ямал СПГ»	13'686	2'915
ЗАО «Тернефтегаз»	2'224	1'451
ОАО «Сибнефтегаз»	-	8'564
Итого	15'910	12'930

ОАО «Ямал СПГ». В августе 2012 года в соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договор с ОАО «Ямал СПГ», совместным предприятием Группы, о предоставлении кредитной линии в долларах США. В рамках данного договора Группа предоставляет заемные средства траншами на основании годового бюджета «Ямала СПГ», утвержденного Советом директоров. Процентная ставка по займу составляет 5,09% годовых и может быть изменена на последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи «Ямалом СПГ».

ЗАО «Тернефтегаз». В феврале 2010 года и декабре 2011 года в соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с ЗАО «Тернефтегаз», 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. Процентная ставка по займам до конца июня 2013 года составляла 3,88% годовых и была увеличена до 4,52% годовых, начиная 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».

ОАО «Сибнефтегаз». В декабре 2010 года Группа заключила два договора займа с ОАО «Сибнефтегаз», совместным предприятием Группы, на общую сумму 11'038 млн рублей. Процентная ставка по займам варьировалась от 9,5% до 10% годовых. В апреле и мае 2013 года займы были полностью погашены досрочно.

Переоценка акционерных займов. В соответствии с МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» учетная стоимость займов, выданных Группой совместным предприятиям «Тернефтегаз» и «Ямал СПГ», была пересчитана исходя из рыночных ставок заимствования. Сумма переоценки до справедливой стоимости, составившая 1'364 млн рублей, была отнесена на увеличение инвестиций в совместные предприятия (см. Примечание 6).

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

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности в консолидированном промежуточном сокращенном отчете о финансовом положении по состоянию на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. признано не было.

8 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 450 млн и 406 млн рублей на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. соответственно)	17'203	14'250
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере ноль и 4 млн рублей на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. соответственно)	2'063	2'158
Проценты по займам выданным	-	1
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	19'266	16'409

Учетная стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

9 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	278	451
Краткосрочные банковские депозиты (с первоначальным сроком погашения более трех месяцев)	47	10
Денежные средства, размещенные в виде гарантии (классифицированные как прочие текущие активы)	-	1'959
Займы выданные, деноминированные в рублях	-	428
Нефинансовые активы		
НДС, подлежащий возмещению	3'360	1'992
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	2'718	1'902
Предоплаты и авансы поставщикам (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 14 млн и 13 млн рублей на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. соответственно)	1'982	3'140
Предоплаты по налогам, кроме налога на прибыль	1'761	1'523
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	1'604	2'718
Предоплаты по таможенным пошлинам	1'478	3'339
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	938	1'067
Прочие текущие активы	204	38
Итого предоплаты и прочие текущие активы	14'370	18'567

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

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

10 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Облигации выпущенные в долларах США	73'262	67'998
Облигации выпущенные в рублях	33'865	29'960
Прочие заемные средства в долларах США	17'588	9'708
Прочие заемные средства в рублях	9'863	24'821
Итого	134'578	132'487
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(1'959)	(34'682)
Итого долгосрочные заемные средства	132'619	97'805

Долгосрочные заемные средства Группы с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	32'565	30'232
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	21'140	19'620
Российские облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	19'975	19'969
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	19'557	18'146
Синдицированная кредитная линия	15'629	-
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'890	-
Сбербанк – кредитная линия	9'863	9'837
Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited	1'959	3'633
Сбербанк – трехлетний займ (погашение в 2013 году)	-	14'984
Российские облигации – 3 года (номинал 10 млрд рублей, погашение в 2013 году)	-	9'991
Нордеа Банк	-	6'075
Итого	134'578	132'487

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

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

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

Сбербанк. В декабре 2011 года Группа открыла кредитную линию в ОАО «Сбербанк» в размере 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. Данный займ подлежит погашению в декабре 2014 года. Оставшаяся часть кредитной линии не была использована. Договор предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

10 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В декабре 2010 года Группа получила трехлетний займ в рублях от «Сбербанка» в сумме 15 млрд рублей с процентной ставкой 7,5% годовых. В феврале 2013 года займ был полностью погашен досрочно.

Синдицированная кредитная линия. В июне 2013 года Группа открыла необеспеченную синдицированную кредитную линию на общую сумму 1,5 млрд долл. США с периодом выборки до июня 2014 года. По состоянию на 30 июня 2013 г. Группа выбрала по данной кредитной линии 500 млн долл. США с процентной ставкой ЛИБОР + 1,75% годовых (2,02% на 30 июня 2013 г.). Займ подлежит погашению до июля 2018 года ежеквартальными равными платежами, начиная с июня 2015 года. Договор предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий. После отчетной даты, в июле 2013 года в рамках синдицированной кредитной линии Группа выбрала 250 млн долл. США с такой же процентной ставкой и графиком платежей.

Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited. В апреле 2011 года Группа получила займ в долларах США от Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited в сумме 300 млн долл. США с процентной ставкой ЛИБОР + 1,45% годовых (1,73% и 1,76% на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. соответственно). Займ подлежит погашению до декабря 2013 года. Договор займа предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Нордеа Банк. В ноябре 2010 года Группа получила займ в долларах США от ОАО «Нордеа Банк» в сумме 200 млн долл. США с процентной ставкой ЛИБОР + 1,9% годовых. В марте 2013 года займ был полностью погашен досрочно.

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.

В июне 2010 года Группа выпустила неконвертируемые рублевые облигации на сумму 10 млрд рублей со ставкой купона 7,5% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. В июне 2013 года облигации были полностью погашены согласно сроку размещения.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств представлена ниже:

	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	30'139	30'543
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	22'954	23'201
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	20'687	19'567
Российские облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	20'339	20'198
Синдицированная кредитная линия	16'367	-
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'791	-
Сбербанк – кредитная линия	10'000	9'928
Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited	1'965	3'617
Сбербанк – трехлетний займ (погашение в 2013 году)	-	14'745
Российские облигации – 3 года (номинал 10 млрд рублей, погашение в 2013 году)	-	10'005
Нордеа Банк	-	6'041
Итого	136'242	137'845

10 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств была определена на основании будущих денежных потоков, дисконтированных с использованием оценочной ставки дисконтирования, скорректированной с учетом риска. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21).

Сроки погашения долгосрочных займов по состоянию на 30 июня 2013 г. представлены ниже:

<i>Период погашения:</i>	<i>млн рублей</i>
С 1 июля 2014 г. по 30 июня 2015 г.	11'065
С 1 июля 2015 г. по 30 июня 2016 г.	44'341
С 1 июля 2016 г. по 30 июня 2017 г.	18'699
С 1 июля 2017 г. по 30 июня 2018 г.	4'809
После 30 июня 2018 г.	53'705
Итого долгосрочные заемные средства	132'619

11 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств. По состоянию на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств включали только текущую (краткосрочную) часть долгосрочных заемных средств в сумме 1'959 млн и 34'682 млн рублей соответственно.

Доступные кредитные линии. Доступные кредитные линии Группы по состоянию на 30 июня 2013 г. с процентными ставками, определяемыми заранее либо подлежащими обсуждению на момент привлечения денежных средств, представлены ниже:

	Номинальная сумма	Истекают в период	
		Менее 1 года	Между 1 и 3 годами
Синдицированная кредитная линия	1 млрд долл. США	32'709	-
БНП ПАРИБА Банк	100 млн долл. США	3'271	-
Креди Агриколь Корпоративный и			
Инвестиционный Банк	100 млн долл. США	3'271	-
ЮниКредит Банк	350 млн долл. США	-	11'448
Итого доступные кредитные линии		39'251	11'448

Группа также располагала доступными кредитными средствами в виде банковских овердрафтов, предоставленных различными международными банками, на сумму 8'341 млн рублей (255 млн долл. США) и 7'327 млн рублей (175 млн долл. США и 50 млн Евро) на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. соответственно. Условия использования кредитных линий предусматривают переменную процентную ставку в зависимости от конкретных условий финансирования.

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

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

12 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	9'896	9'959
Проценты, подлежащие уплате	1'839	1'464
Прочая кредиторская задолженность	849	718
Производные товарные инструменты	49	43
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	706	1'227
Задолженность по заработной плате	167	251
Прочая задолженность и начисленные обязательства	1'084	2'263
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	14'590	15'925

13 УСТАВНЫЙ 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. По состоянию на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. на балансе Группы находилось 8'240 тыс. и 2'894 тыс. обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) общей покупной стоимостью 2'340 млн и 584 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:	
	2013	2012
Дивиденды, подлежащие выплате на 1 января	5	-
Дивиденды объявленные (*)	11'704	10'620
Дивиденды выплаченные (*)	(11'708)	(10'620)
Дивиденды, подлежащие выплате на 30 июня	1	-
Дивиденды на акцию, объявленные в течение периода (в рублях)	3,86	3,50
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение периода (в рублях)	38,60	35,00

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

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

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

14 ПРОГРАММА ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКЦИЙ

12 февраля 2010 г. Правление ОАО «НОВАТЭК» одобрило опционную программу (далее – «Программа») для ограниченного круга руководящих и ключевых работников Группы, а также перспективных менеджеров, но исключая членов Правления, нацеленную на повышение интереса участников в будущем развитии Группы и предоставление материального стимулирования для повышения акционерной стоимости ОАО «НОВАТЭК».

Следующие суммы были признаны Группой в отношении Программы:

<i>Расходы (сторнирование расходов), включенные в строку</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2013	2012	2013	2012
Общехозяйственные и управленческие расходы	17	(55)	20	64
<i>Обязательства, включенные в строку</i>	На 30 июня 2013 г.		На 31 декабря 2012 г.	
Прочие долгосрочные обязательства			-	57
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			62	181
Итого обязательства по программе вознаграждения с использованием акций			62	238

15 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2013	2012	2013	2012
Природный газ	43'109	29'272	98'592	66'577
Стабильный газовый конденсат	8'843	10'623	28'174	22'246
Сжиженный углеводородный газ	4'097	3'734	8'111	7'605
Сырая нефть	1'776	1'027	3'323	2'051
Продукты переработки нефти и газа	93	107	166	160
Итого выручка от реализации нефти и газа	57'918	44'763	138'366	98'639

16 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2013	2012	2013	2012
Транспортировка природного газа покупателям	18'969	8'883	42'371	21'942
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	2'768	2'837	6'763	5'247
Транспортировка жидких углеводородов танкерами	893	1'152	2'493	1'933
Транспортировка нефти покупателям	205	122	384	220
Прочие	24	41	78	72
Итого транспортные расходы	22'859	13'035	52'089	29'414

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

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

17 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2013	2012	2013	2012
Природный газ	4'851	2'954	11'327	6'263
Нестабильный газовый конденсат	1'976	393	3'871	393
Прочие жидкие углеводороды	63	76	124	118
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	6'890	3'423	15'322	6'774

Группа покупает у своего совместного предприятия ОАО «Сибнефтегаз» 51% объемов добываемого им природного газа (см. Примечание 23). С января 2013 года Группа начала покупать у своего совместного предприятия ЗАО «Нортгаз» 50% объемов добываемого им природного газа (см. Примечание 23).

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

С ноября 2012 года Группа начала покупать у своего совместного предприятия ЗАО «Нортгаз» практически весь добываемый им нестабильный газовый конденсат по рыночным ценам региона добычи, основываясь на мировых котировках цен на нефть и нефтепродукты с поправкой на качество сырья и учетом тарифов на транспортировку и переработку (см. Примечание 23).

С апреля 2012 года Группа начала покупать у своего совместного предприятия ООО «СеверЭнергия» (с марта 2013 года – у его 100%-ного дочернего общества ОАО «АРКТИКГАЗ») весь добываемый им нестабильный газовый конденсат по рыночным ценам региона добычи, основываясь на мировых котировках цен на нефть и нефтепродукты с поправкой на качество сырья и учетом тарифов на транспортировку и переработку (см. Примечание 23).

18 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:	
	2013	2012	2013	2012
Налог на добычу полезных ископаемых	3'955	3'656	8'154	7'501
Налог на имущество	418	436	876	875
Прочие налоги	63	62	123	115
Итого налоги, кроме налога на прибыль	4'436	4'154	9'153	8'491

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

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

19 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2013	2012	2013	2012
8,35% по 20 млрд рублей Облигаций, октябрь 2015 года	419	-	834	-
4,422% по 1 млрд долл. США Еврооблигаций, декабрь 2022 года	356	-	696	-
5,326% по 600 млн долл. США Еврооблигаций, февраль 2016 года	259	255	509	504
7,75% по 14 млрд рублей Еврооблигаций, февраль 2017 года	276	-	406	-
6,604% по 650 млн долл. США Еврооблигаций, февраль 2021 года	344	338	675	668
8,9% по 10 млрд рублей от Сбербанка, декабрь 2014 года	250	-	498	-
7,5% по 10 млрд рублей Облигаций, июнь 2013 года	181	192	371	384
ЛИБОР+1,75% Синдицированная кредитная линия ЛИБОР+1,45% по 300 млн долл. США Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited, до декабря 2013 года	16	-	16	-
7,5% по 15 млрд рублей от Сбербанка, декабрь 2013 года	15	40	36	86
ЛИБОР+1,9% по 200 млн долл. США от Нордеа Банка, до ноября 2013 года	-	310	198	594
ЛИБОР+3,25% по 200 млн долл. США от ЮниКредит Банка, октябрь 2012 года	-	33	21	65
8% по 10 млрд рублей от Газпромбанка, ноябрь 2012 года	-	24	-	58
Прочие расходы в виде процентов	-	-	-	42
Подитог	-	1	-	1
Минус: капитализированные проценты	2'116	1'193	4'260	2'402
	(938)	(590)	(1'777)	(1'065)
Расходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	1'178	603	2'483	1'337
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	62	60	121	116
Итого расходы в виде процентов	1'240	663	2'604	1'453
<i>Доходы в виде процентов</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2013	2012	2013	2012
Доходы в виде процентов по займам выданным	267	233	559	622
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов (классифицированных как прочие текущие активы)	91	97	203	199
Доходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	358	330	762	821
Долгосрочные финансовые активы: эффект от увеличения дисконтированного актива с течением времени	114	35	188	78
Итого доходы в виде процентов	472	365	950	899

20 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2013 и 2012 годах составляла 20%. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 и 2012 гг., консолидированная эффективная ставка налога на прибыль Группы составила 19,8% и 21,6% соответственно. За три месяца, закончившихся 30 июня 2013 и 2012 гг., консолидированная эффективная ставка налога на прибыль Группы составила 19,9% и 20,9% соответственно.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

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

Финансовые активы	На 30 июня 2013 г.		На 31 декабря 2012 г.	
	Долгосрчные	Текущие	Долгосрчные	Текущие
Займы выданные и дебиторская задолженность				
Займы выданные	15'910	-	12'502	428
Торговая и прочая дебиторская задолженность	751	19'266	648	16'409
Банковские депозиты	3	47	3	10
Денежные средства, размещенные в виде гарантии (классифицированные как прочие текущие активы)	-	-	-	1'959
Денежные средства и их эквиваленты	-	6'920	-	18'420
По справедливой стоимости через прибыли или убытки				
Производные товарные инструменты	408	278	148	451
Итого	17'072	26'511	13'301	37'677
Финансовые обязательства				
По амортизируемой стоимости				
Долгосрчные заемные средства	132'619	1'959	97'805	34'682
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	12'584	-	12'141
По справедливой стоимости через прибыли или убытки				
Производные товарные инструменты	254	49	592	43
Итого	132'873	14'592	98'397	46'866

Производные финансовые инструменты. Долгосрчные контракты Группы на покупку и продажу природного газа за рубежом были заключены с целью осуществления трейдинговой деятельности на активных рынках и не удовлетворяли определению контрактов, заключенных для поддержания обычной операционной деятельности Группы. Данные контракты содержат ценовые параметры, основанные на различных товарных котировках и индексах, а также возможности изменения объема поставки, и, таким образом, по совокупности причин попадают под действие требований МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», несмотря на то, что деятельность по данным контрактам подразумевает физические поставки природного газа. Такие контракты отражаются в отчете о финансовом положении Группы по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости – в отчете о прибылях и убытках.

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

Для оценки справедливой стоимости данных производных товарных контрактов Группа применяет метод рыночной переоценки (mark-to-market и mark-to-model analysis). 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 котированных цен, включенных в Уровень 1, которые прямо или косвенно наблюдаются на рынке (внешне идентифицируемые данные) (Уровень 2); и
- iii. ненаблюдаемые на рынке исходные данные, требующие применения Группой различных допущений (Уровень 3).

Для оценки справедливой стоимости производных газовых контрактов использовались собственные модели и различные методы оценки ввиду отсутствия рыночных котировок или иных рыночных данных на весь срок действия договоров. Оценка была основана на рыночных котировках для периодов, в которых данные котировки были доступны; затем использовались форвардные формулы расчета кривой изменения цены на природный газ, рассчитанные на основе эквивалентов цены на нефть и нефтепродукты на прочих аналогичных рынках. Для периодов, превышающих периоды доступности рыночных котировок, справедливая стоимость долгосрочных контрактов рассчитывалась с использованием кривой доходности рынка по состоянию на отчетную дату. Основываясь на допущениях при определении справедливой стоимости, контракты на покупку (продажу) природного газа отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Группа использует услуги независимых оценщиков для определения справедливой стоимости финансовых инструментов, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки. Ежеквартально руководство Группы пересматривает процедуры оценки и ее результаты.

В соответствии с МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*» на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. Группа признала в консолидированном промежуточном сокращенном отчете о финансовом положении 686 млн рублей активов и 303 млн рублей обязательств и 599 млн рублей активов и 635 млн рублей обязательств, соответственно, относящихся к долгосрочным газовым контрактам. За три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., убыток в сумме 89 млн рублей и прибыль в сумме 420 млн рублей соответственно были отражены в составе «прочих операционных прибылей (убытков)» и представляли собой чистое неденежное изменение справедливой стоимости этих производных финансовых инструментов, рассчитанной по методу рыночной оценки за отчетные периоды. Фактические поставки по трейдинговым операциям по данным контрактам в течение трех и шести месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., привели к чистой прибыли в сумме 54 млн и 141 млн рублей соответственно, и раскрываются в составе «прочих операционных прибылей (убытков)».

Справедливая стоимость производных газовых контрактов подвержена влиянию резкого изменения форвардных рыночных котировок. Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цены на 213,59 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
Изменение цены с 2014 года	2'798	(3'735)
Изменение цены с 2019 года	2'163	(2'992)

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Основные положения политики Группы по управлению рисками ставят своей целью выявление и анализ рисков, с которыми сталкивается Группа, 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.

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, газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ 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.

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

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

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

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

<i>На 30 июня 2013 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Прочие	Итого
Финансовые активы				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные займы выданные	-	15'910	-	15'910
Торговая и прочая дебиторская задолженность	416	317	18	751
Производные товарные инструменты	-	-	408	408
Долгосрочные депозиты	-	-	3	3
<i>Текущие</i>				
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8'695	9'148	1'423	19'266
Краткосрочные банковские депозиты	-	-	47	47
Производные товарные инструменты	-	-	278	278
Денежные средства и их эквиваленты	4'933	1'853	134	6'920
Финансовые обязательства				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные заемные средства	(43'728)	(88'891)	-	(132'619)
Производные товарные инструменты	-	-	(254)	(254)
<i>Текущие</i>				
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(1'959)	-	(1'959)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(9'766)	(1'832)	(986)	(12'584)
Производные товарные инструменты	-	-	(49)	(49)
Подверженность риску (нетто) на 30 июня 2013 г.	(39'450)	(65'454)	1'022	(103'882)

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

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

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

На 31 декабря 2012 г.	Российский рубль	Доллар США	Прочие	Итого
Финансовые активы				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные займы выданные	8'136	4'366	-	12'502
Торговая и прочая дебиторская задолженность	562	67	19	648
Производные товарные инструменты	-	-	148	148
Долгосрочные депозиты	-	-	3	3
<i>Текущие</i>				
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9'604	4'794	2'011	16'409
Займы выданные, деноминированные в рублях	428	-	-	428
Краткосрочные банковские депозиты	-	-	10	10
Производные товарные инструменты	-	-	451	451
Денежные средства, размещенные в виде гарантии (классифицированные как прочие текущие активы)	-	1'959	-	1'959
Денежные средства и их эквиваленты	8'251	9'740	429	18'420
Финансовые обязательства				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные заемные средства	(29'818)	(67'987)	-	(97'805)
Производные товарные инструменты	-	-	(592)	(592)
<i>Текущие</i>				
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(24'963)	(9'719)	-	(34'682)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(9'135)	(1'400)	(1'606)	(12'141)
Производные товарные инструменты	-	-	(43)	(43)
Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2012 г.	(36'935)	(58'180)	830	(94'285)

(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), государственным органом.

В соответствии с планом либерализации цен на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке, ФСТ увеличила регулируемые цены на природный газ на 15% с 1 июля 2012 г. В дальнейшем регулируемые цены на природный газ были снижены на 3% с 1 апреля 2013 г. и повышены на 15% с 1 июля 2013 г. и еще на 3% с 1 августа 2013 г. В настоящее время Правительство РФ обсуждает различные варианты темпов роста цен на природный газ на внутреннем рынке Российской Федерации в последующие годы.

21 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 за рубежом. Группа покупает и продает природный газ на Европейском рынке по долгосрочным контрактам, содержащим 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 за рубежом, подвержены волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен.

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

Жидкие углеводороды. Группа реализует всю свою нефть и стабильный газовый конденсат по спот-контрактам. Реализация стабильного газового конденсата на рынках США, Европы, Южной Америки и стран Азиатско-Тихоокеанского региона основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки WTI, Brent IPE или Dubai (или их комбинации) либо на нефть марки Naphtha Japan и Naphtha CIF NWE соответственно 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. 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.

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.

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

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 30 июня 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
С фиксированной ставкой	116'990	122'779
С переменной ставкой	17'588	9'708
Итого заемные средства	134'578	132'487

Группа централизованно агрегирует потребности и излишки денежных средств дочерних обществ с целью удовлетворения их потребностей в финансировании, которые принимаются во внимание при определении уровня консолидированного долга. Политика заимствования Группы направлена на минимизацию затрат на финансирование, а также на оптимизацию подверженности финансовых результатов деятельности Группы риску изменений процентных ставок, вызванных изменением рыночных котировок. Таким образом, Группа поддерживает 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 сильно ограничить чувствительность Группы к волатильности процентных ставок.

Кредитный риск. 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 обеспечения дебиторской задолженности в форме аккредитивов 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 производит мониторинг статуса погашения задолженности покупателей и их кредитоспособности.

В результате недавних приобретений российских региональных трейдеров природного газа подверженность Группы кредитному риску в отношении мелких и средних промышленных потребителей и населения возросла. Группа осуществляет мониторинг собираемости дебиторской задолженности путем анализа по срокам возникновения задолженности по группам покупателей и учитывая предыдущую историю платежей, чтобы уменьшить кредитный риск.

Максимальная подверженность кредитному риску представлена учетной стоимостью 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.

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

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 производные финансовые инструменты. Ниже представлены данные, которые обобщают сроки погашения финансовых обязательств Группы, кроме производных контрактов на покупку (продажу) природного газа, основываясь на договорных недисконтированных платежах, включая выплату процентов.

<i>На 30 июня 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> ^(*)	-	10'000	53'625	53'970	117'595
<i>Проценты</i>	7'542	7'019	12'599	10'721	37'881
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i> ^(*)	1'963	1'258	15'096	-	18'317
<i>Проценты</i>	348	329	504	-	1'181
Торговая и прочая кредиторская задолженность	12'584	-	-	-	12'584
Итого финансовые обязательства	22'437	18'606	81'824	64'691	187'558

<i>На 31 декабря 2012 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> ^(*)	25'000	10'000	38'224	50'115	123'339
<i>Проценты</i>	7'589	6'097	11'062	11'279	36'027
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i> ^(*)	9'719	-	-	-	9'719
<i>Проценты</i>	116	-	-	-	116
Торговая и прочая кредиторская задолженность	12'141	-	-	-	12'141
Итого финансовые обязательства	54'565	16'097	49'286	61'394	181'342

^(*) – отличается от долгосрочных заемных средств на сумму транзакционных расходов (см. Примечание 10).

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

<i>На 30 июня 2013 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Приток денежных средств	25'663	24'979	71'097	97'974	219'713
Отток денежных средств	(25'369)	(24'829)	(70'885)	(97'650)	(218'733)
Чистые денежные потоки	294	150	212	324	980

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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 стабильный) 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 взносов в уставный капитал.

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 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 2013 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. капитал Группы составлял 439,5 млрд и 404,1 млрд рублей соответственно.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условия ведения деятельности. Экономике Российской Федерации по-прежнему присущи некоторые характерные особенности развивающегося рынка. К таким характерным особенностям относятся, в числе прочих: отсутствие на практике свободной конвертации национальной валюты в большинстве стран за пределами Российской Федерации и относительно высокий уровень инфляции. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство может быть интерпретировано по-разному и подвержено частым изменениям. Кроме того, организации, осуществляющие свою деятельность на территории Российской Федерации в настоящее время, сталкиваются и с другими нормативно-правовыми и фискальными препятствиями. Направление будущего 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.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Договорные обязательства. По состоянию на 30 июня 2013 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты на общую сумму приблизительно 34'287 млн рублей (на 31 декабря 2012 г.: 22'476 млн рублей) преимущественно на дальнейшее обустройство Юрхаровского (до конца 2015 года) и Ярудейского (до конца 2013 года) месторождений, строительство третьей очереди Пуловского завода по переработке конденсата (до конца 2013 года), комплекса по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата (до конца 2014 года), а также дальнейшее развитие Восточно-Таркосалинского (до конца 2014 года), Олимпийского (до конца 2015 года), Салмановского (Утреннего) (до конца 2017 года) и Ханчейского (до конца 2014 года) месторождений.

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, происходящие 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 проверки могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

Руководство считает, что соответствующие законодательные акты трактуются надлежащим образом, и позиция Группы по налоговым, валютным и таможенным вопросам является обоснованной. В тех случаях, когда, по мнению руководства, существовала вероятность того, что его позиция может быть оспорена, соответствующая сумма была начислена в настоящей 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 Группы взаимодействует с уполномоченными органами с целью согласования действий, необходимых для устранения любых выявленных в ходе проверок нарушений. Невыполнение условий лицензионных соглашений может привести к начислению штрафов и наложению санкций, включая приостановку действия или отзыв лицензии. Руководство Группы считает, что любые вопросы, связанные с невыполнением требований лицензионных соглашений, являются решаемыми посредством переговоров или необходимых корректировочных действий без каких-либо существенных неблагоприятных последствий для финансового положения, результатов деятельности и движения денежных средств Группы.

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. Соблюдение 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 признает 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 существующем законодательстве не существует вероятных обязательств, которые могут иметь существенное негативное влияние на финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств Группы.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Условные обязательства правового характера. Группа является объектом или участником ряда судебных процессов (как в качестве истца, так и ответчика), возникающих в ходе ведения 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 которые не были бы соответствующим образом отражены или раскрыты в настоящей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации.

23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

Для целей настоящей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой 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 ключевых решений по вопросам финансовой и операционной политики компании. В отношении каждого возможного взаимодействия со связанными сторонами руководство уделяет внимание характеру взаимоотношений, а не только юридической форме, основываясь на своем объективном суждении. Связанные стороны могут заключать между собой сделки, которые не заключали бы между собой несвязанные стороны, а сроки, условия и суммы сделок между связанными сторонами могут отличаться от условий аналогичных сделок между несвязанными сторонами.

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2013	2012	2013	2012
Операции				
ОАО «Сибнефтегаз»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	104	228	307	466
Реализация продуктов переработки нефти и газа	15	10	23	22
Покупка природного газа	(1'611)	(964)	(3'346)	(2'035)
ООО «СеверЭнергия» и его дочерние общества:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	-	-	-	145
Покупка нестабильного газового конденсата	(1'248)	(393)	(2'371)	(393)
ЗАО «Тернефтегаз»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	25	4	40	6
ОАО «Ямал СПГ»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	212	-	311	-
Прочая выручка (операторские услуги)	17	22	18	52
ЗАО «Нортгаз» (с 27 ноября 2012 г.):				
Покупка природного газа	(674)	-	(1'397)	-
Покупка нестабильного газового конденсата	(728)	-	(1'500)	-

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

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

23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*Связанные стороны – совместные предприятия***На 30 июня 2013 г. На 31 декабря 2012 г.*****Сальдо по расчетам******ОАО «Сибнефтегаз»:***

Долгосрочные займы выданные	-	8'136
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	-	187
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	428
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	613	705

ООО «СеверЭнергия» и его дочерние общества:

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	579	398
--	-----	-----

ЗАО «Тернефтегаз»:

Долгосрочные займы выданные	2'224	1'451
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	72	50

ОАО «Ямал СПГ»:

Долгосрочные займы выданные	13'686	2'915
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	245	17

ЗАО «Нортгаз»:

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	558	368
--	-----	-----

*Связанные стороны – компании под контролем
ключевого руководящего персонала***За три месяца,
закончившихся 30 июня:****За шесть месяцев,
закончившихся 30 июня:****2013****2012****2013****2012*****Операции******ОАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:***

Реализация природного газа	562	390	1'246	941
Реализация жидких углеводородов	-	-	195	-
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(2'457)	(2'009)	(6'475)	(4'252)

ООО «Трансойл»:

Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом (аренда вагонов)	(607)	-	(1'785)	-
---	-------	---	---------	---

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

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

23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*Связанные стороны – компании под контролем
ключевого руководящего персонала***На 30 июня 2013 г. На 31 декабря 2012 г.****Сальдо по расчетам****ОАО «Первобанк»:**

Денежные средства и их эквиваленты	1'543	1'224
------------------------------------	-------	-------

ОАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:

Торговая и прочая дебиторская задолженность	1'404	1'568
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	128	826
Предоплаты и прочие текущие активы	-	1'690

ООО «Трансойл»:

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	221	170
Предоплаты и прочие текущие активы	307	61

Gunvor Group Ltd и его дочерние общества (под совместным контролем):

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	55	-
Предоплаты и прочие текущие активы	55	-

В октябре 2012 года Группа заключила контракт на транспортировку стабильного газового конденсата от своего Пуровского завода по переработке конденсата до порта Витино на Белом море с ООО «Трансойл», компанией, находящейся под контролем члена Совета директоров «НОВАТЭКа». Сальдо по расчетам и операции Группы с этой компанией представлены выше как со связанной стороной – компанией под контролем ключевого руководящего персонала Группы.

Начиная с 2013 года, участник Gunvor Group, материнская компания которой является компанией, находящейся под совместным контролем членов Совета директоров «НОВАТЭКа», оказывает услуги по перевалке стабильного газового конденсата в порту Усть-Луга на берегу Балтийского моря. Сальдо по расчетам с этой компанией представлены выше как со связанной стороной – компанией под совместным контролем ключевых руководящих персоналов Группы.

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

<i>Связанные стороны – ключевой руководящий персонал</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2013	2012	2013	2012
Совет директоров	49	48	68	67
Правление	639	446	1'114	918
Итого выплаты	688	494	1'182	985

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 входят восемь человек.

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

Деятельность Группы, как ее видит ответственное лицо, принимающее операционные решения (далее именуемое как «ответственное лицо», представленное Правлением ОАО «НОВАТЭК»), 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.

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 2013 г., представлена ниже:

<i>За три месяца, закончившихся 30 июня 2013 г.</i>		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
Примечания					
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:

- 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;
- 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;

24 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 три месяца, закончившихся 30 июня 2012 г., представлена ниже:

За три месяца, закончившихся 30 июня 2012 г.	Примечания	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегментам, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой информации
Внешняя реализация	a	45'156	45'156	(232)	44'924
Операционные расходы	a - e	(29'860)	(29'860)	3'301	(26'559)
Прочие операционные прибыли (убытки)	c	(12)	(12)	(24)	(36)
Расходы в виде процентов	f	(1'128)	(1'128)	465	(663)
Доходы в виде процентов		330	330	35	365
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	f	(5'410)	(5'410)	111	(5'299)
Результаты по сегменту		9'076	9'076	3'656	12'732
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(521)
Прибыль до налога на прибыль					12'211
Износ, истощение и амортизация	b, c	3'719	3'719	(1'158)	2'561
Капитальные затраты	f	9'109	9'109	3'161	12'270

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- a. различием в методологии признания реализации сжиженных углеводородных газов по МСФО и управленческому учету, что требует переклассификации внешней реализации и операционных расходов в размере 221 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 1'174 млн рублей для целей МСФО;
- c. различием в методологии классификации износа, истощения и амортизации основных средств, не прошедших государственную регистрацию, по МСФО и управленческому учету, что приводит к переклассификации расходов в размере 53 млн рублей из статьи прочие операционные прибыли (убытки) в статью износ, истощение и амортизация (операционные расходы) для целей МСФО;
- d. 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 131 млн рублей и сторнирования расходов на персонал в размере 32 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;
- e. различием в методологии признания расходов на геологоразведку, что требует сторнирования операционных расходов в размере 2'196 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 603 млн рублей и дополнительного признания капитальных затрат в размере 2'558 млн рублей для целей МСФО.

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г.	Примечания	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;
- различием в методологии признания расходов на геологоразведку, что требует сторнирования операционных расходов в размере 1'775 млн рублей для целей МСФО;
- 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;
- 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

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- 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.

Информация по сегментам за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г., представлена ниже:

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г.	Примечания	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегментам, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой информации
Внешняя реализация	a	99'563	99'563	(542)	99'021
Операционные расходы	a - e	(62'161)	(62'161)	4'027	(58'134)
Прочие операционные прибыли (убытки)	c	(21)	(21)	26	5
Расходы в виде процентов	f	(2'281)	(2'281)	828	(1'453)
Доходы в виде процентов		811	811	88	899
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	f	453	453	128	581
Результаты по сегменту		36'364	36'364	4'555	40'919
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(1'512)
Прибыль до налога на прибыль					39'407
Износ, истощение и амортизация	b, c	7'356	7'356	(2'181)	5'175
Капитальные затраты	f	15'029	15'029	4'760	19'789

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии признания реализации сжиженных углеводородных газов по МСФО и управленческому учету, что требует переклассификации внешней реализации и операционных расходов в размере 497 млн рублей для целей МСФО;
- 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 2'248 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии классификации износа, истощения и амортизации основных средств, не прошедших государственную регистрацию, по МСФО и управленческому учету, что приводит к переклассификации расходов в размере 87 млн рублей из статьи прочие операционные прибыли (убытки) в статью износ, истощение и амортизация (операционные расходы) 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 147 млн рублей и дополнительного начисления расходов на персонал в размере 535 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- е. различием в методологии признания расходов на геологоразведку, что требует сторнирования операционных расходов в размере 1'892 млн рублей для целей МСФО; и
- ф. 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 1'004 млн рублей и дополнительного признания капитальных затрат в размере 3'756 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, нефти и продуктов их переработки;
- *Королевство Нидерландов (Нидерланды), Республика Корея (Южная Корея), Республика Сингапур (Сингапур), США* – реализация стабильного газового конденсата.

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за три месяца, закончившихся 30 июня 2013 и 2012 гг., представлена ниже:

За три месяца, закончившихся 30 июня 2013 г.	За пределами России								Итого
	Россия	Нидер- ланды	Южная Корея	Сингапур	США	Прочие	Эксп. пошлины	Подитог	
Реализация природного газа	43'109	-	-	-	-	-	-	-	43'109
Реализация стабильного газового конденсата	381	4'798	10'984	-	-	11	(7'331)	8'462	8'843
Реализация сжиженного углеводородного газа	1'599	-	-	-	-	2'857	(359)	2'498	4'097
Реализация нефти	1'094	-	-	-	-	1'406	(724)	682	1'776
Реализация продуктов переработки нефти и газа	93	-	-	-	-	-	-	-	93
Итого выручка от реализации нефти и газа	46'276	4'798	10'984	-	-	4'274	(8'414)	11'642	57'918
Прочая выручка	110	-	-	-	-	2	-	2	112
Итого внешняя реализация	46'386	4'798	10'984	-	-	4'276	(8'414)	11'644	58'030

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За три месяца, закончившихся 30 июня 2012 г.	За пределами России								Итого
	Россия	Нидер- ланды	Южная Корея	Сингапур	США	Прочие	Эксп. пошлины	Подитог	
Реализация природного газа	29'272	-	-	-	-	-	-	-	29'272
Реализация стабильного газового конденсата	114	3'241	6'387	3'629	1'429	6'551	(10'728)	10'509	10'623
Реализация сжиженного углеводородного газа	1'482	-	-	-	-	2'918	(666)	2'252	3'734
Реализация нефти	661	-	-	-	-	858	(492)	366	1'027
Реализация продуктов переработки нефти и газа	107	-	-	-	-	-	-	-	107
Итого выручка от реализации нефти и газа	31'636	3'241	6'387	3'629	1'429	10'327	(11'886)	13'127	44'763
Прочая выручка	149	-	-	-	-	12	-	12	161
Итого внешняя реализация	31'785	3'241	6'387	3'629	1'429	10'339	(11'886)	13'139	44'924

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 и 2012 гг., представлена ниже:

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г.	За пределами России								Итого
	Россия	Нидер- ланды	Южная Корея	Сингапур	США	Прочие	Эксп. пошлины	Подитог	
Реализация природного газа	98'592	-	-	-	-	-	-	-	98'592
Реализация стабильного газового конденсата	950	17'136	19'416	5'256	3'609	3'550	(21'743)	27'224	28'174
Реализация сжиженного углеводородного газа	3'434	-	-	-	-	5'753	(1'076)	4'677	8'111
Реализация нефти	1'988	-	-	-	-	2'751	(1'416)	1'335	3'323
Реализация продуктов переработки нефти и газа	166	-	-	-	-	-	-	-	166
Итого выручка от реализации нефти и газа	105'130	17'136	19'416	5'256	3'609	12'054	(24'235)	33'236	138'366
Прочая выручка	225	-	-	-	-	4	-	4	229
Итого внешняя реализация	105'355	17'136	19'416	5'256	3'609	12'058	(24'235)	33'240	138'595

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г.	За пределами России								Итого
	Россия	Нидер- ланды	Южная Корея	Сингапур	США	Прочие	Эксп. пошлины	Подитог	
Реализация природного газа	66'577	-	-	-	-	-	-	-	66'577
Реализация стабильного газового конденсата	127	8'642	8'372	7'260	6'941	9'007	(18'103)	22'119	22'246
Реализация сжиженного углеводородного газа	2'972	-	-	-	-	6'036	(1'403)	4'633	7'605
Реализация нефти	1'315	-	-	-	-	1'566	(830)	736	2'051
Реализация продуктов переработки нефти и газа	160	-	-	-	-	-	-	-	160
Итого выручка от реализации нефти и газа	71'151	8'642	8'372	7'260	6'941	16'609	(20'336)	27'488	98'639
Прочая выручка	337	-	-	-	-	45	-	45	382
Итого внешняя реализация	71'488	8'642	8'372	7'260	6'941	16'654	(20'336)	27'533	99'021

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 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. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 14% (13'643 млн рублей) от общей суммы внешней реализации. Все крупнейшие покупатели продукции Группы находятся на территории Российской Федерации.

25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Нижеследующие новые и пересмотренные стандарты и интерпретации начали применяться Группой с 1 января 2013 г.

МСФО (IFRS) 10 «*Консолидированная финансовая отчетность*» (выпущен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты) заменяет все положения по вопросам контроля и консолидации, приведенные в МСФО (IAS) 27 «*Консолидированная и отдельная финансовая отчетность*» и ПКР (SIC) 12 «*Консолидация – компании специального назначения*». В МСФО (IFRS) 10 изменено определение контроля таким образом, что при оценке наличия контроля применяются одни и те же критерии для всех компаний. Определение подкреплено подробным руководством по практическому применению. Применение стандарта не оказывает существенного влияние на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию.

МСФО (IFRS) 11 «*Совместная деятельность*» (выпущен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты) заменяет МСФО (IAS) 31 «*Участие в совместной деятельности*» и ПКР (SIC) 13 «*Совместно контролируемые предприятия – неденежные вклады участников*». Благодаря изменениям в определениях количество видов совместной деятельности сократилось до двух: совместные операции и совместные предприятия. Для совместных предприятий отменена существовавшая ранее возможность учета по методу пропорциональной консолидации. Участники совместного предприятия обязаны применять метод долевого участия. Определение подкреплено подробным руководством по практическому применению. Применение стандарта не оказывает существенного влияние на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию.

МСФО (IFRS) 12 «*Раскрытие информации об участии в других компаниях*» (выпущен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты) применяется компаниями, имеющими доли участия в дочерней компании, совместной деятельности, ассоциированной компании или неконсолидируемой структурированной компании. МСФО (IFRS) 12 определяет требования к раскрытию информации для компаний, готовящих отчетность по двум новым стандартам: МСФО (IFRS) 10 «*Консолидированная финансовая отчетность*» и МСФО (IFRS) 11 «*Совместная деятельность*», и заменяет требования к раскрытию информации, которые в настоящее время приведены в МСФО (IAS) 28 «*Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия*». МСФО (IFRS) 12 требует раскрытия информации, которая поможет пользователям отчетности оценить характер, риски и финансовые последствия, связанные с долями участия в дочерних и ассоциированных компаниях, соглашениях о совместной деятельности и неконсолидируемых структурированных компаниях. Для соответствия новым требованиям компании должны раскрывать следующее: существенные суждения и допущения при определении контроля, совместного контроля или значительного влияния на другие компании, развернутые раскрытия в отношении неконтролирующей доли в деятельности и в денежных потоках Группы, обобщенную информацию о дочерних компаниях с существенными неконтролирующими долями участия и подробное раскрытие информации в отношении долей в неконсолидируемых структурированных компаниях. Определение подкреплено подробным руководством по практическому применению. Применение стандарта не оказывает существенного влияние на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию.

МСФО (IFRS) 13 «*Оценка по справедливой стоимости*» (выпущен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты) направлен на улучшение сопоставимости и упрощение раскрываемой информации о справедливой стоимости, предоставляя пересмотренное определение справедливой стоимости и единый источник оценки справедливой стоимости, а также требований по раскрытию информации, которые применимы для всех стандартов МСФО. Применение стандарта не оказывает существенного влияние на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию.

МСФО (IAS) 27 «*Отдельная финансовая отчетность*» (пересмотрен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты). Основной целью измененного стандарта является установление требований к учету и раскрытию информации для инвестиций в дочерние компании, совместные предприятия или ассоциированные компании при подготовке отдельной финансовой отчетности. Руководство по контролю и консолидированной финансовой отчетности было заменено МСФО (IFRS) 10 «*Консолидированная финансовая отчетность*». Применение изменения не оказывает существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию.

25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

МСФО (IAS) 28 «*Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия*» (пересмотрен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты). Данное изменение МСФО (IAS) 28 было разработано в результате выполнения проекта Правления Комитета по международным стандартам финансовой отчетности (далее – «Правление КМСФО») по вопросам учета совместной деятельности. В процессе обсуждения данного проекта Правление КМСФО приняло решение о внесении долевого метода учета деятельности совместных предприятий в МСФО (IAS) 28, так как этот метод применим как к совместным предприятиям, так и к зависимым обществам. Руководства по остальным вопросам, за исключением описанного выше, остались без изменений. Применение изменения не оказывает существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию.

Изменения к МСФО (IAS) 1 «*Представление финансовой отчетности*» (выпущены в июне 2011 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2012 г. или после этой даты) вносят изменения в раскрытие статей, представленных в прочем совокупном доходе. Эти изменения требуют от компаний разделять статьи, представленные в составе прочего совокупного дохода, на две группы по принципу возможности их потенциального переноса в будущем в состав прибыли или убытка. Предложенное название отчета, используемое в МСФО (IAS) 1, изменено на «отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе». Применение изменения оказало влияние на представление консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации.

Изменения к МСФО (IAS) 19 «*Вознаграждения работникам*» (выпущены в июне 2011 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты). Данные изменения касаются пересмотра подхода к признанию и оценке пенсионных расходов в рамках планов с установленными выплатами и выходных пособий, а также к раскрытию информации о всех вознаграждениях работникам. Данный стандарт требует признания всех изменений в чистых обязательствах (активах) по пенсионному плану с установленными выплатами в момент их возникновения следующим образом: (i) стоимость услуг и чистый процентный доход отражаются в прибыли или убытке; и (ii) переоценка - в прочем совокупном доходе. Применение изменения не оказывает существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию.

Усовершенствования Международных стандартов финансовой отчетности (выпущены в мае 2012 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты). Усовершенствования коснулись пяти стандартов. МСФО (IFRS) 1 был изменен для того, чтобы: (i) разъяснить, что компании, возобновляющие подготовку финансовой отчетности по МСФО, могут либо повторно применить МСФО (IFRS) 1, либо применить все МСФО ретроспективно, как если бы не прекращали их применение, и (ii) освободить компании, впервые применяющие МСФО, от применения МСФО (IAS) 23 «*Затраты по займам*» ретроспективно. Изменения к МСФО (IAS) 1 поясняет, что в примечаниях к финансовой отчетности не требуются пояснения к балансовым показателям по состоянию на начало сопоставимого периода, если данные показатели были представлены вследствие существенных изменений в связи с пересчетом входящих данных, изменений в учетной политике или переклассификаций в целях представления финансовой отчетности. В то же время раскрытие в примечаниях потребуется, если компания по своей инициативе примет решение о представлении дополнительных раскрытий информации за сравнительные периоды. Изменение к МСФО (IAS) 16 предписывает включать вспомогательное оборудование, используемое более одного года, в состав объектов основных средств, а не запасов. Изменения к МСФО (IAS) 32 требует учета отдельных налоговых последствий в отношении выплат собственникам в отчете о прибылях и убытках в соответствии с требованиями МСФО (IAS) 12. Изменения к МСФО (IAS) 34 было сделано с целью привести требования стандарта в соответствие с МСФО (IFRS) 8. МСФО (IAS) 34 будет требовать раскрытия оценки стоимости активов и обязательств в операционных сегментах только в том случае, если данная информация регулярно предоставляется лицу, ответственному за принятие операционных решений, и если оценка стоимости активов и обязательств существенно изменилась по сравнению с предыдущей годовой консолидированной финансовой отчетностью. Применение изменений не оказывает существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию.

25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Консолидированная финансовая отчетность, Совместная деятельность и Раскрытие информации об участии в других предприятиях: Руководство по переходным положениям (Изменения к МСФО (IFRS) 10, МСФО (IFRS) 11 и МСФО (IFRS) 12) (выпущены 28 июня 2012 г. и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты). Изменения разъясняют руководство по переходным положениям в МСФО (IFRS) 10 «*Консолидированная финансовая отчетность*». Компании, применяющие МСФО (IFRS) 10, должны оценить контроль на первый день годового периода, с которого начато применение МСФО (IFRS) 10, и, если заключение о консолидации в соответствии с МСФО (IFRS) 10 отличается от МСФО (IAS) 27 и ПКР (SIC) 12, должны произвести ретроспективную корректировку сравнительной информации за непосредственно предшествующий период (2012 год для компании, чей отчетный год совпадает с календарным, применивших МСФО (IFRS) 10 в 2013 году), если это практически выполнимо. Изменения также предоставляют дополнительное исключение при использовании переходных положений в МСФО (IFRS) 10, МСФО (IFRS) 11 «*Совместная деятельность*» и МСФО (IFRS) 12 «*Раскрытие информации об участии в других предприятиях*», ограничивая требование о предоставлении скорректированной сравнительной информации только непосредственно предшествующим отчетным периодом. В дополнение к этому, изменения ликвидируют требование о предоставлении сравнительной информации в отношении раскрытий информации, относящихся к неконсолидируемым структурированным компаниям за периоды, предшествующие первому применению МСФО (IFRS) 12. Применение изменений не оказывает существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию.

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*». МСФО (IFRS) 9 был выпущен в ноябре 2009 года и заменяет те части МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*», которые касались классификации и оценки финансовых активов. Дополнительные изменения были внесены в МСФО (IFRS) 9 в октябре 2010 года в отношении классификации и оценки финансовых обязательств и в декабре 2011 года – в отношении следующих изменений: (i) вступления МСФО (IFRS) 9 в силу с годовых периодов, начинающихся с 1 января 2015 г. или после этой даты, и (ii) добавления требований к раскрытию переходной информации.

Основные особенности стандарта:

- 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.

25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- 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 инвестициями при первоначальном признании может быть принято окончательное решение об отражении нереализованных и реализованных 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.
- 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.

Применение МСФО (IFRS) 9 обязательно с 1 января 2015 г., при этом разрешается досрочное применение. Группа рассматривает влияние требований стандарта на Группу и сроки его применения.

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. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния нового стандарта на свою консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию.

Изменения к МСФО (IAS) 36 *«Раскрытия возмещаемой стоимости для нефинансовых активов»* (выпущено 29 мая 2013 г. и вступает 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. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния изменений к стандартам на раскрытия в своей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации.

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