

ПАО «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 2016 г.**

Отчет об обзорной проверке консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности	3
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о финансовом положении (не прошедший аудит)	4
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о прибылях и убытках (не прошедший аудит)	5
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о совокупном доходе (не прошедший аудит)	6
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о движении денежных средств (не прошедший аудит)	7
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет об изменениях в капитале (не прошедший аудит)	9
Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности (не прошедшей аудит):	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности	11
Прим. 2. Основные принципы составления	12
Прим. 3. Основные принципы учетной политики	13
Прим. 4. Приобретения и выбытия	13
Прим. 5. Основные средства	15
Прим. 6. Инвестиции в совместные предприятия	16
Прим. 7. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	19
Прим. 8. Прочие долгосрочные активы	20
Прим. 9. Торговая и прочая дебиторская задолженность	20
Прим. 10. Предоплаты и прочие текущие активы	21
Прим. 11. Долгосрочные заемные средства	21
Прим. 12. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	23
Прим. 13. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	23
Прим. 14. Акционерный капитал	24
Прим. 15. Выручка от реализации нефти и газа	25
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	27
Прим. 22. Условные и договорные обязательства	37
Прим. 23. Операции со связанными сторонами	40
Прим. 24. Информация по сегментам	42
Прим. 25. Новые или пересмотренные стандарты	50
Контактная информация	51



Отчет об обзорной проверке промежуточной финансовой отчетности

Акционерам и Совету директоров ПАО «НОВАТЭК»

Вступление

Мы провели обзорную проверку прилагаемого консолидированного промежуточного сокращенного отчета о финансовом положении ПАО «НОВАТЭК» и его дочерних организаций (далее - «Группа») по состоянию на 30 сентября 2016 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 о движении денежных средств и изменениях капитала 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». Наша ответственность заключается в предоставлении вывода о данной консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности на основании 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, выполняемая независимым аудитором организации». 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 аудиторское заключение.

Вывод

По итогам проведенной обзорной проверки наше внимание не привлекли никакие факты, которые дали бы нам основания полагать, что прилагаемая консолидированная промежуточная сокращенная финансовая отчетность не была подготовлена во всех существенных отношениях в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность».

25 октября 2016 года
Москва, Российская Федерация

ПАО «НОВАТЭК»

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

Прим. На 30 сентября 2016 г. На 31 декабря 2015 г.

АКТИВЫ

Долгосрочные активы

Основные средства	5	329'870	331'712
Инвестиции в совместные предприятия	6	220'388	154'725
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	7	223'991	230'799
Прочие долгосрочные активы	8	30'053	34'316

Итого долгосрочные активы **804'302** **751'552**

Текущие активы

Товарно-материальные запасы		8'099	8'226
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		4'270	84
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	43'228	37'564
Предоплаты и прочие текущие активы	10	35'507	45'424
Денежные средства и их эквиваленты		27'455	29'187

Итого текущие активы **118'559** **120'485**

Активы, предназначенные для продажи **4** **-** **7'987**

Итого активы **922'861** **880'024**

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ

Долгосрочные обязательства

Долгосрочные заемные средства	11	183'499	252'050
Обязательства по отложенному налогу на прибыль		24'407	23'706
Обязательства по ликвидации активов		7'178	4'149
Прочие долгосрочные обязательства		2'952	2'273

Итого долгосрочные обязательства **218'036** **282'178**

Текущие обязательства

Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	12	44'368	106'655
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13	52'470	48'535
Задолженность по текущему налогу на прибыль		1'111	3'165
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		11'913	11'320

Итого текущие обязательства **109'862** **169'675**

Итого обязательства **327'898** **451'853**

Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»

Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(6'877)	(5'997)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		(2'190)	(5'092)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		559'125	399'861

**Итого капитал, относящийся
к акционерам ПАО «НОВАТЭК»** **14** **587'365** **426'079**

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ **7'598** **2'092**

Итого капитал **594'963** **428'171**

Итого обязательства и капитал **922'861** **880'024**

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

Л. Михельсон
Председатель Правления

М. Джетвэй
Финансовый директор

25 октября 2016 года

ПАО «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:	
		2016	2015	2016	2015
Выручка от реализации					
Выручка от реализации нефти и газа	15	125'767	116'212	390'441	341'010
Прочая выручка		716	1'155	2'781	2'343
Итого выручка от реализации		126'483	117'367	393'222	343'353
Операционные расходы					
Транспортные расходы	16	(30'929)	(32'546)	(98'081)	(93'309)
Покупка природного газа и жидких углеводородов	17	(32'229)	(32'892)	(93'949)	(86'207)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(10'872)	(9'054)	(32'862)	(27'087)
Износ, истощение и амортизация		(10'233)	(4'883)	(26'429)	(14'079)
Материалы, услуги и прочие расходы		(5'010)	(3'626)	(13'751)	(10'096)
Общехозяйственные и управленческие расходы		(3'817)	(2'930)	(13'599)	(10'950)
Расходы на геологоразведку		(906)	(439)	(1'050)	(479)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто		6	16	(107)	248
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		532	1'258	(808)	3'426
Итого операционные расходы		(93'458)	(85'096)	(280'636)	(238'533)
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	4	-	989	73'072	989
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто		707	158	(53)	(199)
Прибыль от операционной деятельности		33'732	33'418	185'605	105'610
Доходы (расходы) от финансовой деятельности					
Расходы в виде процентов	19	(2'684)	(2'047)	(9'023)	(5'968)
Доходы в виде процентов	19	4'489	3'182	14'353	9'037
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	21	(267)	(5'018)	6'765	(2'722)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	19	(437)	(2'291)	(10'004)	(11'637)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		1'101	(6'174)	2'091	(11'290)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	9'401	(34'713)	52'405	(17'435)
Прибыль (убыток) до налога на прибыль		44'234	(7'469)	240'101	76'885
Расходы по налогу на прибыль					
Расходы по текущему налогу на прибыль		(6'894)	(4'346)	(28'462)	(16'180)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		610	(596)	(7'788)	(1'102)
Итого расходы по налогу на прибыль	20	(6'284)	(4'942)	(36'250)	(17'282)
Прибыль (убыток)		37'950	(12'411)	203'851	59'603
Прибыль (убыток), относящиеся к:					
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		1'456	5	5'506	(976)
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		36'494	(12'416)	198'345	60'579
Прибыль (убыток) на акцию базовая и разводненная (в рублях)		12,09	(4,11)	65,70	20,06
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)</i>		<i>3'018,5</i>	<i>3'020,4</i>	<i>3'018,8</i>	<i>3'020,4</i>

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

ПАО «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:	
	2016	2015	2016	2015
Прибыль (убыток)	37'950	(12'411)	203'851	59'603
Прочий совокупный доход (расход), который не будет впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков):				
Переоценка обязательств по пенсионной программе	(79)	14	(247)	(273)
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	(385)	(3'878)	2'902	(2'966)
Прочий совокупный доход (расход)	(464)	(3'864)	2'655	(3'239)
Итого совокупный доход (расход)	37'486	(16'275)	206'506	56'364
Итого совокупный доход (расход), относящийся к:				
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ	1'456	5	5'506	(976)
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»	36'030	(16'280)	201'000	57'340

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

ПАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
		2016	2015
Прибыль до налога на прибыль		240'101	76'885
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		26'429	14'079
Признание (сторнирование)			
расходов по обесценению активов, нетто		107	(248)
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		10'004	11'637
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		(73'072)	(976)
Расходы в виде процентов		9'023	5'968
Доходы в виде процентов		(14'353)	(9'037)
Доля в убытке (прибыли) совместных			
предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(52'405)	17'435
Эффект от изменения справедливой			
стоимости нетоварных финансовых инструментов		(6'765)	2'722
Переоценка производных			
товарных инструментов через убытки (прибыли)		1'863	689
Увеличение долгосрочных авансов выданных		(4'286)	(9'283)
Прочие корректировки		202	183
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской			
задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(2'092)	(16'922)
Уменьшение (увеличение) остатков			
товарно-материальных запасов		653	(3'483)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности			
и начисленных обязательств без учета задолженности			
по выплате процентов и дивидендов		3'597	7'631
Увеличение (уменьшение) задолженности			
по налогам, кроме налога на прибыль		539	1'288
Итого изменения оборотного капитала		2'697	(11'486)
Дивиденды полученные от совместных предприятий		-	1'850
Проценты полученные		1'687	1'302
Налог на прибыль уплаченный без учета фактических платежей,			
относящихся к выбытию долей в совместных предприятиях		(24'724)	(14'784)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		116'508	86'936
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(19'082)	(31'487)
Платежи за лицензии на право пользования недрами		(1'424)	-
Приобретение материалов для строительства		(546)	(1'335)
Платежи за приобретение дочерних обществ			
за вычетом приобретенных денежных средств		(2'935)	(3'630)
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	6	(19'565)	-
Поступления от выбытия			
долей владения в совместных предприятиях	4	84'978	-
Расходы по продаже			
долей владения в совместных предприятиях	4	(2'634)	-
Фактический налог на прибыль, уплаченный			
в связи с выбытием долей в совместных предприятиях		(9'932)	-
Проценты уплаченные и капитализированные		(4'297)	(4'158)
Комиссии по гарантиям уплаченные		(723)	-
Предоставление займов совместным предприятиям	7	(6'645)	(38'756)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	7	76	1'160
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) инвестиционной деятельности		17'271	(78'206)

ПАО «НОВАТЭК»

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

		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
		2016	2015
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		-	16'130
Погашение долгосрочных заемных средств		(73'861)	(14'254)
Погашение краткосрочных заемных средств			
со сроком погашения более трех месяцев		(21'191)	-
Увеличение (уменьшение) краткосрочных заемных средств			
со сроком погашения не более трех месяцев, нетто		(3'912)	6'991
Проценты уплаченные		(9'018)	(5'492)
Дивиденды выплаченные	14	(20'831)	(15'702)
Приобретение собственных акций	14	(880)	(65)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(129'693)	(12'392)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты		(5'818)	(2'463)
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто		(1'732)	(6'125)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		29'187	41'318
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		27'455	35'193

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

ПАО «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 ПАО «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.

ПАО «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 2016 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 ПАО «НОВАТЭК»</i>	<i>Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ</i>	<i>Итого капитал</i>
Сальдо на 1 января 2016 г.	3'019,1	393	(5'997)	31'297	(5'092)	5'617	399'861	426'079	2'092	428'171
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	2'902	-	-	2'902	-	2'902
Переоценка обязательств по пенсионной программе	-	-	-	-	-	-	(247)	(247)	-	(247)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	198'345	198'345	5'506	203'851
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	2'902	-	198'098	201'000	5'506	206'506
Дивиденды (см. Примечание 14)	-	-	-	-	-	-	(41'653)	(41'653)	-	(41'653)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	2'819	2'819	-	2'819
Покупка собственных акций (см. Примечание 14)	(1,4)	-	(880)	-	-	-	-	(880)	-	(880)
Сальдо на 30 сентября 2016 г.	3'017,7	393	(6'877)	31'297	(2'190)	5'617	559'125	587'365	7'598	594'963

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

1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

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

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

В сентябре 2016 года Группа и «Eni S.p.A.» (далее именуемые «Концессионеры») через свои 100%-ные дочерние общества «NOVATEK Montenegro B.V.» и «Eni Montenegro B.V.» заключили концессионное соглашение с Правительством Черногории на разведку и добычу углеводородов на четырех шельфовых блоках, расположенных в Адриатическом море (далее – «Концессионное соглашение»). Концессионное соглашение предусматривает обязательство Концессионеров по совместной реализации установленной программы работ на стадии геологоразведки в течение семи лет (см. Примечание 22). При этом доля участия каждого Концессионера составляет 50%. Группа определила, что Концессионное соглашение является соглашением о совместной деятельности и классифицирует его в качестве совместной операции в соответствии с МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность».

12 октября 2016 г. была зарегистрирована новая редакция Устава «НОВАТЭКа», в соответствии с которой фирменное наименование Компании изменено на ПАО «НОВАТЭК» (прежнее наименование – ОАО «НОВАТЭК»). Наименование Компании было изменено в соответствии с действующими положениями главы четвертой части первой Гражданского кодекса Российской Федерации.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ

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

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

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

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

Рублей за одну единицу валюты	Средний курс за три месяца, закончившихся 30 сентября:		Средний курс за девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015	2016	2015
Доллар США (USD)	64,62	62,98	68,37	59,28
Евро (EUR)	72,15	70,11	76,28	66,26
Польский злотый (PLN)	16,62	16,74	17,51	15,92

Рублей за одну единицу валюты	На 30 сентября:		На 31 декабря:	
	2016	2015	2015	2014
Доллар США (USD)	63,16	66,24	72,88	56,26
Евро (EUR)	70,88	74,58	79,70	68,34
Польский злотый (PLN)	16,50	17,55	18,79	15,94

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

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

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

Выбытие доли владения в ОАО «Ямал СПГ»

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

В марте 2016 года после выполнения отлагательных условий сделка была завершена, и Группа признала выбытие 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ». Сделка предусматривала получение денежного платежа и предоставление Группе целевого займа сроком на 15 лет на финансирование проекта «Ямал СПГ» (см. Примечание 11). При этом Группа приняла на себя обязательство осуществить вклады в капитал «Ямала СПГ» в отношении выбывшей доли на тех же условиях, которые применялись ранее при вхождении компаний «TOTAL S.A.» и «China National Petroleum Corporation» в проект.

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

	млн рублей
Денежный платеж (1'087 млн евро по обменному курсу 78,18 рублей за евро)	84'978
Корректировка займа от «Фонда Шелкового Пути» при первоначальном признании по справедливой стоимости, ранее отраженная как доход будущих периодов (см. Примечание 11)	9'173
Минус: 49,9%-ная доля в обязательстве Группы по вкладам в капитал «Ямала СПГ» ^(*) (149 млн долл. США по обменному курсу 70,15 рублей за долл. США)	(10'458)
Минус: учетная стоимость реализованной 9,9%-ной доли Группы в чистых активах, классифицированной ранее как актив, предназначенный для продажи	(7'987)
Расходы по продаже	(2'634)
Итого прибыль от выбытия доли владения до налога на прибыль	73'072

^(*) – исключена 50,1%-ная доля Группы в будущем увеличении капитала «Ямала СПГ» в результате данных вкладов.

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Выбытие доли владения в «Artic Russia» B.V.

В 2014 году «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 августе 2015 года «НОВАТЭК» внес 6,4%-ную долю владения в «Artic Russia» 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 в обозримом будущем.

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств за отчетные периоды:

<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	916	42'109	206	43'231
Ввод в эксплуатацию	16'665	(17'121)	456	-
Изменение затрат на ликвидацию активов	1'049	-	-	1'049
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
<i>За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 г.</i>				
Первоначальная стоимость	348'268	64'778	15'195	428'241
Накопленный износ, истощение и амортизация	(93'886)	-	(2'643)	(96'529)
Остаточная стоимость на 1 января 2016 г.	254'382	64'778	12'552	331'712
Поступление и приобретение	5'291	17'155	29	22'475
Ввод в эксплуатацию	38'237	(38'443)	206	-
Приобретение дочерних обществ	6	-	-	6
Изменение затрат на ликвидацию активов	2'675	-	-	2'675
Износ, истощение и амортизация	(25'729)	-	(448)	(26'177)
Выбытие, нетто	(643)	(111)	(67)	(821)
Первоначальная стоимость	393'791	43'379	15'316	452'486
Накопленный износ, истощение и амортизация	(119'572)	-	(3'044)	(122'616)
Остаточная стоимость на 30 сентября 2016 г.	274'219	43'379	12'272	329'870

В состав поступления и приобретения основных средств за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 и 2015 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 4'297 млн и 5'620 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 30 сентября 2016 г. и 31 декабря 2015 г. включены авансы на капитальное строительство и оборудование в сумме 1'197 млн и 2'719 млн рублей соответственно.

ПАО «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)

В 2016 году в результате участия в аукционах Группа приобрела лицензии на разведку и добычу углеводородов на Няхартинском и Сядорском лицензионных участках, расположенных в ЯНАО. Платежи за лицензии определены на уровне 1'461 млн рублей и были включены в состав поступления и приобретения активов, задействованных в добыче нефти и газа.

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

	На 30 сентября 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	46'903	46'343
Минус: накопленная амортизация		
стоимости доказанных запасов углеводородов	(16'466)	(15'540)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	9'594	7'874
Итого стоимость запасов углеводородов	40'031	38'677

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

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 22.

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 30 сентября 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
<i>Совместные предприятия:</i>		
ОАО «Ямал СПГ»	95'665	38'798
ЗАО «Нортгаз»	50'618	50'298
ООО «Ямал развитие»	50'486	43'551
«Artic Russia» B.V.	23'619	22'078
ЗАО «Тернефтегаз»	-	-
Итого инвестиции в совместные предприятия	220'388	154'725

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

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

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

Инвестиция Группы в «Тернефтегаз» по состоянию на 30 сентября 2016 г. и 31 декабря 2015 г. была отражена по нулевой стоимости в консолидированном отчете о финансовом положении в связи с превышением накопленного с момента приобретения убытка компании над долей участия Группы. Непризнанная доля накопленных убытков «Тернефтегаза» по состоянию на 30 сентября 2016 г. и 31 декабря 2015 г. составила 105 млн и 1'409 млн рублей соответственно.

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015
На 1 января	154'725	166'231
Доля в прибыли от операционной деятельности	22'876	23'641
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	39'750	(43'481)
Доля в расходах по налогу на прибыль	(10'221)	2'405
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	52'405	(17'435)
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 21)	836	5'031
Выбытие долей владения в совместных предприятиях	-	(11'421)
Взносы в капитал	9'802	14'922
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	2'819	4'933
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	394	-
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	(593)	1'288
На 30 сентября	220'388	163'549

В сентябре 2016 года уставный капитал «Ямал СПГ» был увеличен за счет денежного вклада в размере 19'565 млн рублей, осуществленного Группой в связи с выбытием 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ» (см. Примечание 4). 50,1%-ная доля Группы в увеличении капитала «Ямала СПГ» в размере 9'802 млн рублей была отражена в составе инвестиции в «Ямал СПГ». В результате данного вклада доля участия Группы в «Ямале СПГ» практически не изменилась.

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).

За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 и 2015 гг., Группа отразила в капитале доход в сумме 2'819 млн и 4'933 млн рублей соответственно от первоначальной переоценки стоимости непропорциональных займов, выданных «Ямалу СПГ» другими акционерами.

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

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

ПАО «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 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Долгосрочные займы выданные	201'037	214'051
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	23'010	16'190
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	464	558
Итого	224'511	230'799
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(520)	-
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	223'991	230'799

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 30 сентября 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
ОАО «Ямал СПГ»	183'935	196'533
ООО «Ямал развитие»	13'075	13'105
ЗАО «Тернефтегаз»	4'027	4'413
Итого долгосрочные займы выданные	201'037	214'051

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

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

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

ЗАО «Тернефтегаз». В соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Тернефтегазом», совместным предприятием Группы, о предоставлении займов в долларах США. Процентная ставка по займам первоначально составляла 4,52% годовых, и в июле 2016 года была снижена до 4,47% годовых. Процентная ставка может быть изменена на последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи «Тернефтегазом». График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

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

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

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

8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 30 сентября 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	571	1'511
Прочие финансовые активы	13	10
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	21'837	17'551
Отложенные налоговые активы	4'135	11'183
Материалы на строительство	1'874	2'407
Нематериальные активы, нетто	1'536	1'567
Прочие нефинансовые активы	87	87
Итого прочие долгосрочные активы	30'053	34'316

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

9 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 30 сентября 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 68 млн и 95 млн рублей на 30 сентября 2016 г. и 31 декабря 2015 г. соответственно)	41'529	35'221
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 116 млн и 18 млн рублей на 30 сентября 2016 г. и 31 декабря 2015 г. соответственно)	1'699	2'343
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	43'228	37'564

Торговая дебиторская задолженность на сумму 8'822 млн и 18'507 млн рублей по состоянию на 30 сентября 2016 г. и 31 декабря 2015 г. соответственно обеспечена аккредитивами в банках с рейтингом инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 21 в отношении раскрытия кредитных рисков).

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

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

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

10 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 30 сентября 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	2'117	5'039
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 7)	520	-
Денежные средства на специальных счетах	258	6'477
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	11'762	13'437
НДС, подлежащий возмещению	7'432	7'554
Предоплаты и авансы поставщикам	5'431	5'304
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	4'896	2'955
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	978	1'720
Предоплаты по таможенным пошлинам	948	559
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	457	2'251
Прочие нефинансовые активы	708	128
Итого предоплаты и прочие текущие активы	35'507	45'424

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 30 сентября 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Корпоративные облигации		
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	62'990	72'662
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	40'932	47'207
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'991	13'977
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	-	43'725
Банковские кредиты		
Синдицированная кредитная линия	50'896	83'861
Прочие заемные средства		
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	42'640	48'619
Прочие займы	15'124	19'268
Итого	226'573	329'319
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(43'074)	(77'269)
Итого долгосрочные заемные средства	183'499	252'050

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. Еврооблигации 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. Еврооблигации на сумму 650 млн долл. США подлежат погашению в феврале 2021 года. Еврооблигации на сумму 600 млн долл. США были полностью погашены в соответствии с графиком в феврале 2016 года.

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

Прочие займы. По состоянию на 30 сентября 2016 г. и на 31 декабря 2015 г. прочие займы представляли займы в рублях, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера. Займы подлежат погашению до конца 2017 года. В течение девяти месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 г., часть займов и начисленных процентов на сумму 6'468 млн рублей была погашена досрочно.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая их текущую часть, составила 236'154 млн и 319'191 млн рублей на 30 сентября 2016 г. и 31 декабря 2015 г. соответственно. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21). Справедливая стоимость остальных долгосрочных заемных средств была определена на основании будущих денежных потоков, дисконтированных с использованием оценочной ставки дисконтирования, скорректированной с учетом риска (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21).

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

Период погашения:	На 30 сентября 2016 г.
С 1 октября 2017 г. по 30 сентября 2018 г.	36'937
С 1 октября 2018 г. по 30 сентября 2019 г.	-
С 1 октября 2019 г. по 30 сентября 2020 г.	3'708
С 1 октября 2020 г. по 30 сентября 2021 г.	44'639
После 30 сентября 2021 г.	98'215
Итого долгосрочные заемные средства	183'499

Доступные кредитные линии. По состоянию на 30 сентября 2016 г. Группа располагала доступными долгосрочными кредитными линиями от российских банков с кредитными лимитами в размере 100 млрд рублей и эквивалента 750 млн долл. США. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

12 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

	На 30 сентября 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Заемные средства со сроком погашения свыше трех месяцев	109	21'300
Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев	1'185	8'086
Итого краткосрочные заемные средства	1'294	29'386
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	43'074	77'269
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	44'368	106'655

Заемные средства со сроком погашения свыше трех месяцев. По состоянию на 30 сентября 2016 г. и на 31 декабря 2015 г. краткосрочные заемные средства включали займы, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера, в размере 109 млн и 1'300 млн рублей соответственно. В течение девяти месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 г., часть займов и начисленных процентов на сумму 1'373 млн рублей была погашена. Оставшаяся часть в сумме 109 млн рублей была погашена после отчетной даты в октябре 2016 года.

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

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

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

13 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 30 сентября 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	22'852	23'989
Задолженность по выплате дивидендов (см. Примечание 14)	20'823	1
Проценты, подлежащие уплате	2'173	3'100
Производные товарные инструменты	923	2'355
Прочая кредиторская задолженность	243	3'401
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	2'530	4'099
Задолженность по заработной плате	314	494
Доходы будущих периодов (см. Примечание 11)	-	9'173
Прочая задолженность и начисленные обязательства	2'612	1'923
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	52'470	48'535

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

14 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

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

За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 и 2015 гг., Группа приобрела суммарно 1,4 млн и 0,1 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) на общую сумму 880 млн и 65 млн рублей соответственно. По состоянию на 30 сентября 2016 г. и 31 декабря 2015 г. на балансе Группы находилось (в форме обыкновенных акций и ГДР) 18,6 млн и 17,2 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 6'877 млн и 5'997 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участие в голосовании.

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

	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	1	1
Дивиденды объявленные (*)	41'653	35'640
Дивиденды выплаченные (*)	(20'831)	(15'702)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 30 сентября	20'823	19'939
Дивиденды на акцию, объявленные в течение периода (в рублях)	13,80	11,80
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение периода (в рублях)	138,00	118,00

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

22 апреля 2016 г. годовое Общее собрание акционеров ПАО «НОВАТЭК» одобрило выплату финальных дивидендов по результатам деятельности за 2015 год в размере 6,90 рублей на одну акцию или 69,00 рублей на ГДР на общую сумму 20'951 млн рублей (включая выкупленные собственные акции), которые были выплачены в мае и июне 2016 года.

30 сентября 2016 г. внеочередное Общее собрание акционеров ПАО «НОВАТЭК» одобрило выплату промежуточных дивидендов по результатам деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г., в размере 6,90 рублей на одну акцию или 69,00 рублей на ГДР на общую сумму 20'951 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 11 октября 2016 г.

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

15 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015	2016	2015
Природный газ	51'733	53'425	163'603	157'580
Нафта	22'164	19'993	79'108	73'195
Сырая нефть	16'139	3'473	47'780	11'023
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	14'875	14'771	42'644	47'718
Стабильный газовый конденсат	12'588	15'213	37'502	29'319
Сжиженный углеводородный газ	8'268	9'337	19'804	22'175
Итого выручка от реализации нефти и газа	125'767	116'212	390'441	341'010

16 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015	2016	2015
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	19'332	20'395	59'305	61'050
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	7'805	7'749	24'926	21'299
Транспортировка продуктов переработки газового конденсата, стабильного газового конденсата и нефти танкерами	2'085	3'975	8'715	9'738
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	1'664	387	5'011	1'128
Прочие	43	40	124	94
Итого транспортные расходы	30'929	32'546	98'081	93'309

17 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015	2016	2015
Нестабильный газовый конденсат	23'117	24'856	66'221	65'485
Природный газ	8'322	7'379	26'267	19'684
Прочие жидкие углеводороды	790	657	1'461	1'038
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	32'229	32'892	93'949	86'207

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

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

ПАО «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:	
	2016	2015	2016	2015
Налог на добычу полезных ископаемых	10'115	8'148	30'632	24'878
Налог на имущество	681	807	2'004	1'924
Прочие налоги	76	99	226	285
Итого налоги, кроме налога на прибыль	10'872	9'054	32'862	27'087

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:	
	2016	2015	2016	2015
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	2'459	2'727	9'049	7'859
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	1'129	1'074	3'861	2'061
Подитог	3'588	3'801	12'910	9'920
Минус: капитализированные проценты	(1'054)	(1'839)	(4'297)	(4'158)
Расходы в виде процентов по заемным средствам	2'534	1'962	8'613	5'762
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	150	85	410	206
Итого расходы в виде процентов	2'684	2'047	9'023	5'968
<i>Доходы в виде процентов</i>	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015	2016	2015
Доходы в виде процентов по займам выданным	4'304	2'904	13'514	7'756
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	185	278	839	1'281
Итого доходы в виде процентов	4'489	3'182	14'353	9'037
<i>Курсовые разницы</i>	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015	2016	2015
Положительные курсовые разницы	2'732	35'803	30'216	46'524
Отрицательные курсовые разницы	(3'169)	(38'094)	(40'220)	(58'161)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(437)	(2'291)	(10'004)	(11'637)

20 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2016 и 2015 годах составляла 20%.

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

Без учета влияния прибыли (убытка) и дивидендов от совместных предприятий эффективная ставка налога на прибыль за три месяца, закончившихся 30 сентября 2016 и 2015 гг., составила 18,0% и 18,1% соответственно, и эффективная ставка налога на прибыль за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 и 2015 гг., составила 19,3% и 18,6% соответственно.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

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

	На 30 сентября 2016 г.		На 31 декабря 2015 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
Финансовые активы				
<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>				
Займы выданные	13'075	-	13'105	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	23'474	43'228	16'748	37'564
Денежные средства на специальных счетах	-	258	-	6'477
Денежные средства и их эквиваленты	-	27'455	-	29'187
Прочие	13	-	10	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Займы выданные	187'442	520	200'946	-
Производные товарные инструменты	571	2'117	1'511	5'039
Итого финансовые активы	224'575	73'578	232'320	78'267
Финансовые обязательства				
<i>По амортизируемой стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	183'499	43'074	252'050	77'269
Краткосрочные заемные средства	-	1'294	-	29'386
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	25'268	-	30'490
Задолженность по выплате дивидендов	-	20'823	-	1
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	660	923	368	2'355
Итого финансовые обязательства	184'159	91'382	252'418	139'501

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

Производные товарные инструменты	На 30 сентября 2016 г.		На 31 декабря 2015 г.	
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	2'688		6'550	
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(1'583)		(2'723)	
	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)	2016	2015	2016	2015
Операционный доход				
от торговли природным газом за рубежом	525	2	1'868	387
Изменение справедливой стоимости	126	176	(1'863)	(689)

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015
Увеличение на 10%	(1'612)	(1'874)
Снижение на 10%	1'612	1'874

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

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

	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015
На 1 января	216'136	88'726
Предоставление займов	6'645	34'262
Погашение займов и начисленных процентов	(844)	(1'160)
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение инвестиций Группы в совместные предприятия (см. Примечание 6)	(836)	(5'031)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	12'459	6'569
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(32'057)	19'901
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	6'765	(2'722)
На 30 сентября	208'268	140'545

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%.

Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)	За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015
Увеличение на 1%	(15'633)	(8'064)
Снижение на 1%	17'286	8'680

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

(а) Риск колебания курсов иностранных валют

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

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

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

На 30 сентября 2016 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	13'075	81'352	106'090	-	200'517
Торговая и прочая дебиторская задолженность	3'274	13'309	6'891	-	23'474
Производные товарные инструменты	-	-	571	-	571
Прочие	-	-	-	13	13
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	20'530	18'360	3'460	878	43'228
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	520	-	-	520
Производные товарные инструменты	-	-	2'117	-	2'117
Денежные средства на специальных счетах	-	-	258	-	258
Денежные средства и их эквиваленты	5'670	11'532	10'028	225	27'455
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(15'124)	(168'375)	-	-	(183'499)
Производные товарные инструменты	-	-	(660)	-	(660)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(13'991)	(29'083)	-	-	(43'074)
Краткосрочные заемные средства	(109)	-	(1'185)	-	(1'294)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(19'282)	(3'585)	(2'246)	(155)	(25'268)
Задолженность по выплате дивидендов	(20'823)	-	-	-	(20'823)
Производные товарные инструменты	-	-	(923)	-	(923)
Подверженность риску (нетто)	(26'780)	(75'970)	124'401	961	22'612

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

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

<i>На 31 декабря 2015 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	13'105	90'650	110'296	-	214'051
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'341	11'515	2'862	30	16'748
Производные товарные инструменты	-	-	1'511	-	1'511
Прочие	-	-	-	10	10
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	19'160	14'665	3'058	681	37'564
Производные товарные инструменты	-	-	5'039	-	5'039
Денежные средства на специальных счетах	-	-	6'477	-	6'477
Денежные средства и их эквиваленты	10'171	7'223	11'499	294	29'187
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(33'246)	(218'804)	-	-	(252'050)
Производные товарные инструменты	-	-	(368)	-	(368)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(77'269)	-	-	(77'269)
Краткосрочные заемные средства	(21'300)	-	(8'086)	-	(29'386)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(20'243)	(7'653)	(2'373)	(221)	(30'490)
Задолженность по выплате дивидендов	(1)	-	-	-	(1)
Производные товарные инструменты	-	-	(2'355)	-	(2'355)
Подверженность риску (нетто)	(30'013)	(179'673)	127'560	794	(81'332)

(б) Риск колебания цен на товары

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

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

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

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 и других зарубежных рынках. Группа покупает и продает природный газ на европейском и других зарубежных рынках 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 или Dubai плюс премия, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке.

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

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 30 сентября 2016 г.		На 31 декабря 2015 г.	
	млн рублей	Доля	млн рублей	Доля
С фиксированной ставкой	160'553	70%	254'276	71%
С переменной ставкой	67'314	30%	104'429	29%
Итого заемные средства	227'867	100%	358'705	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.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

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

<i>На 30 сентября 2016 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	14'000	-	49'840	104'897	168'737
<i>Проценты</i>	8'332	7'789	21'719	13'631	51'471
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	30'444	36'987	-	-	67'431
<i>Проценты</i>	1'055	287	-	-	1'342
Торговая и прочая кредиторская задолженность	25'268	-	-	-	25'268
Задолженность по выплате дивидендов	20'823	-	-	-	20'823
Итого финансовые обязательства	99'922	45'063	71'559	118'528	335'072

На 31 декабря 2015 г.

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

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

<i>На 30 сентября 2016 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Приток денежных средств	27'894	22'087	59'745	19'323	129'049
Отток денежных средств	(26'700)	(21'827)	(59'929)	(19'488)	(127'944)
Чистые денежные потоки	1'194	260	(184)	(165)	1'105
<i>На 31 декабря 2015 г.</i>					
Приток денежных средств	36'518	27'380	65'825	37'164	166'887
Отток денежных средств	(33'838)	(26'067)	(65'889)	(37'278)	(163'072)
Чистые денежные потоки	2'680	1'313	(64)	(114)	3'815

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

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

До 2015 года Группе были присвоены кредитные рейтинги инвестиционного уровня: Baa3 агентством Moody's Investors Service, BBB- агентством Fitch Ratings, а также кредитный рейтинг BBB- агентством Standard & Poor's. В феврале 2015 года вслед за снижением суверенного кредитного рейтинга Российской Федерации агентствами Standard & Poor's и Moody's Investors Service, кредитный рейтинг Группы также был снижен до неинвестиционного уровня BB+ и Ba1 соответственно. В целях поддержания и повышения кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

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

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

Группа определяет термин «капитал» как капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», плюс чистый долг (общая сумма задолженности по займам минус денежные средства и их эквиваленты). В течение девяти месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 30 сентября 2016 г. и 31 декабря 2015 г. капитал Группы составлял 787'777 млн и 755'597 млн рублей соответственно.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условия ведения деятельности. Экономике Российской Федерации по-прежнему присущи некоторые характерные особенности развивающегося рынка. К таким характерным особенностям относятся, в числе прочих, отсутствие на практике свободной конвертации национальной валюты в большинстве стран за пределами Российской Федерации и относительно высокий уровень инфляции. Кроме того, российская экономика в значительной мере подвержена влиянию мировых цен на нефть и газ; поэтому существенное продолжительное снижение цен на нефть оказывает негативное влияние на экономику Российской Федерации. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и частым изменениям. Также организации, осуществляющие свою деятельность на территории Российской Федерации в настоящее время, сталкиваются и с другими фискальными и нормативно-правовыми неопределенностями. 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 был включен «НОВАТЭК». Список запрещает гражданам и юридическим лицам США и лицам, находящимся на территории США, предоставлять новое финансирование Группе на срок более 90 дней, однако все прочие сделки и операции, включая финансовые, осуществляемые гражданами и юридическими лицами США и на территории США с Группой, не запрещаются. Включение в Список не повлияло на деятельность Группы в любой юрисдикции, а также не влияет на активы, размещенные акции и заемные средства Группы.

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

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

Договорные обязательства. По состоянию на 30 сентября 2016 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 14 млрд рублей (на 31 декабря 2015 г.: 23 млрд рублей) преимущественно на разработку и обустройство Ярудейского (до конца 2017 года), Салмановского (Утреннего) (до конца 2018 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2018 года), Юрхаровского (до конца 2018 года), Северо-Русского (до конца 2017 года) и Ханчейского (до конца 2017 года) месторождений.

В отношении своей совместной операции в Черногории Группа несет обязательства, связанные с выполнением Концессионерами обязательной программы работ по геологоразведке, установленной Концессионным соглашением (см. Примечание 1). Максимальная сумма, подлежащая уплате Правительству Черногории Группой в случае неисполнения программы в течение первого периода геологоразведки сроком до четырех лет, составляет 42,5 млн евро. Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по данному условному обязательству не является вероятным, соответственно резерв под это обязательство в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности создан не был.

Группа подписала ряд договоров, относящихся к фрахтованию морских танкеров на условиях тайм-чартера с периодами оказания услуг до шести лет для обеспечения транспортировки жидких углеводородов. По состоянию на 30 сентября 2016 г. будущие минимальные платежи Группы в рамках данных договоров составили 13,6 млрд рублей (на 31 декабря 2015 г.: 10,3 млрд рублей).

Нефинансовые гарантии. Общая величина нефинансовых гарантий, относящаяся к проекту «Ямал СПГ», выданных Группой ряду третьих лиц (Министерству Финансов Российской Федерации, российским и зарубежным банкам, подрядчикам по строительству СПГ-завода, судовладельцам СПГ-танкеров, владельцам СПГ-терминалов) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества, составила 3,0 млрд долл. США и 2,0 млрд евро по состоянию на 30 сентября 2016 г. (на 31 декабря 2015 г.: 3,6 млрд долл. США и 0,1 млрд евро). Данные нефинансовые гарантии имеют различные сроки действия, зависящие в основном от срока успешного завершения проекта (окончания строительства завода СПГ и его выхода на проектную мощность). В отношении определенных факторов, предусмотренных договорами проектного финансирования, Группа планирует в будущем выпустить нефинансовые гарантии на период после завершения проекта.

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

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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 и за рубежом. Применение законодательства по охране окружающей среды в Российской Федерации и других странах присутствия Группы 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.

23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

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

Связанные стороны – совместные предприятия	За три месяца, закончившихся 30 сентября:		За девять месяцев, закончившихся 30 сентября:	
	2016	2015	2016	2015
Операции				
ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:				
Покупка природного газа				
и жидких углеводородов	(18'760)	(20'239)	(55'990)	(54'396)
Прочая выручка	57	34	127	93
ООО «Ямал развитие»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	334	406	996	1'122
ЗАО «Нортгаз»:				
Покупка природного газа				
и жидких углеводородов	(4'150)	(4'685)	(12'698)	(15'005)
ЗАО «Тернефтегаз»:				
Покупка природного газа				
и жидких углеводородов	(3'336)	(3'227)	(9'085)	(4'640)
Доходы в виде процентов по займам выданным	66	68	204	195
Прочая выручка	24	18	67	66
ОАО «Ямал СПГ»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	3'893	2'412	12'256	6'374
Прочая выручка	80	62	231	201

ПАО «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 2016 г.

На 31 декабря 2015 г.

Сальдо по расчетам

ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	8'377	6'733
--	-------	-------

ООО «Ямал развитие»:

Долгосрочные займы выданные	13'075	13'105
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	2'809	1'813

ЗАО «Нортгаз»:

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'776	1'751
--	-------	-------

ЗАО «Тернефтегаз»:

Долгосрочные займы выданные	3'507	4'413
Текущая часть долгосрочных займов выданных	520	-
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	105	813
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'418	1'133

ОАО «Ямал СПГ»:

Долгосрочные займы выданные	183'935	196'533
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	20'201	14'377
Торговая дебиторская задолженность	59	134

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

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

*Связанные стороны – компании под контролем
ключевого руководящего персонала*

За три месяца,
закончившихся 30 сентября:

За девять месяцев,
закончившихся 30 сентября:

2016

2015

2016

2015

Операции

ООО «Трансойл»:

Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(2'352)	(2'443)	(7'387)	(6'390)
---	---------	---------	---------	---------

ООО «Нова»:

Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(82)	(256)	(374)	(2'267)
Материалы, услуги и прочие расходы	(6)	(20)	(70)	(69)

**ПАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества
(под контролем до декабря 2015 года):**

Реализация природного газа и жидких углеводородов	-	5'317	-	11'632
Покупка природного газа и жидких углеводородов	-	(4'329)	-	(10'949)
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	-	(869)	-	(2'865)
Материалы, услуги и прочие расходы	-	(450)	-	(1'317)

ПАО «Первобанк»

(под контролем до ноября 2015 года):

Доходы в виде процентов	-	96	-	406
-------------------------	---	----	---	-----

ПАО «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 – компании под контролем
ключевого руководящего персонала***На 30 сентября 2016 г. На 31 декабря 2015 г.****Сальдо по расчетам****ООО «Трансойл»:**

Предоплаты и прочие текущие активы	246	412
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	319	316

ООО «Нова»:

Авансы, выданные на строительство	22	75
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	95	262

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

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

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:	
	2016	2015	2016	2015
Совет директоров	25	23	102	120
Правление	486	507	1'751	1'857
Итого выплаты	511	530	1'853	1'977

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

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

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

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

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

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

За три месяца, закончившихся 30 сентября 2016 г.	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой отчетности
Внешняя реализация		126'223	126'223	260	126'483
Операционные расходы	<i>a, e</i>	(90'520)	(90'520)	(2'938)	(93'458)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>б, e</i>	420	420	287	707
Расходы в виде процентов	<i>в, e</i>	(3'703)	(3'703)	1'019	(2'684)
Доходы в виде процентов	<i>г</i>	3'208	3'208	1'281	4'489
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>д</i>	-	-	(267)	(267)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		613	613	(1'050)	(437)
Результаты по сегменту		36'241	36'241	(1'408)	34'833
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					9'401
Прибыль до налога на прибыль					44'234
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	8'488	8'488	1'745	10'233
Капитальные затраты	<i>в</i>	6'561	6'561	1'173	7'734

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует дополнительного начисления операционных расходов в размере 1'751 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного признания прочих операционных прибылей в размере 126 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 1'173 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 1'265 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления убытка в размере 267 млн рублей для целей МСФО; и

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

За три месяца, закончившихся 30 сентября 2015 г.	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой отчетности
Внешняя реализация		117'188	117'188	179	117'367
Операционные расходы	а, г	(86'771)	(86'771)	1'675	(85'096)
Прочие операционные прибыли (убытки)	г	976	976	171	1'147
Расходы в виде процентов	б, г	(2'157)	(2'157)	110	(2'047)
Доходы в виде процентов	г	2'613	2'613	569	3'182
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	в	-	-	(5'018)	(5'018)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	б	(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	а	5'997	5'997	(1'114)	4'883
Капитальные затраты	б	13'692	13'692	842	14'534

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует сторнирования операционных расходов в размере 1'289 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;
- различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прибыли в размере 5'018 млн рублей для целей МСФО; и

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Информация по сегментам за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 г., представлена ниже:

За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 г.	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой отчетности
Внешняя реализация		393'230	393'230	(8)	393'222
Операционные расходы	а, ж	(276'829)	(276'829)	(3'807)	(280'636)
Прочие операционные прибыли (убытки)	б, в, ж	54'795	54'795	18'224	73'019
Расходы в виде процентов	з, ж	(11'426)	(11'426)	2'403	(9'023)
Доходы в виде процентов	д	10'283	10'283	4'070	14'353
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	е	-	-	6'765	6'765
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	б	(10'447)	(10'447)	443	(10'004)
Результаты по сегменту		159'606	159'606	28'090	187'696
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					52'405
Прибыль до налога на прибыль					240'101
Износ, истощение и амортизация	а	23'473	23'473	2'956	26'429
Капитальные затраты	з	23'292	23'292	1'858	25'150

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует дополнительного начисления операционных расходов в размере 2'956 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии расчета прибыли от выбытия 9,9%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ», совместном предприятии Группы, по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочей операционной прибыли в размере 20'041 млн рублей и положительных курсовых разниц в размере 695 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного признания прочих операционных убытков в размере 1'863 млн рублей для целей МСФО;

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- г. различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 1'858 млн рублей для целей МСФО;
- д. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 4'024 млн рублей для целей МСФО;
- е. различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прибыли в размере 6'765 млн рублей для целей МСФО; и
- ж. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, вознаграждениям работникам, по сомнительным долгам, расходов на геологоразведку, оценкой остатков товарно-материальных запасов, признанием эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов.

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

За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 г.	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной промежу- точной сокращенной финансовой отчетности
Внешняя реализация		343'125	343'125	228	343'353
Операционные расходы	а, е	(242'033)	(242'033)	3'500	(238'533)
Прочие операционные прибыли (убытки)	б, е	1'321	1'321	(531)	790
Расходы в виде процентов	в, е	(5'864)	(5'864)	(104)	(5'968)
Доходы в виде процентов	г	7'046	7'046	1'991	9'037
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	д	-	-	(2'722)	(2'722)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	е	(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	а	17'556	17'556	(3'477)	14'079
Капитальные затраты	в	40'473	40'473	3'807	44'280

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- а. различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует сторнирования операционных расходов в размере 3'633 млн рублей для целей МСФО;
- б. различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного признания прочих операционных убытков в размере 689 млн рублей для целей МСФО;
- в. различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 3'807 млн рублей для целей МСФО;
- г. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 2'006 млн рублей для целей МСФО;
- д. различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления убытка в размере 2'722 млн рублей для целей МСФО; и
- е. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, вознаграждениям работникам, по сомнительным долгам, расходов на геологоразведку, оценкой остатков товарно-материальных запасов, признанием эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов, транзакционных расходов на привлечение заемных средств.

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

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

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>За три месяца, закончившихся 30 сентября 2016 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	51'733	5'683	629	5'086	10'678	73'809
Европа	-	9'204	16'292	3'182	3'636	32'314
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	18'500	-	-	2'619	21'119
Северная Америка	-	7'454	-	-	1'296	8'750
Ближний Восток (*)	-	(284)	-	-	-	(284)
Минус: экспортные пошлины	-	(5'805)	(2'046)	-	(2'090)	(9'941)
Итого за пределами России	-	29'069	14'246	3'182	5'461	51'958
Итого	51'733	34'752	14'875	8'268	16'139	125'767

(*) – отрицательное значение относится к корректировке финальной цены продукции, реализованной в прошлом периоде.

<i>За три месяца, 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	53'425	5'172	461	5'892	1'938	66'888
Европа	-	15'330	17'499	3'445	2'353	38'627
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	22'936	-	-	-	22'936
Северная Америка	-	2'970	-	-	-	2'970
Ближний Восток	-	1'712	-	-	-	1'712
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

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>За девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	163'603	16'523	1'834	10'870	31'420	224'250
Европа	-	36'210	45'723	8'934	10'082	100'949
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	56'113	-	-	9'121	65'234
Северная Америка	-	16'267	-	-	1'296	17'563
Ближний Восток	-	6'469	-	-	947	7'416
Минус: экспортные пошлины	-	(14'972)	(4'913)	-	(5'086)	(24'971)
Итого за пределами России	-	100'087	40'810	8'934	16'360	166'191
Итого	163'603	116'610	42'644	19'804	47'780	390'441

<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
Европа	-	39'134	54'301	9'362	6'655	109'452
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	68'112	-	-	-	68'112
Северная Америка	-	7'640	-	-	-	7'640
Ближний Восток	-	1'712	-	322	423	2'457
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

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 2016 г., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 18% (72,2 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации. 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. Все крупнейшие покупатели продукции Группы находятся на территории Российской Федерации.

25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ПАО «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