

ОАО «НОВАТЭК»

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

**ПО СОСТОЯНИЮ НА И ЗА ТРИ И ДЕВЯТЬ МЕСЯЦЕВ,
ЗАКОНЧИВШИХСЯ 30 СЕНТЯБРЯ 2015 г.**

Отчет об обзорной проверке консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности	3
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о финансовом положении (не прошедший аудит)	4
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о прибылях и убытках (не прошедший аудит)	5
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о совокупном доходе (не прошедший аудит)	6
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о движении денежных средств (не прошедший аудит)	7
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет об изменениях в капитале (не прошедший аудит)	9
Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности (не прошедшей аудит):	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности	11
Прим. 2. Основные принципы составления	11
Прим. 3. Основные принципы учетной политики	12
Прим. 4. Приобретения и выбытия	13
Прим. 5. Основные средства	14
Прим. 6. Вложения в совместные предприятия	16
Прим. 7. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	18
Прим. 8. Прочие долгосрочные активы	19
Прим. 9. Торговая и прочая дебиторская задолженность	20
Прим. 10. Предоплаты и прочие текущие активы	20
Прим. 11. Долгосрочные заемные средства	21
Прим. 12. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	22
Прим. 13. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	23
Прим. 14. Акционерный капитал	23
Прим. 15. Выручка от реализации нефти и газа	24
Прим. 16. Транспортные расходы	25
Прим. 17. Покупка природного газа и жидких углеводородов	25
Прим. 18. Налоги, кроме налога на прибыль	26
Прим. 19. Доходы (расходы) от финансовой деятельности	26
Прим. 20. Налог на прибыль	27
Прим. 21. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска	28
Прим. 22. Условные и договорные обязательства	38
Прим. 23. Операции со связанными сторонами	41
Прим. 24. Информация по сегментам	44
Прим. 25. Новые или пересмотренные стандарты	51
Контактная информация	53



Отчет об обзорной проверке промежуточной финансовой отчетности

Аktionерам и Совету директоров ОАО «НОВАТЭК»

Вступление

Мы провели обзорную проверку прилагаемого консолидированного промежуточного сокращенного отчета о финансовом положении ОАО «НОВАТЭК» и его дочерних компаний (далее - «Группа») по состоянию на 30 сентября 2015 года и соответствующих консолидированных промежуточных сокращенных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе за три и девять месяцев, закончившихся на указанную дату, а также об изменениях капитала и движении денежных средств за девять месяцев, закончившихся на указанную дату. Руководство несет ответственность за подготовку и представление этой консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность». Мы отвечаем за предоставление вывода по данной консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности на основе проведенной нами обзорной проверки.

Объем обзорной проверки

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

Вывод

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

27 октября 2015 года
Москва, Российская Федерация

ОАО «НОВАТЭК»

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

Прим. На 30 сентября 2015 г. На 31 декабря 2014 г.

АКТИВЫ

Долгосрочные активы

Основные средства	5	322'064	291'726
Вложения в совместные предприятия	6	163'549	166'231
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	7	150'824	94'142
Прочие долгосрочные активы	8	29'292	20'449
Итого долгосрочные активы		665'729	572'548

Текущие активы

Товарно-материальные запасы		9'263	7'024
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		2'775	3'576
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	42'296	34'592
Предоплаты и прочие текущие активы	10	47'193	40'081
Денежные средства и их эквиваленты		35'193	41'318
Итого текущие активы		136'720	126'591

Итого активы

802'449 **699'139**

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ

Долгосрочные обязательства

Долгосрочные заемные средства	11	194'726	204'699
Обязательства по отложенному налогу на прибыль		23'845	21'063
Обязательства по ликвидации активов		2'738	1'493
Прочие долгосрочные обязательства		2'058	3'552
Итого долгосрочные обязательства		223'367	230'807

Текущие обязательства

Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	12	98'679	40'980
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13	56'485	30'578
Задолженность по текущему налогу на прибыль		1'033	406
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		10'169	9'244
Итого текущие обязательства		166'366	81'208

Итого обязательства

389'733 **312'015**

Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»

Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(5'287)	(5'222)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		(2'758)	208
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		382'061	352'462

Итого капитал, относящийся

к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	14	411'323	384'755
-----------------------------------	----	----------------	----------------

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ

1'393 **2'369**

Итого капитал

412'716 **387'124**

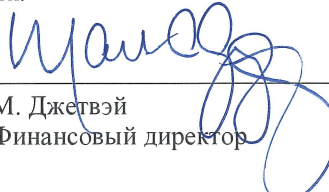
Итого обязательства и капитал

802'449 **699'139**

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



Л. Михельсон
Председатель Правления



М. Джетвэй
Финансовый директор

27 октября 2015 года

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

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

	Прим.	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
		2015	2014	2015	2014
Выручка от реализации					
Выручка от реализации нефти и газа	15	116'212	84'090	341'010	260'504
Прочая выручка		1'155	643	2'343	1'275
Итого выручка от реализации		117'367	84'733	343'353	261'779
Операционные расходы					
Транспортные расходы	16	(32'546)	(26'643)	(93'309)	(80'995)
Покупка природного газа и жидких углеводородов	17	(32'892)	(14'532)	(86'207)	(35'443)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(9'054)	(7'198)	(27'087)	(22'059)
Износ, истощение и амортизация		(4'883)	(4'316)	(14'079)	(12'539)
Общехозяйственные и управленческие расходы		(2'930)	(2'543)	(10'950)	(8'310)
Материалы, услуги и прочие расходы		(3'626)	(3'014)	(10'096)	(8'263)
Расходы на геологоразведку		(439)	(101)	(479)	(112)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто		16	(11)	248	553
Изменение остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		1'258	2'488	3'426	1'753
Итого операционные расходы		(85'096)	(55'870)	(238'533)	(165'415)
Прибыль (убыток) от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	4	989	-	989	2'623
Прочие операционные прибыли (убытки)		158	100	(199)	1'850
Прибыль от операционной деятельности		33'418	28'963	105'610	100'837
Доходы (расходы) от финансовой деятельности					
Расходы в виде процентов	19	(2'047)	(1'274)	(5'968)	(4'057)
Доходы в виде процентов	19	3'182	1'354	9'037	3'146
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	21	(5'018)	-	(2'722)	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	19	(2'291)	(6'099)	(11'637)	(8'620)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(6'174)	(6'019)	(11'290)	(9'531)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(34'713)	(11'777)	(17'435)	(9'731)
Прибыль (убыток) до налога на прибыль		(7'469)	11'167	76'885	81'575
Расходы по налогу на прибыль					
Расходы по текущему налогу на прибыль		(4'346)	(3'985)	(16'180)	(15'100)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		(596)	321	(1'102)	(1'949)
Итого расходы по налогу на прибыль	20	(4'942)	(3'664)	(17'282)	(17'049)
Прибыль (убыток)		(12'411)	7'503	59'603	64'526
Прибыль (убыток), относящиеся к:					
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		5	(124)	(976)	(206)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		(12'416)	7'627	60'579	64'732
Прибыль (убыток) на акцию базовая и разводненная (в рублях)		(4,11)	2,53	20,06	21,41
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)</i>		<i>3'020,4</i>	<i>3'020,4</i>	<i>3'020,4</i>	<i>3'022,9</i>

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

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

	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Прибыль (убыток)	(12'411)	7'503	59'603	64'526
Прочий совокупный доход (расход), который не будет впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков):				
Переоценка обязательств по пенсионной программе	14	(3)	(273)	(8)
Прочий совокупный доход (расход), который может быть впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков), за вычетом налога на прибыль:				
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	(3'878)	375	(2'966)	628
Прочий совокупный доход (расход)	(3'864)	372	(3'239)	620
Итого совокупный доход (расход)	(16'275)	7'875	56'364	65'146
Итого совокупный доход (расход), относящийся к:				
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ	5	(124)	(976)	(206)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»	(16'280)	7'999	57'340	65'352

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

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

	Прим.	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
		2015	2014
Прибыль до налога на прибыль		76'885	81'575
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		14'079	12'539
Признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто		(248)	(553)
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		11'637	8'620
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		(976)	(2'874)
Расходы в виде процентов		5'968	4'057
Доходы в виде процентов		(9'037)	(3'146)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	17'435	9'731
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		2'722	-
Переоценка финансовых инструментов через убытки (прибыли)		689	(415)
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных		(9'283)	(5'724)
Прочие корректировки		183	(53)
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(16'922)	(7'875)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(3'483)	(1'869)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		7'631	(242)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		1'288	639
Итого изменения оборотного капитала		(11'486)	(9'347)
Дивиденды полученные от совместных предприятий		1'850	-
Проценты полученные		1'302	641
Налог на прибыль уплаченный		(14'784)	(24'819)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		86'936	70'232
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(31'487)	(38'556)
Приобретение материалов для строительства		(1'335)	(4'233)
Платежи за приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств	4	(3'630)	(1'283)
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	6	-	(4'342)
Поступления от выбытия долей владения в совместных предприятиях		-	53'534
Проценты уплаченные и капитализированные		(4'158)	(2'777)
Предоставление займов совместным предприятиям	7	(38'756)	(34'611)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	7	1'160	11'747
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(78'206)	(20'521)

ОАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
		2015	2014
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		16'130	15'551
Получение краткосрочных заемных средств		95'447	1'619
Погашение долгосрочных заемных средств		(14'254)	(10'000)
Погашение краткосрочных заемных средств		(88'456)	(6'656)
Проценты уплаченные		(5'492)	(3'460)
Дивиденды выплаченные	14	(15'702)	(13'569)
Приобретение собственных акций	14	(65)	(2'824)
Продажа собственных акций		-	35
Приобретение доли неконтролирующих акционеров	4	-	(102)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(12'392)	(19'406)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты			
		(2'463)	4'225
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто		(6'125)	34'530
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		41'318	320
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		35'193	34'850

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

ОАО «НОВАТЭК»

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

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

<i>За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 г.</i>	<i>Количество обыкновенных акций (млн шт.)</i>	<i>Уставный капитал - обыкновенные акции</i>	<i>Выкупленные собственные акции</i>	<i>Добавочный капитал</i>	<i>Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ</i>	<i>Доход от переоценки активов в результате приобретений</i>	<i>Нераспределенная прибыль</i>	<i>Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</i>	<i>Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ</i>	<i>Итого капитал</i>
Сальдо на 1 января 2014 г.	3'028,1	393	(2'406)	31'297	683	5'617	334'614	370'198	2'859	373'057
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	628	-	-	628	-	628
Переоценка обязательств по пенсионной программе	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)	-	(8)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	64'732	64'732	(206)	64'526
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	628	-	64'724	65'352	(206)	65'146
Дивиденды (см. Примечание 14)	-	-	-	-	-	-	(13'569)	(13'569)	-	(13'569)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	5'720	5'720	-	5'720
Приобретение доли неконтролирующих акционеров (см. Примечание 4)	-	-	-	-	-	-	7	7	(109)	(102)
Покупка собственных акций (см. Примечание 14)	(7,7)	-	(2'816)	-	-	-	-	(2'816)	-	(2'816)
Сальдо на 30 сентября 2014 г.	3'020,4	393	(5'222)	31'297	1'311	5'617	391'496	424'892	2'544	427'436

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

ОАО «НОВАТЭК»

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

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

<i>За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 г.</i>	<i>Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)</i>	<i>Уставный капитал - обыкновен- ные акции</i>	<i>Выкуп- ленные собственные акции</i>	<i>Добавочный капитал</i>	<i>Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ</i>	<i>Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений</i>	<i>Нераспре- деленная прибыль</i>	<i>Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</i>	<i>Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ</i>	<i>Итого капитал</i>
Сальдо на 1 января 2015 г.	3'020,4	393	(5'222)	31'297	208	5'617	352'462	384'755	2'369	387'124
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	(2'966)	-	-	(2'966)	-	(2'966)
Переоценка обязательств по пенсионной программе	-	-	-	-	-	-	(273)	(273)	-	(273)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	60'579	60'579	(976)	59'603
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(2'966)	-	60'306	57'340	(976)	56'364
Дивиденды (см. Примечание 14)	-	-	-	-	-	-	(35'640)	(35'640)	-	(35'640)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	4'933	4'933	-	4'933
Покупка собственных акций (см. Примечание 14)	(0,1)	-	(65)	-	-	-	-	(65)	-	(65)
Сальдо на 30 сентября 2015 г.	3'020,3	393	(5'287)	31'297	(2'758)	5'617	382'061	411'323	1'393	412'716

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

1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

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

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

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

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ

Настоящая консолидированная промежуточная сокращенная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «*Промежуточная финансовая отчетность*» и должна рассматриваться в контексте с консолидированной финансовой отчетностью Группы за год, закончившийся 31 декабря 2014 г., подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Оценки и суждения. Основные оценки и суждения, используемые Группой при подготовке консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности, соответствуют описанным в аудированной консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2014 г. В основном оценки были сделаны в отношении сроков полезного использования основных средств, справедливой стоимости активов и обязательств, отложенных налогов на прибыль, запасов нефти и газа, обесценения активов, пенсионных обязательств, обязательств по ликвидации активов и инвестиций.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Рублей за одну единицу валюты	Средний курс за три месяца, закончившихся 30 сентября:		Средний курс за девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Доллар США (USD)	62,98	36,19	59,28	35,39
Польский злотый (PLN)	16,74	11,49	15,92	11,49

Рублей за одну единицу валюты	На 30 сентября:		На 31 декабря:	
	2015	2014	2014	2013
Доллар США (USD)	66,24	39,39	56,26	32,73
Польский злотый (PLN)	17,55	11,95	15,94	10,85

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

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

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Основные элементы учетной политики и методики расчетов, используемые Группой, соответствуют описанным в аудированной консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2014 г., за исключением признания расходов по налогу на прибыль, как описано ниже, и влияния применения новых и пересмотренных стандартов (см. Примечание 25).

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

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ**Выбытия долей владения в «Artic Russia» B.V.**

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

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

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

Таким образом, в марте 2014 года «НОВАТЭК» признал прибыль от сделки в сумме 5'246 млн рублей. При этом, так как «НОВАТЭК» реализовал акции «Artic Russia» своему совместному предприятию «Ямалу развитие», в котором у него 50%-ная доля участия, Группа исключила нереализованную прибыль от выбытия на уровне консолидации в сумме 2'623 млн рублей.

В июле 2015 года «НОВАТЭК» и «Газпром нефть» утвердили очередной этап реструктуризации, направленной на достижение равных долей участия в «СеверЭнергии», которой стороны владеют через свои совместные предприятия, «Ямал развитие» и «Artic Russia» B.V. В августе 2015 года «НОВАТЭК» внес 6,4%-ную долю владения в «Artic Russia» B.V. в капитал «Ямала развитие». Одновременно с этим, Группа и «Газпром нефть» произвели взносы в капитал «Ямала развитие» путем конвертации займов и начисленных процентов на суммы 2'512 млн и 14'922 млн рублей соответственно. В результате данных сделок эффективная доля участия Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 54,9% до 53,3%.

Доход от выбытия 6,4%-ной доли владения в «Artic Russia» детализирован ниже:

	млн рублей
Доля Группы в справедливой стоимости взносов в капитал «Ямала развитие»	14'922
Минус: учетная стоимость внесенной 6,4%-ной доли Группы в «Artic Russia»	(10'432)
Минус: учетная стоимость займа и начисленных процентов, конвертированных Группой	(2'512)
Минус: нереализованная прибыль Группы от выбытия	(989)
Итого доход от выбытия до налога на прибыль, отраженный в консолидированном отчете о прибылях и убытках	989

В результате данных сделок в августе 2015 года «НОВАТЭК» признал прибыль в сумме 1'978 млн рублей. При этом, так как «НОВАТЭК» внес акции «Artic Russia» в капитал своего совместного предприятия «Ямала развитие», в котором у него 50%-ная доля участия, Группа исключила нереализованную прибыль от выбытия на уровне консолидации в сумме 989 млн рублей.

Руководство Группы ожидает, что дальнейшие шаги по достижению паритетного владения «СеверЭнергией» будут завершены до конца 2016 года.

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)***Приобретение ЗАО «Офис»***

В августе 2014 года Группа приобрела 100%-ную долю владения в ЗАО «Офис» за 4'895 млн рублей (135 млн долл. США) и осуществила платежи в размере 3'630 млн рублей (62 млн долл. США) и 1'283 млн рублей (34 млн долл. США) в течение девяти месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 и 2014 гг. соответственно. Приобретенная компания владеет участком земли в непосредственной близости от головного офиса «НОВАТЭКа» в Москве, на котором Группа планирует строительство нового офисного здания в связи с расширением своей деятельности. ЗАО «Офис» не вело никакой операционной деятельности на момент покупки, и соответственно данное приобретение не попадает под определение «бизнеса», приведенного в МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса». Стоимость приобретения была распределена на стоимость участка земли в полной сумме.

Покупка дополнительной доли участия в ООО «НОВАТЭК-Кострома»

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

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств за отчетные периоды:

<i>За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 г.</i>	Активы, задействованные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	249'933	46'626	8'254	304'813
Накопленный износ, истощение и амортизация	(59'432)	-	(1'693)	(61'125)
Остаточная стоимость на 1 января 2014 г.	190'501	46'626	6'561	243'688
Приобретение дочерних обществ	-	-	4'895	4'895
Поступление и приобретение	724	44'738	125	45'587
Ввод в эксплуатацию	33'198	(34'165)	967	-
Износ, истощение и амортизация	(11'719)	-	(351)	(12'070)
Выбытие, нетто	(583)	(167)	(22)	(772)
Первоначальная стоимость	282'898	57'032	14'177	354'107
Накопленный износ, истощение и амортизация	(70'777)	-	(2'002)	(72'779)
Остаточная стоимость на 30 сентября 2014 г.	212'121	57'032	12'175	281'328

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 г.</i>	Активы, задействован- ные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	291'212	63'162	14'422	368'796
Накопленный износ, истощение и амортизация	(74'962)	-	(2'108)	(77'070)
Остаточная стоимость на 1 января 2015 г.	216'250	63'162	12'314	291'726
Поступление и приобретение	1'965	42'109	206	44'280
Ввод в эксплуатацию	16'665	(17'121)	456	-
Износ, истощение и амортизация	(13'295)	-	(428)	(13'723)
Выбытие, нетто	(65)	(146)	(8)	(219)
Первоначальная стоимость	309'731	88'004	15'033	412'768
Накопленный износ, истощение и амортизация	(88'211)	-	(2'493)	(90'704)
Остаточная стоимость на 30 сентября 2015 г.	221'520	88'004	12'540	322'064

В состав поступления и приобретения основных средств за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 и 2014 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 5'620 млн и 3'342 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 30 сентября 2015 г. и 31 декабря 2014 г. включены авансы на капитальное строительство и оборудование в сумме 4'612 млн и 4'697 млн рублей соответственно.

В течение девяти месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 г., Группа приобрела компанию ЗАО «Офис» (см. Примечание 4) и отразила поступление основных средств в сумме 4'895 млн рублей по строке «Приобретение дочерних обществ».

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

	На 30 сентября 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	45'853	44'882
Минус: накопленная амортизация стоимости доказанных запасов углеводородов	(15'236)	(14'352)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	7'609	7'265
Итого стоимость запасов углеводородов	38'226	37'795

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

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 22.

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

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

6 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ**На 30 сентября 2015 г. На 31 декабря 2014 г.****Совместные предприятия:**

ОАО «Ямал СПГ»	50'593	63'783
ЗАО «Нортгаз»	49'661	47'998
ООО «Ямал развитие»	41'330	19'639
«Artic Russia» B.V.	21'593	30'489
ЗАО «Тернефтегаз»	372	4'322
Итого вложения в совместные предприятия	163'549	166'231

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

ОАО «Ямал СПГ». Группа владеет 60%-ной долей в «Ямале СПГ», своем совместном предприятии с французской «TOTAL S.A.» (доля участия: 20%) и «China National Petroleum Corporation» (далее – «CNPC», доля участия: 20%). Совместное предприятие осуществляет реализацию Проекта «Ямал СПГ», включающего создание мощностей по добыче природного газа, газового конденсата и производству сжиженного природного газа (СПГ) на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного на полуострове Ямал в ЯНАО. В сентябре 2014 года «Ямал СПГ» получил лицензию на экспорт СПГ.

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

«Artic Russia» B.V. Группа напрямую владеет 13,6%-ной долей участия в «Artic Russia», зарегистрированной в Нидерландах (на 31 декабря 2014 г.: 20%-ной долей). В августе 2015 года Группа внесла 6,4%-ную долю участия в «Artic Russia» в капитал «Ямала развитие» (см. Примечание 4). «Artic Russia» владеет 49%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия».

ООО «Ямал развитие». Группа владеет 50%-ной долей участия в «Ямале развитие», своем совместном предприятии с ПАО «Газпром нефть» (доля участия: 50%). «Ямал развитие» владеет 51%-ной долей участия в «СеверЭнергии» и 86,4%-ной долей участия в «Artic Russia» (на 31 декабря 2014 г.: 80%-ной долей).

ООО «СеверЭнергия». Группа владеет эффективной 53,3%-ной долей участия в «СеверЭнергии» (на 31 декабря 2014 г.: 54,9%-ной долей) через два других своих совместных предприятия, «Ямал развитие» и «Artic Russia». «СеверЭнергия» через свое 100%-ное дочернее общество ОАО «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском, Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях и осуществляет подготовку к вводу в эксплуатацию Ево-Яхинского и Северо-Часельского месторождений. Все месторождения расположены в ЯНАО.

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

6 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014
На 1 января	166'231	210'066
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(17'435)	(9'731)
Эффект от переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям, при первоначальном признании (см. Примечание 21)	5'031	4'316
Выбытие долей владения в совместных предприятиях	(11'421)	(32'349)
Взносы в капитал	14'922	4'355
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	4'933	5'720
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	1'288	-
На 30 сентября	163'549	182'377

В августе 2015 года Группа отразила выбытие своей 6,4%-ной доли в «Artic Russia» по учетной стоимости 11'421 млн рублей, включая нереализованную прибыль от выбытия. Одновременно акционерный капитал «Ямала развитие» был увеличен пропорциональными вкладами его участников на 29'844 млн рублей, из которых 14'922 млн рублей было внесено «НОВАТЭКом» (см. Примечание 4).

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

В течение девяти месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 г., акционерный капитал «Тернефтегаза» был увеличен пропорциональными вкладами его участников на 8'507 млн рублей, из которых 4'339 млн рублей относятся к «НОВАТЭКу». Кроме того, акционерный капитал «Artic Russia» был увеличен пропорциональными вкладами его участников на 82 млн рублей, из которых 16 млн рублей относятся к «НОВАТЭКу». В результате пропорциональных вкладов доля владения Группы в обеих компаниях не изменилась.

За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 и 2014 гг., Группа отразила в капитале доход в сумме 4'933 млн и 5'720 млн рублей соответственно от первоначальной переоценки стоимости непропорциональных займов, выданных «Ямалу СПГ» другими акционерами.

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

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

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

7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 30 сентября 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Займы выданные в долларах США	81'940	66'835
Займы выданные в евро	46'899	16'278
Займы выданные в рублях	15'655	13'361
Итого	144'494	96'474
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(5'907)	(8'107)
Итого долгосрочные займы выданные	138'587	88'367
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	11'748	5'291
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	489	484
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	150'824	94'142

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 30 сентября 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
ОАО «Ямал СПГ»	124'805	78'825
ООО «Ямал развитие»	15'655	13'361
ЗАО «Тернефтегаз»	4'034	4'288
Итого долгосрочные займы выданные	144'494	96'474

ОАО «Ямал СПГ». В соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Ямалом СПГ», совместным предприятием Группы, о предоставлении кредитных линий в долларах США и евро. В рамках данных договоров Группа предоставляет заемные средства траншами на основании годового бюджета «Ямала СПГ», утвержденного Советом директоров совместного предприятия. Процентная ставка по займам составляет 4,46% годовых и может быть изменена на последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи «Ямалом СПГ» и отражены в составе долгосрочных активов в консолидированном отчете о финансовом положении (см. Примечание 23). График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

В течение девяти месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 г., Группа предоставила «Ямалу СПГ» денежные средства на сумму 34'262 млн рублей (482 млн евро) в рамках указанных кредитных линий.

В январе 2014 года в связи со вхождением в Проект «Ямал СПГ» нового акционера («СНПС»), «Ямал СПГ» погасил Группе часть займа и начисленные проценты за счет финансирования от компании «СНПС» в сумме 12'045 млн рублей (364 млн долл. США).

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

7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В декабре 2013 года Группа предоставила кредитную линию «Ямалу развитие» на сумму до 13 млрд рублей. В сентябре 2014 года кредитная линия была закрыта с остатком непогашенной задолженности 8'107 млн рублей. Процентная ставка составляет 9,25% годовых. Займы и проценты подлежат погашению в декабре 2015 года и отражены в составе текущих активов в консолидированном отчете о финансовом положении (см. Примечание 23). В августе 2015 года Группа осуществила вклад в капитал «Ямала развитие» путем конвертации части займа в сумме 2'200 млн рублей (см. Примечание 4).

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

В течение девяти месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 г., «Тернефтегаз» погасил часть займов Группе в сумме 1'160 млн рублей (19 млн долл. США).

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

8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 30 сентября 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	1'547	1'871
Прочие финансовые активы	9	7
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	17'482	8'199
Отложенные налоговые активы	6'360	4'651
Материалы на строительство	2'212	3'838
Нематериальные активы, нетто	1'595	1'796
Прочие нефинансовые активы	87	87
Итого прочие долгосрочные активы	29'292	20'449

По состоянию на 30 сентября 2015 г. и 31 декабря 2014 г. долгосрочные авансы представляли собой авансы, выданные компании ОАО «Российские железные дороги» («РЖД»). Авансы были выданы в соответствии с Соглашением о стратегическом партнерстве, подписанным с «РЖД» в 2012 году.

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

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

9 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	<u>На 30 сентября 2015 г.</u>	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 77 млн и 310 млн рублей на 30 сентября 2015 г. и 31 декабря 2014 г. соответственно)	39'300	30'430
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 9 млн и 7 млн рублей на 30 сентября 2015 г. и 31 декабря 2014 г. соответственно)	2'996	4'162
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	42'296	34'592

Торговая дебиторская задолженность на сумму 12'012 млн и 11'289 млн рублей по состоянию на 30 сентября 2015 г. и 31 декабря 2014 г. соответственно обеспечена аккредитивами в банках с рейтингом инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 21 в отношении раскрытия кредитных рисков).

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

10 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	<u>На 30 сентября 2015 г.</u>	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>
Финансовые активы		
Займы выданные в рублях (см. Примечание 7)	5'907	8'107
Производные товарные инструменты	2'927	2'758
Денежные средства, размещенные в виде гарантии	465	1'098
Прочие финансовые активы	29	2
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	14'246	10'870
НДС, подлежащий возмещению	7'914	2'324
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	5'505	2'229
Предоплаты и авансы поставщикам	4'987	4'352
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	1'771	1'447
Предоплаты по таможенным пошлинам	1'683	691
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	1'509	5'951
Прочие нефинансовые активы	250	252
Итого предоплаты и прочие текущие активы	47'193	40'081

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

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

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 30 сентября 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Облигации выпущенные в долларах США	148'646	126'175
Заемные средства в долларах США	83'788	83'938
Облигации выпущенные в рублях	33'970	33'947
Заемные средства в рублях	18'513	-
Итого	284'917	244'060
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(90'191)	(39'361)
Итого долгосрочные заемные средства	194'726	204'699

Долгосрочные заемные средства Группы с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	На 30 сентября 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Синдицированная кредитная линия в долларах США	83'788	83'938
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	66'028	56'059
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	42'893	36'409
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	39'725	33'707
Облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	19'998	19'991
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'972	13'956
Прочие заемные средства	18'513	-
Итого	284'917	244'060

Синдицированная кредитная линия. В июне 2013 года Группа получила необеспеченную синдицированную кредитную линию от ряда международных банков на общую сумму 1,5 млрд долл. США с периодом выборки до июня 2014 года. Группа выбрала всю сумму кредитной линии с процентной ставкой ЛИБОР + 1,75% годовых (2,09% и 2,00% на 30 сентября 2015 г. и 31 декабря 2014 г. соответственно). Займ подлежит погашению до июля 2018 года ежеквартальными равными платежами, начиная с июня 2015 года. Кредитная линия предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

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

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

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

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Облигации. В октябре 2012 года Группа выпустила трехлетние неконвертируемые рублевые биржевые облигации на сумму 20 млрд рублей со ставкой купона 8,35% годовых. Купонный доход подлежал выплате каждые полгода. После отчетной даты, в октябре 2015 года облигации были полностью погашены.

Прочие заемные средства. По состоянию на 30 сентября 2015 г. прочие заемные средства представляли рублевые займы, полученные одним из дочерних обществ Группы от миноритарного акционера. Займы подлежат погашению до конца 2017 года.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая текущую часть, составила 275'239 млн и 212'371 млн рублей на 30 сентября 2015 г. и 31 декабря 2014 г. соответственно. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21). Справедливая стоимость остальных долгосрочных заемных средств была определена на основании будущих денежных потоков, дисконтированных с использованием оценочной ставки дисконтирования, скорректированной с учетом риска (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21).

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

<i>Период погашения:</i>	На 30 сентября 2015 г.
С 1 октября 2016 г. по 30 сентября 2017 г.	44'440
С 1 октября 2017 г. по 30 сентября 2018 г.	41'364
С 1 октября 2018 г. по 30 сентября 2019 г.	-
С 1 октября 2019 г. по 30 сентября 2020 г.	-
После 30 сентября 2020 г.	108'922
Итого долгосрочные заемные средства	194'726

Доступные кредитные линии. По состоянию на 30 сентября 2015 г. Группа располагала доступными кредитными линиями от российских банков с кредитными лимитами в размере 50 млрд рублей и эквивалента 300 млн долл. США, действующими по сентябрь 2018 года и март 2019 года соответственно, с процентными ставками, определяемыми сторонами на момент привлечения денежных средств.

После отчетной даты, в октябре 2015 года, в рамках доступных кредитных линий Группа выбрала 20 млрд рублей со сроком погашения в июле 2016 года.

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

	На 30 сентября 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Заемные средства в евро	8'488	-
Заемные средства в рублях	-	1'619
Итого	8'488	1'619
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	90'191	39'361
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	98'679	40'980

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

Заемные средства в евро. В течение девяти месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 г., Группа получила ряд краткосрочных займов сроком до 90 дней, деноминированных в евро. Заемные средства были получены под залог денежных поступлений от продажи жидких углеводородов в рамках некоторых экспортных контрактов Группы.

Заемные средства в рублях. В январе 2014 года одно из дочерних обществ Группы получило рублевый займ от миноритарного акционера на сумму 1'619 млн рублей со сроком погашения в ноябре 2014 года, продленный впоследствии до июля 2015 года. В июле 2015 года срок погашения займа был пролонгирован до конца 2017 года, и данный займ был классифицирован как долгосрочный (см. Примечание 11).

13 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 30 сентября 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	27'532	16'347
Задолженность по выплате дивидендов (см. Примечание 14)	19'939	-
Прочая кредиторская задолженность	2'795	3'919
Проценты, подлежащие уплате	2'733	3'028
Производные товарные инструменты	1'299	1'831
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	1'023	3'315
Задолженность по заработной плате	346	226
Прочая задолженность и начисленные обязательства	818	1'912
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	56'485	30'578

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

14 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

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

За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 и 2014 гг., Группа приобрела суммарно 0,1 млн и 7,7 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) на общую сумму 65 млн и 2'816 млн рублей соответственно. По состоянию на 30 сентября 2015 г. и 31 декабря 2014 г. на балансе Группы находилось 16,0 млн и 15,9 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) общей покупной стоимостью 5'287 млн и 5'222 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участие в голосовании.

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

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

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

	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014
Задолженность по выплате дивидендов на 1 января	1	1
Дивиденды объявленные (*)	35'640	13'569
Дивиденды выплаченные (*)	(15'702)	(13'569)
Задолженность по выплате дивидендов на 30 сентября	19'939	1
Дивиденды на акцию, объявленные в течение периода (в рублях)	11,80	4,49
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение периода (в рублях)	118,00	44,90

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

24 апреля 2015 г. Годовое Общее собрание акционеров ОАО «НОВАТЭК» одобрило выплату финальных дивидендов по результатам деятельности за 2014 год в размере 5,20 рублей на одну акцию или 52,00 рублей на ГДР на общую сумму 15'789 млн рублей (включая выкупленные собственные акции), которые были выплачены в мае 2015 года.

25 сентября 2015 г. Внеочередное Общее собрание акционеров ОАО «НОВАТЭК» одобрило выплату промежуточных дивидендов по результатам деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 г., в размере 6,60 рублей на одну акцию или 66,00 рублей на ГДР на общую сумму 20'040 млн рублей (включая выкупленные собственные акции), подлежащих выплате в течение 10 рабочих дней лицам, внесенным в реестр акционеров и являющимся профессиональными участниками рынка ценных бумаг, и в течение 25 рабочих дней – прочим лицам, внесенным в реестр акционеров по состоянию на 6 октября 2015 г.

15 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Природный газ	53'425	52'608	157'580	165'168
Нафта	19'993	14'840	73'195	51'843
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	14'771	6'101	47'718	15'192
Стабильный газовый конденсат	15'213	865	29'319	1'916
Сжиженный углеводородный газ	9'337	6'677	22'175	17'896
Сырая нефть	3'473	2'999	11'023	8'489
Итого выручка от реализации нефти и газа	116'212	84'090	341'010	260'504

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

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

16 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	20'395	21'686	61'050	65'557
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	7'749	3'659	21'299	11'228
Транспортировка продуктов переработки газового конденсата и стабильного газового конденсата танкерами	3'975	978	9'738	3'303
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	387	314	1'128	884
Прочие	40	6	94	23
Итого транспортные расходы	32'546	26'643	93'309	80'995

17 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Нестабильный газовый конденсат	24'856	7'668	65'485	17'708
Природный газ	7'379	6'147	19'684	16'742
Прочие жидкие углеводороды	657	717	1'038	993
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	32'892	14'532	86'207	35'443

Группа покупает у своего совместного предприятия ЗАО «Нортгаз» 50% объемов добываемого им природного газа и с мая 2015 года – весь объем добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Тернефтегаз» природного газа (см. Примечание 23).

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

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

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

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

18 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

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

	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Налог на добычу полезных ископаемых	8'148	6'650	24'878	20'374
Налог на имущество	807	487	1'924	1'489
Прочие налоги	99	61	285	196
Итого налоги, кроме налога на прибыль	9'054	7'198	27'087	22'059

19 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	2'727	1'860	7'859	5'691
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	1'074	342	2'061	927
Подитог	3'801	2'202	9'920	6'618
Минус: капитализированные проценты	(1'839)	(1'004)	(4'158)	(2'777)
Расходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	1'962	1'198	5'762	3'841
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	85	76	206	216
Итого расходы в виде процентов	2'047	1'274	5'968	4'057

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

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

19 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Доходы в виде процентов</i>	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Доходы в виде процентов по займам выданным	2'121	889	5'705	2'013
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	278	165	1'281	424
Доходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	2'399	1'054	6'986	2'437
Долгосрочные финансовые активы: эффект от увеличения дисконтированного актива с течением времени	783	300	2'051	709
Итого доходы в виде процентов	3'182	1'354	9'037	3'146

<i>Курсовые разницы</i>	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Положительные курсовые разницы	35'803	21'224	46'524	40'025
Отрицательные курсовые разницы	(38'094)	(27'323)	(58'161)	(48'645)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы	(2'291)	(6'099)	(11'637)	(8'620)

20 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2015 и 2014 годах составляла 20%.

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

Без учета влияния данного фактора эффективная ставка налога на прибыль за три месяца, закончившихся 30 сентября 2015 и 2014 гг., составила 18,1% и 16,0% соответственно, и эффективная ставка налога на прибыль за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 и 2014 гг., составила 18,6% и 18,7% соответственно.

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

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

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

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

<i>Финансовые активы</i>	На 30 сентября 2015 г.		На 31 декабря 2014 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>				
Займы выданные	9'748	5'907	5'254	8'107
Торговая и прочая дебиторская задолженность	12'237	42'296	5'775	34'592
Денежные средства, размещенные в виде гарантии	-	465	-	1'098
Денежные средства и их эквиваленты	-	35'193	-	41'318
Прочие	9	29	7	2
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Займы выданные	128'839	-	83'113	-
Производные товарные инструменты	1'547	2'927	1'871	2'758
Итого	152'380	86'817	96'020	87'875
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизируемой стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	194'726	90'191	204'699	39'361
Краткосрочные заемные средства	-	8'488	-	1'619
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	33'060	2'194	23'294
Задолженность по выплате дивидендов	-	19'939	-	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	517	1'299	192	1'831
Итого	195'243	152'977	207'085	66'105

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

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

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

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

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

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

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

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

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 30 сентября 2015 г.		На 31 декабря 2014 г.	
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	4'474		4'629	
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(1'816)		(2'023)	

<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Операционный доход				
от торговли природным газом за рубежом	2	762	387	994
Изменение справедливой стоимости	176	(715)	(689)	415

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

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014
Увеличение на 10%	(836)	(207)
Снижение на 10%	836	207

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

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

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

	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014
На 1 января	88'726	46'718
Предоставленные займы	34'262	25'443
Погашение займов	(1'160)	(12'045)
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение вложений Группы в совместные предприятия (см. Примечание 6)	(5'031)	(4'316)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	6'569	2'379
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы	19'901	10'436
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	(2'722)	-
На 30 сентября	140'545	68'615

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

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014
Увеличение на 1%	(8'064)	(3'867)
Снижение на 1%	8'680	4'196

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

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

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

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

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

(а) Риск колебания курсов иностранных валют

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

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

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

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

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

<i>На 30 сентября 2015 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
<i>Финансовые активы</i>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	9'748	81'940	46'899	-	138'587
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1'191	9'292	1'724	30	12'237
Производные товарные инструменты	-	-	1'547	-	1'547
Прочие	-	-	-	9	9
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	19'036	18'957	3'510	793	42'296
Краткосрочные займы выданные	5'907	-	-	-	5'907
Производные товарные инструменты	-	-	2'927	-	2'927
Денежные средства, размещенные в виде гарантии (классифицированные как прочие текущие активы)	-	-	465	-	465
Денежные средства и их эквиваленты	6'250	13'690	14'728	525	35'193
Прочие	-	-	29	-	29
<i>Финансовые обязательства</i>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(32'485)	(162'241)	-	-	(194'726)
Производные товарные инструменты	-	-	(517)	-	(517)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(19'998)	(70'193)	-	-	(90'191)
Краткосрочные заемные средства	-	-	(8'488)	-	(8'488)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(23'168)	(6'703)	(3'045)	(144)	(33'060)
Задолженность по выплате дивидендов	(19'939)	-	-	-	(19'939)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'299)	-	(1'299)
Подверженность риску (нетто)	(53'458)	(115'258)	58'480	1'213	(109'023)

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

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

<i>На 31 декабря 2014 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
<i>Финансовые активы</i>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	5'254	66'835	16'278	-	88'367
Торговая и прочая дебиторская задолженность	578	4'938	234	25	5'775
Производные товарные инструменты	-	-	1'871	-	1'871
Прочие	-	-	-	7	7
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	19'273	11'884	2'782	653	34'592
Краткосрочные займы выданные	8'107	-	-	-	8'107
Производные товарные инструменты	-	-	2'758	-	2'758
Денежные средства, размещенные в виде гарантии (классифицированные как прочие текущие активы)	-	-	1'098	-	1'098
Денежные средства и их эквиваленты	14'854	11'663	14'191	610	41'318
Прочие	-	2	-	-	2
<i>Финансовые обязательства</i>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(13'956)	(190'743)	-	-	(204'699)
Производные товарные инструменты	-	-	(192)	-	(192)
Прочие	-	(2'194)	-	-	(2'194)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(19'991)	(19'370)	-	-	(39'361)
Краткосрочные заемные средства	(1'619)	-	-	-	(1'619)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(13'005)	(7'021)	(3'159)	(109)	(23'294)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'831)	-	(1'831)
Подверженность риску (нетто)	(505)	(124'006)	34'030	1'186	(89'295)

(b) Риск колебания цен на товары

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

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

С 1 января 2014 г. по 30 июня 2015 г. регулируемые цены на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке (кроме населения), не изменялись. С 1 июля 2015 г. цены на природный газ были увеличены в среднем на 7,5%.

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

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

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

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

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

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

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

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

Группа подвержена риску колебания процентных ставок на финансовые обязательства с переменными процентными ставками. Для того, чтобы снизить данный риск, казначейское подразделение Группы производит периодический анализ существующих на рынке процентных ставок, и в зависимости от результатов анализа руководство принимает решения, какой из доступных способов финансирования наиболее выгоден – с переменной или фиксированной процентной ставкой. В случаях, когда происходит значительное изменение текущей рыночной фиксированной или переменной процентной ставки, руководство рассматривает возможность рефинансирования определенного долга по более выгодной процентной ставке.

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

Изменение процентных ставок влияет в основном на заемные средства, изменяя либо их справедливую стоимость (заемные средства с фиксированной процентной ставкой), либо будущие потоки денежных средств (заемные средства с переменной процентной ставкой). Руководство не имеет установленной формальной политики по определению того, насколько сильно Группа может быть подвержена влиянию рисков фиксированных или переменных процентных ставок. Однако в процессе привлечения новых заимствований руководство принимает решение, какая ставка – фиксированная или переменная – будет более выгодна в течение ожидаемого периода привлечения средств до их погашения, основываясь на своем профессиональном суждении.

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 30 сентября 2015 г.		На 31 декабря 2014 г.	
	млн рублей	Доля	млн рублей	Доля
С фиксированной ставкой	191'104	65%	161'741	66%
С переменной ставкой	102'301	35%	83'938	34%
Итого заемные средства	293'405	100%	245'679	100%

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Группа готовит различные финансовые планы (ежемесячные, квартальные и годовые), которые дают уверенность в наличии достаточного объема денежных средств для оплаты операционных расходов, финансовых обязательств и инвестиционной деятельности на период 30 дней и более. Группа использует различные краткосрочные кредитные линии. Кредитные линии и банковские овердрафты могут использоваться Группой для удовлетворения краткосрочных потребностей в финансировании. Для обеспечения потребностей в денежных средствах на более постоянной основе Группа обычно привлекает долгосрочные кредиты на доступных международных и внутренних рынках.

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

<i>На 30 сентября 2015 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> ^(*)	68'219	14'000	-	109'291	191'510
<i>Проценты</i>	8'749	6'315	17'317	8'744	41'125
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i> ^(*)	30'571	30'571	41'441	-	102'583
<i>Проценты</i>	1'540	888	242	-	2'670
Торговая и прочая кредиторская задолженность	33'060	-	-	-	33'060
Задолженность по выплате дивидендов	19'939	-	-	-	19'939
Итого финансовые обязательства	162'078	51'774	59'000	118'035	390'887

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

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

<i>На 31 декабря 2014 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма (*)</i>	21'619	33'755	14'000	92'826	162'200
<i>Проценты</i>	9'451	6'886	15'251	11'086	42'674
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма (*)</i>	19'474	25'965	38'948	-	84'387
<i>Проценты</i>	1'577	1'120	689	-	3'386
Торговая и прочая кредиторская задолженность	23'294	2'194	-	-	25'488
Итого финансовые обязательства	75'415	69'920	68'888	103'912	318'135

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

По состоянию на 30 сентября 2015 г. и 31 декабря 2014 г. величина финансовой гарантии, выданной Группой в пользу банка по обязательствам совместного предприятия Группы ООО «Ямал развитие», составляла 400 млн долл. США на обе даты. После отчетной даты, в октябре 2015 года «Ямал развитие» погасил свои обязательства.

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

<i>На 30 сентября 2015 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Приток денежных средств	38'553	31'755	73'638	49'902	193'848
Отток денежных средств	(36'816)	(31'264)	(73'295)	(49'804)	(191'179)
Чистые денежные потоки	1'737	491	343	98	2'669
<i>На 31 декабря 2014 г.</i>					
Приток денежных средств	41'577	30'184	80'972	72'787	225'520
Отток денежных средств	(40'611)	(29'120)	(80'628)	(72'388)	(222'747)
Чистые денежные потоки	966	1'064	344	399	2'773

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

По состоянию на 31 декабря 2014 г. Группе были присвоены кредитные рейтинги инвестиционного уровня: Baa3 (прогноз стабильный) согласно Moody's Investors Service, BBB- (прогноз стабильный) агентством Fitch Ratings, а также кредитный рейтинг BBB- (прогноз негативный) согласно Standard & Poor's. В феврале 2015 года вслед за снижением суверенного кредитного рейтинга Российской Федерации агентствами Standard & Poor's и Moody's Investors Service, кредитный рейтинг Группы также был снижен до неинвестиционного уровня BB+ (прогноз негативный) и Ba1 (прогноз негативный) соответственно. Кроме того, в январе 2015 года агентство Fitch Ratings изменило прогноз по кредитному рейтингу Группы инвестиционного уровня BBB- со стабильного на негативный. После отчетной даты, в октябре 2015 года агентство Fitch Ratings подтвердило кредитный рейтинг Группы на инвестиционном уровне BBB- с негативным прогнозом. В целях поддержания кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа управляет своей ликвидностью на общекорпоративной основе с целью поддержания адекватного уровня финансирования, достаточного для удовлетворения операционных потребностей Группы. Все заемные средства, необходимые для финансирования 100%-ных дочерних обществ «НОВАТЭКа», привлекаются из внешних источников на уровне материнской компании, а финансирование компаний Группы происходит посредством предоставления внутригрупповых займов либо дополнительных вкладов в уставный капитал.

Исторически, Группа имела формализованную политику по выплате дивидендов, устанавливающую минимальный уровень выплаты дивидендов в размере 30% от неконсолидированной чистой прибыли материнской компании, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. Однако, в апреле 2014 года Совет директоров ОАО «НОВАТЭК» утвердил новую политику по выплате дивидендов, устанавливающую уровень выплаты дивидендов в размере не менее 30% от консолидированной чистой прибыли Группы, рассчитанной в соответствии с МСФО, скорректированной на единовременные прибыли (убытки). Размер дивидендов за конкретный год определяется, принимая во внимание будущие доходы, потребности в капитальных затратах, будущие возможности бизнеса и существующее финансовое положение Группы. Совет директоров рекомендует произвести выплату дивидендов, а собрание акционеров ОАО «НОВАТЭК» одобряет выплату.

Группа определяет термин «капитал» как капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», плюс чистый долг (общая сумма задолженности по займам минус денежные средства и их эквиваленты). В течение девяти месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 30 сентября 2015 г. и 31 декабря 2014 г. капитал Группы составлял 669'535 млн и 589'116 млн рублей соответственно.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

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

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

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

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

Договорные обязательства по капитальным вложениям. По состоянию на 30 сентября 2015 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 23,1 млрд рублей (на 31 декабря 2014 г.: 27,8 млрд рублей) преимущественно на разработку и обустройство Ярудейского (до конца 2017 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2018 года), Юрхаровского (до конца 2018 года), Салмановского (Утреннего) (до конца 2017 года), Северо-Русского (до конца 2017 года), Ханчейского (до конца 2016 года), Северо-Ханчейского и Хадьрьяхинского (до конца 2015 года) месторождений.

Нефинансовые гарантии. Общая величина нефинансовых гарантий, относящаяся к Проекту «Ямал СПГ», выданных Группой ряду третьих лиц (Министерству Финансов Российской Федерации, подрядчикам по строительству СПГ-завода, судовладельцам СПГ-танкеров, владельцам СПГ-терминалов и иностранным банкам) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества с различными сроками действия, зависящими от даты начала предоставления проектного финансирования, загрузки определенного количества СПГ-танкеров и других событий, связанных с началом коммерческого производства СПГ, составила 2'908 млн долл. США и 103 млн евро по состоянию на 30 сентября 2015 г. и 1'703 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2014 г. Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по указанным договорам нефинансовых гарантий, не является вероятным, соответственно резерв под эти обязательства в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности создан не был.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

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

23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

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

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Операции				
ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:				
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(20'239)	(5'028)	(54'396)	(9'145)
Прочая выручка	34	22	93	66
ЗАО «Тернефтегаз»:				
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(3'227)	-	(4'640)	-
Доходы в виде процентов по займам выданным	68	42	195	149
Прочая выручка	18	8	66	34
ОАО «Ямал СПГ»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	2'412	956	6'374	2'230
Прочая выручка	62	20	201	74
ЗАО «Нортгаз»:				
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(4'685)	(4'642)	(15'005)	(13'180)
ООО «Ямал развитие»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	406	182	1'122	305

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

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

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

На 30 сентября 2015 г. На 31 декабря 2014 г.

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

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 8'384 1'819

ЗАО «Тернефтегаз»:

Долгосрочные займы выданные 4'034 4'288

Дебиторская задолженность по
процентам по долгосрочным займам выданным 690 441

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 1'431 -

ОАО «Ямал СПГ»:

Долгосрочные займы выданные 124'805 78'825

Дебиторская задолженность по
процентам по долгосрочным займам выданным 11'016 5'171**ЗАО «Нортгаз»:**

Дивиденды к получению - 1'850

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 1'954 2'165

ООО «Ямал развитие»:

Долгосрочные займы выданные 9'748 5'254

Дебиторская задолженность по
процентам по долгосрочным займам выданным 1'419 608

Текущая часть долгосрочных займов выданных 5'907 8'107

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

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

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Связанные стороны – компании под контролем / совместным контролем ключевого руководящего персонала</i>	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Операции				
ПАО «Первобанк»:				
Доходы в виде процентов	96	70	406	156
ПАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:				
Реализация природного газа и жидких углеводородов	5'317	2'660	11'632	6'420
Прочая выручка	-	304	6	439
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(4'329)	(4'461)	(10'949)	(11'894)
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(869)	(799)	(2'865)	(1'318)
Материалы, услуги и прочие расходы	(450)	(262)	(1'317)	(543)
ООО «Трансойл»:				
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(2'443)	(984)	(6'390)	(2'839)
Gunvor Group Ltd (под совместным контролем до марта 2014 года):				
Реализация жидких углеводородов	-	-	-	2'023
Транспортировка жидких углеводородов (услуги по перевалке)	-	-	-	(266)
ООО «Нова»:				
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(256)	(492)	(2'267)	(3'392)
Материалы, услуги и прочие расходы	(20)	(2)	(69)	(17)
<hr/>				
<i>Связанные стороны – компании под контролем / совместным контролем ключевого руководящего персонала</i>			На 30 сентября 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Сальдо по расчетам				
ПАО «Первобанк»:				
Денежные средства и их эквиваленты			3'280	9'365
ПАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:				
Торговая и прочая дебиторская задолженность			1'704	940
Предоплаты и прочие текущие активы			147	184
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			341	201
ООО «Трансойл»:				
Предоплаты и прочие текущие активы			442	397
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			344	67
ООО «Нова»:				
Авансы, выданные на строительство			177	341
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			400	360

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

23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>Связанные стороны – ключевой руководящий персонал</i>	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2015	2014	2015	2014
Совет директоров	23	19	120	87
Правление	507	329	1'857	1'521
Итого выплаты	530	348	1'977	1'608

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 период с 24 апреля по 25 сентября 2015 г. – восемь человек). С марта 2015 года в состав Правления входят девять человек (ранее – восемь человек).

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

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

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

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

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>За три месяца, закончившихся 30 сентября 2015 г.</i>	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой отчетности
Внешняя реализация		117'188	117'188	179	117'367
Операционные расходы	<i>б, г</i>	(86'771)	(86'771)	1'675	(85'096)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>г</i>	976	976	171	1'147
Расходы в виде процентов	<i>в, г</i>	(2'157)	(2'157)	110	(2'047)
Доходы в виде процентов	<i>г</i>	2'613	2'613	569	3'182
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>а</i>	-	-	(5'018)	(5'018)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>в</i>	(2'549)	(2'549)	258	(2'291)
Результаты по сегменту		29'300	29'300	(2'056)	27'244
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(34'713)
Прибыль до налога на прибыль					(7'469)
Износ, истощение и амортизация	<i>б</i>	5'997	5'997	(1'114)	4'883
Капитальные затраты	<i>в</i>	13'692	13'692	842	14'534

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления убытка в размере 5'018 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует сторнирования операционных расходов в размере 1'289 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 842 млн рублей для целей МСФО; и
- прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, вознаграждениям работникам, по сомнительным долгам, расходов на геологоразведку, оценкой остатков товарно-материальных запасов, производных товарных инструментов, признанием эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов и эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов.

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

За три месяца, закончившихся 30 сентября 2014 г.	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой отчетности
Внешняя реализация		84'736	84'736	(3)	84'733
Операционные расходы	<i>б, в, д, е</i>	(58'505)	(58'505)	2'635	(55'870)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>з</i>	1'077	1'077	(977)	100
Расходы в виде процентов	<i>а, е</i>	(1'660)	(1'660)	386	(1'274)
Доходы в виде процентов	<i>е</i>	1'057	1'057	297	1'354
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>а</i>	(6'418)	(6'418)	319	(6'099)
Результаты по сегменту		20'287	20'287	2'657	22'944
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(11'777)
Прибыль до налога на прибыль					11'167
Износ, истощение и амортизация	<i>б</i>	5'439	5'439	(1'123)	4'316
Капитальные затраты	<i>а</i>	16'023	16'023	1'241	17'264

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- а. различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 1'241 млн рублей для целей МСФО;
- б. различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует сторнирования операционных расходов в размере 1'085 млн рублей для целей МСФО;
- в. различием в методологии признания расходов на геологоразведку по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 944 млн рублей для целей МСФО;
- г. различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного сторнирования прочей операционной прибыли в размере 902 млн рублей для целей МСФО;
- д. различием в методологии признания расходов, относящихся к вознаграждениям работникам (включая пенсионные обязательства, дисконтирование займов, выданных работникам, и начисление премий), по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования расходов по вознаграждениям работников в размере 707 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО; и

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- е. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, по сомнительным долгам, оценкой остатков товарно-материальных запасов, признанием эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов и эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов.

Информация по сегментам за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 г., представлена ниже:

<i>За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 г.</i>	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой отчетности
Внешняя реализация		343'125	343'125	228	343'353
Операционные расходы	<i>б, е</i>	(242'033)	(242'033)	3'500	(238'533)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>д, е</i>	1'321	1'321	(531)	790
Расходы в виде процентов	<i>а, е</i>	(5'864)	(5'864)	(104)	(5'968)
Доходы в виде процентов	<i>з</i>	7'046	7'046	1'991	9'037
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>в</i>	-	-	(2'722)	(2'722)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>а</i>	(11'882)	(11'882)	245	(11'637)
Результаты по сегменту		91'713	91'713	2'607	94'320
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(17'435)
Прибыль до налога на прибыль					76'885
Износ, истощение и амортизация	<i>б</i>	17'556	17'556	(3'477)	14'079
Капитальные затраты	<i>а</i>	40'473	40'473	3'807	44'280

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- а. различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 3'807 млн рублей для целей МСФО;
- б. различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует сторнирования операционных расходов в размере 3'633 млн рублей для целей МСФО;
- в. различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления убытка в размере 2'722 млн рублей для целей МСФО;

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- г. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 2'006 млн рублей для целей МСФО;
- д. различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного сторнирования прочей операционной прибыли в размере 689 млн рублей для целей МСФО; и
- е. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, вознаграждениям работникам, по сомнительным долгам, расходов на геологоразведку, оценкой остатков товарно-материальных запасов, признанием эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов.

Информация по сегментам за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 г., представлена ниже:

<i>За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 г.</i>	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной финансовой отчетности
Внешняя реализация		261'800	261'800	(21)	261'779
Операционные расходы	<i>б, в, г, д</i>	(172'006)	(172'006)	6'591	(165'415)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>д</i>	3'572	3'572	901	4'473
Расходы в виде процентов	<i>а, д</i>	(5'324)	(5'324)	1'267	(4'057)
Доходы в виде процентов	<i>д</i>	2'439	2'439	707	3'146
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>а</i>	(9'162)	(9'162)	542	(8'620)
Результаты по сегменту		81'319	81'319	9'987	91'306
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(9'731)
Прибыль до налога на прибыль					81'575
Износ, истощение и амортизация	<i>б</i>	16'170	16'170	(3'631)	12'539
Капитальные затраты	<i>а</i>	44'651	44'651	5'831	50'482

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- а. различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 5'831 млн рублей для целей МСФО;
- б. различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует сторнирования операционных расходов в размере 3'610 млн рублей для целей МСФО;

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- в. различием в методологии признания расходов, относящихся к вознаграждениям работникам (включая пенсионные обязательства, дисконтирование займов, выданных работникам, и начисление премий), по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования расходов по вознаграждениям работников в размере 1'482 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;
- г. различием в методологии признания расходов на геологоразведку по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 1'370 млн рублей для целей МСФО; и
- д. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, по сомнительным долгам, оценкой остатков товарно-материальных запасов, производных товарных инструментов, признанием эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов и эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов.

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

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

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

<i>За три месяца, закончившихся 30 сентября 2015 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нафта	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводород- ный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	53'425	5'172	461	5'892	1'938	66'888
Европейский Союз	-	15'330	16'853	3'445	2'353	37'981
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	22'936	-	-	-	22'936
Северная Америка	-	2'970	-	-	-	2'970
Прочие	-	1'712	646	-	-	2'358
Минус: экспортные пошлины	-	(12'914)	(3'189)	-	(818)	(16'921)
Итого за пределами России	-	30'034	14'310	3'445	1'535	49'324
Итого	53'425	35'206	14'771	9'337	3'473	116'212

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>За три месяца, закончившихся 30 сентября 2014 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	52'608	865	113	3'314	1'965	58'865
Европейский Союз	-	3'393	8'648	4'148	2'165	18'354
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	13'721	-	-	-	13'721
Северная Америка	-	6'866	-	-	-	6'866
Минус: экспортные пошлины	-	(9'140)	(2'660)	(785)	(1'131)	(13'716)
Итого за пределами России	-	14'840	5'988	3'363	1'034	25'225
Итого	52'608	15'705	6'101	6'677	2'999	84'090

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

<i>За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	157'580	13'680	1'757	12'780	6'299	192'096
Европейский Союз	-	39'134	51'939	9'362	6'655	107'090
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	68'112	-	-	-	68'112
Северная Америка	-	7'640	-	-	-	7'640
Прочие	-	1'712	2'362	322	423	4'819
Минус: экспортные пошлины	-	(27'764)	(8'340)	(289)	(2'354)	(38'747)
Итого за пределами России	-	88'834	45'961	9'395	4'724	148'914
Итого	157'580	102'514	47'718	22'175	11'023	341'010

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

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

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	165'168	1'916	292	8'395	5'533	181'304
Европейский Союз	-	14'427	20'608	11'825	6'007	52'867
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	52'508	-	-	-	52'508
Северная Америка	-	12'141	-	-	-	12'141
Прочие	-	1'933	413	-	-	2'346
Минус: экспортные пошлины	-	(29'166)	(6'121)	(2'324)	(3'051)	(40'662)
Итого за пределами России	-	51'843	14'900	9'501	2'956	79'200
Итого	165'168	53'759	15'192	17'896	8'489	260'504

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 девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 г., у Группы было два крупнейших покупателя продукции, по которым отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 12% и 10% (42,0 млрд и 35,4 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 г., у Группы было два крупнейших покупателя продукции, по которым отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 15% и 10% (42,1 млрд и 28,4 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Все крупнейшие покупатели продукции Группы находятся на территории Российской Федерации.

25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Нижеследующие новые и пересмотренные стандарты и интерпретации начали применяться Группой с 1 января 2015 г.:

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

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

25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

МСФО (IFRS) 15 «*Выручка по договорам с покупателями*» (выпущен 28 мая 2014 г. и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2018 г. или после этой даты). Новый стандарт вводит основополагающий принцип, при котором выручка должна быть признана в момент передачи товаров или услуг заказчику по цене сделки. Любые скидки от контрактной цены должны быть отнесены к отдельным элементам. Если вознаграждение по какой-либо причине варьируется, то минимальные суммы должны быть признаны, если они не подвержены существенным рискам измениться в обратную сторону. Расходы, понесенные для обеспечения контрактов с покупателями, должны быть капитализированы и амортизированы в течение всего срока получения выгод от контракта. Группа рассматривает влияние требований стандарта на Группу и сроки его применения.

МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты: Классификация и оценка*» (выпущен в июле 2014 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2018 г. или после этой даты). Стандарт отображает все фазы проекта по финансовым инструментам и заменяет все предыдущие версии МСФО (IFRS) 9. Стандарт вводит новые требования для классификации и оценки, обесценения и хеджирования. Группа рассматривает влияние требований стандарта на Группу и сроки его применения.

Изменения к МСФО (IFRS) 10 «*Консолидированная финансовая отчетность*» и МСФО (IAS) 28 «*Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия*» (выпущены 11 сентября 2014 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2016 г. или после этой даты). Данные изменения обращают внимание на противоречия между требованиями в МСФО (IFRS) 10 и в МСФО (IAS) 28 в части продажи или передачи активов между инвестором и его ассоциированным или совместным предприятием. Изменения предписывают, что прибыль или убыток должны быть признаны полностью, если сделка являлась продажей бизнеса. Частичная прибыль или убыток должны быть признаны, когда сделка затрагивает активы, которые не являются бизнесом, даже если этими активами владеет дочернее общество. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния изменений к стандартам на раскрытия в своей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

Изменения к МСФО (IAS) 1 «*Представление финансовой отчетности*» (выпущены в декабре 2014 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2016 г. или после этой даты). Стандарт был изменен, чтобы пояснить понятие существенности, и объясняет, что компания не должна раскрывать информацию, предусмотренную МСФО, если такая информация не является существенной, даже в тех случаях, когда она включена в перечень обязательной для раскрытия согласно МСФО или описывает их в части минимальных требований. Стандарт также предоставляет новое руководство по промежуточным суммам в финансовой отчетности. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния изменений к стандарту на раскрытия в своей консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК»

Контактная информация

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

Юридический адрес Группы:

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

Московский офис Группы:

119415 Российская Федерация
г. Москва
Улица Удальцова, 2

Телефон: 7 (495) 730-60-00

Факс: 7 (495) 721-22-53

www.novatek.ru