

ПАО «НОВАТЭК»

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

**ПО СОСТОЯНИЮ НА И ЗА ТРИ МЕСЯЦА,
ЗАКОНЧИВШИХСЯ 31 МАРТА 2018 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	10
Прим. 2. Основные принципы составления	11
Прим. 3. Основные принципы учетной политики	12
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	18
Прим. 8. Прочие долгосрочные активы	19
Прим. 9. Торговая и прочая дебиторская задолженность	20
Прим. 10. Предоплаты и прочие текущие активы	20
Прим. 11. Долгосрочные заемные средства	21
Прим. 12. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	22
Прим. 13. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	23
Прим. 14. Акционерный капитал	23
Прим. 15. Выручка от реализации нефти и газа	23
Прим. 16. Покупка природного газа и жидких углеводородов	24
Прим. 17. Транспортные расходы	24
Прим. 18. Налоги, кроме налога на прибыль	24
Прим. 19. Доходы (расходы) от финансовой деятельности	25
Прим. 20. Налог на прибыль	25
Прим. 21. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска	26
Прим. 22. Условные и договорные обязательства	36
Прим. 23. Операции со связанными сторонами	39
Прим. 24. Информация по сегментам	41
Контактная информация	42



Заключение об обзорной проверке промежуточной финансовой отчетности

Аktionерам и Совету директоров ПАО «НОВАТЭК»:

Вступление

Мы провели обзорную проверку прилагаемого консолидированного промежуточного сокращенного отчета о финансовом положении ПАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее - «Группа») по состоянию на 31 марта 2018 года и соответствующих консолидированных промежуточных сокращенных отчетов о прибылях и убытках, совокупном доходе, движении денежных средств и изменениях в капитале за три месяца, 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 формировании 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 включает в себя опросы должностных лиц, в основном ответственных за финансовые и бухгалтерские вопросы, а также аналитические и прочие процедуры 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 вопросы, которые могли бы быть выявлены в ходе аудита. Следовательно, мы не выражаем аудиторское мнение.

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».

24 апреля 2018 года
Москва, Российская Федерация

М. Е. Тимченко, руководитель задания (квалификационный аттестат № 01-000267),
Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

Аудлируемое лицо: ПАО «НОВАТЭК»

Свидетельство о государственной регистрации Акционерного общества № 1461/94
выдано администрацией Октябрьского района г. Самары 16 августа 1994 г.

Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ о юридическом лице,
зарегистрированном до 1 июля 2002 года, за № 1026303117642 от 20 августа 2002
года выдано Инспекцией Министерства Российской Федерации по налогам и
сборам по городу Новокуйбышевску Самарской области.

Место нахождения Общества в соответствии с Уставом: Российская Федерация,
Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуировский район, г. Тарко-Сале.

Почтовый адрес: 629850, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуировский район,
г. Тарко-Сале, ул. Победы, 22 «а».

Независимый аудитор:
Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

Свидетельство о государственной регистрации № 008.890
выдано Московской регистрационной палатой 28 февраля
1992 г.

Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ выдано 22 августа
2002 г. за № 1027700148431.

Член саморегулируемой организации аудиторов «Российский
Союз Аудиторов» (Ассоциация).

ОПНЗ в реестре аудиторов и аудиторских организаций –
11603050547.

Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» (АО «ПвК Аудит»)
Бизнес-центр «Белая площадь», ул. Бутырский Вал, 10, Москва, Россия, 125047
Т: +7 (495) 967-6000, Ф: +7 (495) 967-6001, www.pwc.ru

ПАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	На 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	402'713	360'051
Инвестиции в совместные предприятия	6	289'494	285'326
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	7	217'179	211'901
Прочие долгосрочные активы	8	35'070	33'448
Итого долгосрочные активы		944'456	890'726
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы		12'402	11'084
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		86	43
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	43'324	44'503
Предоплаты и прочие текущие активы	10	32'339	31'863
Денежные средства и их эквиваленты		55'401	65'943
Итого текущие активы		143'552	153'436
Итого активы		1'088'008	1'044'162
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	11	142'018	141'448
Долгосрочные обязательства по аренде	21	7'276	5'776
Обязательства по отложенному налогу на прибыль		31'313	26'167
Обязательства по ликвидации активов		8'677	7'303
Прочие долгосрочные обязательства		4'373	3'851
Итого долгосрочные обязательства		193'657	184'545
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	12	2'242	14'302
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	21	2'013	1'520
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13	56'311	49'001
Задолженность по текущему налогу на прибыль		1'001	2'846
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		15'137	16'289
Итого текущие обязательства		76'704	83'958
Итого обязательства		270'361	268'503
Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(8'353)	(8'353)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета в валюту представления отчетности		(3'273)	(3'283)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		775'238	732'168
Итого капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	14	800'919	757'839
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		16'728	17'820
Итого капитал		817'647	775'659
Итого обязательства и капитал		1'088'008	1'044'162

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

Л. Михельсон
Председатель Правления

М. Джитвэй
Финансовый директор

24 апреля 2018 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 31 марта:	
		2018	2017
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	15	178'485	154'001
Прочая выручка		918	627
Итого выручка от реализации		179'403	154'628
Операционные расходы			
Покупка природного газа и жидких углеводородов	16	(61'815)	(41'970)
Транспортные расходы	17	(37'794)	(36'782)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(13'422)	(12'341)
Износ, истощение и амортизация		(8'097)	(8'488)
Материалы, услуги и прочие расходы		(5'563)	(4'800)
Общехозяйственные и управленческие расходы		(4'593)	(3'993)
Расходы на геологоразведку		(1'709)	(388)
Сторнирование расходов по обесценению активов, нетто		4	-
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		1'952	(602)
Итого операционные расходы		(131'037)	(109'364)
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	4	1'645	-
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто		102	274
Прибыль от операционной деятельности		50'113	45'538
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов	19	(1'219)	(2'238)
Доходы в виде процентов	19	3'191	4'521
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	21	21	(7'110)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	19	3'409	(3'775)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		5'402	(8'602)
Доля в прибыли совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	1'163	43'626
Прибыль до налога на прибыль		56'678	80'562
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(9'409)	(7'926)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		(340)	571
Итого расходы по налогу на прибыль	20	(9'749)	(7'355)
Прибыль		46'929	73'207
Прибыль, относящаяся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		3'808	2'189
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		43'121	71'018
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		14,30	23,54
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)</i>		<i>3'015,6</i>	<i>3'017,2</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 31 марта:	
	2018	2017
Прибыль	46'929	73'207
Прочий совокупный доход (расход)		
Статьи, которые не будут впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)		
Переоценка обязательств по пенсионной программе	(18)	(98)
Доля в переоценке обязательств по пенсионной программе совместных предприятий	(33)	(1)
	(51)	(99)
Статьи, которые могут быть впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)		
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	15	(527)
Доля в разницах совместных предприятий от пересчета в валюту представления отчетности	(5)	6
	10	(521)
Прочий совокупный расход	(41)	(620)
Итого совокупный доход	46'888	72'587
Итого совокупный доход, относящийся к:		
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ	3'808	2'189
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»	43'080	70'398

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 три месяца, закончившихся 31 марта:	
		2018	2017
Прибыль до налога на прибыль		56'678	80'562
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		8'097	8'488
Признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто		(4)	-
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		(3'409)	3'775
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто	4	(1'645)	-
Расходы в виде процентов		1'219	2'238
Доходы в виде процентов		(3'191)	(4'521)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(1'163)	(43'626)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		(21)	7'110
Переоценка производных товарных инструментов через прибыли или убытки		(140)	(211)
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных		1'235	(762)
Прочие корректировки		(190)	(13)
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		1'317	2'856
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(2'022)	699
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		3'475	(2'114)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		(1'152)	1'159
Итого изменения оборотного капитала		1'618	2'600
Проценты полученные		346	1'010
Налог на прибыль уплаченный		(11'305)	(7'808)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		48'125	48'842
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(5'618)	(3'460)
Платежи за лицензии на право пользования недрами		(227)	(59)
Приобретение материалов для строительства		(3'054)	(388)
Приобретение нематериальных активов		(86)	-
Платежи за приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств	4	(30'492)	-
Проценты уплаченные и капитализированные		(1'040)	(890)
Комиссии по гарантиям уплаченные		(324)	(327)
Предоставление займов совместным предприятиям	7	(186)	-
Погашение займов выданных совместным предприятиям	7	282	2'161
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(40'745)	(2'963)

ПАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
		2018	2017
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Погашение долгосрочных заемных средств		(12'966)	(24'524)
Увеличение (уменьшение) краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто		1'182	13
Проценты по займам уплаченные		(275)	(1'755)
Дивиденды выплаченные неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(5'553)	-
Платежи по обязательствам по аренде		(358)	(34)
Приобретение собственных акций	14	-	(618)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(17'970)	(26'918)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты		48	(2'285)
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто		(10'542)	16'676
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		65'943	48'301
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		55'401	64'977

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 три месяца, закончившихся 31 марта 2017 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>Накопленные разницы от пересчета в валюту представления отчетности</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 2017 г.	3'017,7	393	(6'913)	31'297	(724)	5'617	618'680	648'350	9'370	657'720
Прибыль	-	-	-	-	-	-	71'018	71'018	2'189	73'207
Прочий совокупный расход	-	-	-	-	(521)	-	(99)	(620)	-	(620)
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(521)	-	70'919	70'398	2'189	72'587
Покупка собственных акций (см. Примечание 14)	(0,9)	-	(658)	-	-	-	-	(658)	-	(658)
Сальдо на 31 марта 2017 г.	3'016,8	393	(7'571)	31'297	(1'245)	5'617	689'599	718'090	11'559	729'649
<i>За три месяца, закончившихся 31 марта 2018 г.</i>										
Сальдо на 1 января 2018 г.	3'015,6	393	(8'353)	31'297	(3'283)	5'617	732'168	757'839	17'820	775'659
Прибыль	-	-	-	-	-	-	43'121	43'121	3'808	46'929
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	10	-	(51)	(41)	-	(41)
Итого совокупный доход	-	-	-	-	10	-	43'070	43'080	3'808	46'888
Дивиденды (см. Примечание 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	(4'900)	(4'900)
Сальдо на 31 марта 2018 г.	3'015,6	393	(8'353)	31'297	(3'273)	5'617	775'238	800'919	16'728	817'647

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, расположенных, в основном, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – «ЯНАО») в Российской Федерации, и добычей, переработкой и реализацией углеводородного сырья. Группа поставляет свой природный газ и свои 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 на внутреннем рынке 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.

В четвертом квартале 2017 года совместное предприятие Группы ОАО «Ямал СПГ» осуществило запуск производства на первой очереди своего завода по сжижению природного газа (далее – «Завод СПГ») на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного в ЯНАО. Мощность Завода СПГ после запуска трех очередей составит 16,5 млн тонн сжиженного природного газа в год (по 5,5 млн тонн каждая) и до 1,2 млн тонн стабильного газового конденсата в год. В конце 2017 года акционеры «Ямала СПГ» приняли решение о строительстве четвертой очереди завода мощностью около 0,9 млн тонн СПГ в год, что позволит увеличить общую производительность завода с 16,5 млн тонн до 17,4 млн тонн СПГ в год. Группа покупает часть производимого сжиженного природного газа (далее – «СПГ») и реализует его на международных рынках. Объемы реализации СПГ 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, а также осуществляет деятельность по регазификации СПГ в Польше.

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

В феврале 2018 года по результатам аукциона, проведенного АК «АЛРОСА» (ПАО), Группа приобрела 100%-ные доли участия в Maretiom Investments Limited и Velarion Investments Limited, за 30,3 млрд рублей. Данным компаниям принадлежат 100%-ные доли владения в АО «Геотрансгаз» и ООО «Уренгойская газовая компания», владеющих лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков, расположенных в ЯНАО, соответственно.

В январе 2018 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в ООО «Черничное» за 616 млн рублей. ООО «Черничное» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Черничного лицензионного участка недр, расположенного в ЯНАО.

1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В январе 2018 года Группа, Total S.A. и Eni S.p.A. (далее именуемые как «Правообладатели») через свои дочерние общества «NOVATEK Lebanon SAL», «Total E&P Liban SAL» и «Eni Lebanon B.V.» заключили Соглашения о Разведке и Добыче в отношении Деятельности в сфере углеводородов с Министерством энергетики и водных ресурсов Ливана на разведку и добычу углеводородов на двух шельфовых блоках, расположенных в восточной части Средиземного моря (далее – «Соглашения о Разведке и Добыче»). Соглашения о Разведке и Добыче предусматривают обязательство Правообладателей по совместной реализации установленной программы работ на стадии геологоразведки в течение пяти лет. При этом доля участия Группы составляет 20%. Группа определила, что Соглашения о Разведке и Добыче являются соглашением о совместной деятельности, которое классифицируется в качестве совместной операции в соответствии с МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность».

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 2017 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 2017 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 и обязательств по ликвидации активов.

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	На 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	Средний курс за три месяца, закончившихся 31 марта:	
			2018	2017
Доллар США (USD)	57,26	57,60	56,88	58,84
Евро (EUR)	70,56	68,87	69,87	62,65
Польский злотый (PLN)	16,79	16,51	16,72	14,47

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 проведены 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 2017 г., за исключением признания расходов по налогу на прибыль и влияния применения нового стандарта, как описано ниже.

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

Нижеследующий новый стандарт был принят Группой с 1 января 2018 г.:

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты». Стандарт вводит новые требования для классификации и оценки финансовых инструментов, учета обесценения и хеджирования. Так как Группа не применяет учет хеджирования, основные изменения, релевантные для Группы, оказали влияние на ее учетную политику по классификации и обесценению финансовых инструментов.

Согласно МСФО (IFRS) 9, финансовые активы должны быть классифицированы по следующим категориям оценки: оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки и оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход. Классификация зависит от бизнес-модели Группы по управлению финансовыми активами и предусмотренными договорами характеристик денежных потоков. Если гибридный договор включает основной договор, который является финансовым активом, то требования классификации применяются ко всему гибридному договору.

Финансовые активы классифицируются как оцениваемые по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия: актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание активов для получения предусмотренных договором денежных потоков, и условия договора обуславливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Некоторые акционерные займы, предоставленные Группой своим совместным предприятиям, содержат встроенные производные финансовые инструменты, которые изменяют денежные потоки займов в зависимости от финансовых (рыночные процентные ставки) и нефинансовых (процентные ставки по заемным средствам кредитора и свободные денежные потоки заемщика) переменных. Риски, связанные с этими переменными, являются взаимозависимыми, поэтому условия каждого из этих займов, связанные с данными переменными, были определены как единый комбинированный встроенный производный финансовый инструмент. Группа классифицировала данные займы в категорию финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки (см. Примечание 21). Доходы в виде процентов и курсовые разницы (рассчитанные по методу «эффективной процентной ставки»), и оставшийся эффект от переоценки по справедливой стоимости таких займов раскрываются отдельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Прочие акционерные займы, предоставленные Группой, торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность и денежные средства и их эквиваленты классифицируются как оцениваемые по амортизированной стоимости. У Группы отсутствуют финансовые активы, классифицируемые как оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В соответствии с МСФО (IFRS) 9, финансовые обязательства Группы, не являющиеся производными финансовыми инструментами, оцениваются по амортизированной стоимости. Производные финансовые инструменты классифицируются как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки.

В отношении учета обесценения, МСФО (IFRS) 9 заменяет модель «понесенного убытка», применявшуюся в МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*», на новую модель «ожидаемого кредитного убытка» (далее - «ОКУ»), призванную обеспечить своевременность признания ожидаемых кредитных убытков. Резерв под ожидаемые кредитные убытки создается для финансовых активов, классифицированных как оцениваемые по амортизированной стоимости.

Согласно МСФО (IFRS) 9, резервы под обесценение оцениваются на основании либо 12-месячных ОКУ, которые являются результатом возможных невыполнений обязательств в течение 12 месяцев после отчетной даты, либо ОКУ за весь срок жизни, которые являются результатом всех возможных случаев невыполнения обязательств в течение ожидаемого срока финансового инструмента. Резервы под обесценение торговой дебиторской задолженности и контрактных активов оцениваются Группой с применением упрощенного подхода в сумме, равной ОКУ за весь срок. Резервы под обесценение других финансовых активов, классифицированных как оцениваемые по амортизированной стоимости, включая некоторые предоставленные акционерные займы, оцениваются на основании 12-месячных ОКУ, если не было значительного увеличения кредитного риска с момента признания. В противном случае резерв рассчитывается на основании ОКУ за весь срок жизни.

Согласно переходным положениям МСФО (IFRS) 9, Группа применила новые правила ретроспективно, за исключением инструментов, признание которых уже было прекращено по состоянию на дату первоначального применения, т.е. на 1 января 2018 г. Группа также воспользовалась освобождением, предоставленным МСФО (IFRS) 9, позволяющим не пересчитывать предыдущие представленные периоды вследствие применения новых правил по классификации и оценке, а признавать разницы в составе вступительной величины нераспределенной прибыли по состоянию на 1 января 2018 г. Первоначальное применение данного стандарта не привело к каким-либо переклассификациям финансовых инструментов Группы или к каким-либо существенным изменениям в их оценке, соответственно вступительная величина нераспределенной прибыли не была пересчитана.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

Приобретение АО «Геотрансгаз» и ООО «Уренгойская газовая компания»

В феврале 2018 года по результатам аукциона, проведенного АК «АЛРОСА» (ПАО), Группа приобрела за денежное вознаграждение в размере 30,3 млрд рублей 100%-ные доли владения в Maretiom Investments Limited и Velarion Investments Limited. Данным компаниям принадлежат 100%-ные доли владения в АО «Геотрансгаз» и ООО «Уренгойская газовая компания», владеющих лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков, расположенных в ЯНАО, соответственно.

В соответствии с МСФО (IFRS) 3 «*Объединения бизнесов*» Группа должна оценить справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств приобретенных компаний. В консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности за три месяца, закончившихся 31 марта 2018 г., справедливая стоимость идентифицируемых активов и обязательств является предварительной, поскольку Группа находится в процессе завершения оценки справедливой стоимости определенных активов и обязательств, главным образом, основных средств. Руководству требуется завершить учет приобретения в течение 12 месяцев со дня приобретения, любые изменения к предварительным оценкам будут отражены на дату приобретения.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Представленная ниже таблица детализирует предварительную справедливую стоимость, представляющую 100% активов и обязательств приобретенных компаний на дату приобретения:

	Предварительная справедливая стоимость на дату приобретения
Основные средства	36'274
Прочие долгосрочные активы	220
Прочие текущие активы	195
Денежные средства и их эквиваленты	424
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(4'531)
Долгосрочные заемные средства	(1'007)
Прочие долгосрочные обязательства	(417)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(858)
Итого идентифицируемые чистые активы	30'300
Стоимость покупки	(30'300)
Предварительная деловая репутация (гудвилл)	-

За период с даты приобретения по 31 марта 2018 г. вклад приобретенных компаний в выручку Группы составил 0,6 млрд рублей. Финансовая и операционная деятельность приобретенных компаний увеличила бы выручку Группы на дополнительные 0,8 млрд рублей, если бы приобретение произошло в январе 2018 года.

Приобретение ООО «Черничное»

В январе 2018 года Группа приобрела 100%-ную долю владения в ООО «Черничное» за 616 млн рублей. ООО «Черничное» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Черничного лицензионного участка недр, расположенного в ЯНАО. ООО «Черничное» не вело практически никакой операционной деятельности на момент приобретения и ранее, и соответственно данное приобретение не попадает под определение «бизнеса» согласно МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса». Стоимость приобретения была распределена на основные средства, главным образом на стоимость лицензии.

Выбытие доли владения в АО «Арктикгаз»

По состоянию на 31 декабря 2017 г. Группа владела эффективной 53,3%-ной долей участия в АО «Арктикгаз» через два других своих совместных предприятия, ООО «СеверЭнергия» и ООО «Ямал развитие». «СеверЭнергия» принадлежала Группе (6,7%-ная доля участия) и «Ямалу развитие» (93,3%-ная доля участия). «Ямал развитие» являлось совместным предприятием Группы и ПАО «Газпром нефть» с 50%-ной долей участия каждого инвестора. «Арктикгаз» являлся 100%-ным дочерним обществом «СеверЭнергии».

В первом квартале 2018 года Группа и ПАО «Газпром нефть» провели заключительный этап ранее начатой реструктуризации, направленной на достижение паритетного владения в «Арктикгазе». В январе 2018 года «Ямал развитие» и «СеверЭнергия» были присоединены к «Арктикгазу». В результате Группа и «Газпром нефть» получили прямые доли участия в «Арктикгазе», 53,3% и 46,7% соответственно. Впоследствии, в марте 2018 года, «Газпром нефть» выкупила дополнительную эмиссию акций «Арктикгаза» на общую сумму 32'098 млн рублей. В результате указанных сделок доля владения Группы в «Арктикгазе» снизилась с 53,3% до 50%, и Группа признала прибыль от выбытия 3,3%-ой доли владения в «Арктикгазе» в размере 1'645 млн рублей.

Группа продолжает осуществлять совместный контроль в отношении «Арктикгаза» и признавать его как совместное предприятие и соответственно учитывать свою инвестицию в компанию по методу долевого участия.

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 три месяца, закончившихся 31 марта 2017 г.</i>	Активы, задействован- ные в добыче и реализации нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	412'368	34'776	15'642	462'786
Накопленный износ, истощение и амортизация	(127'635)	-	(3'100)	(130'735)
Остаточная стоимость на 1 января 2017 г.	284'733	34'776	12'542	332'051
Поступление и приобретение	551	3'504	1	4'056
Ввод в эксплуатацию	7'168	(7'219)	51	-
Изменение затрат на ликвидацию активов	683	-	-	683
Износ, истощение и амортизация	(8'278)	-	(155)	(8'433)
Выбытие, нетто	(17)	(6)	(2)	(25)
Первоначальная стоимость	420'746	31'055	15'675	467'476
Накопленный износ, истощение и амортизация	(135'906)	-	(3'238)	(139'144)
Остаточная стоимость на 31 марта 2017 г.	284'840	31'055	12'437	328'332
<i>За три месяца, закончившихся 31 марта 2018 г.</i>				
Первоначальная стоимость	479'569	38'926	16'709	535'204
Накопленный износ, истощение и амортизация	(171'325)	-	(3'828)	(175'153)
Остаточная стоимость на 1 января 2018 г.	308'244	38'926	12'881	360'051
Поступление и приобретение	684	12'446	9	13'139
Ввод в эксплуатацию	6'145	(6'626)	481	-
Приобретение дочерних обществ (см. Примечание 4)	31'822	4'827	271	36'920
Изменение затрат на ликвидацию активов	812	-	-	812
Износ, истощение и амортизация	(7'901)	-	(211)	(8'112)
Выбытие, нетто	(67)	(8)	(4)	(79)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	(20)	1	1	(18)
Первоначальная стоимость	526'159	49'566	17'669	593'394
Накопленный износ, истощение и амортизация	(186'440)	-	(4'241)	(190'681)
Остаточная стоимость на 31 марта 2018 г.	339'719	49'566	13'428	402'713

В состав поступления и приобретения основных средств за три месяца, закончившихся 31 марта 2018 и 2017 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 1'040 млн и 890 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. включены авансы на капитальное строительство и оборудование в сумме 8'938 млн и 6'554 млн рублей соответственно.

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В состав основных средств по состоянию на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. включены активы в форме права пользования с учетной стоимостью 9'102 млн и 7'245 млн рублей соответственно, относящиеся, в основном, к долгосрочным договорам фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера. Начисленная амортизация на активы в форме права пользования за три месяца, закончившихся 31 марта 2018 и 2017 гг., составила 384 млн и 31 млн рублей соответственно.

В марте 2018 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Паютском лицензионном участке, расположенном в Красноярском крае. Платеж за лицензию был определен в размере 66 млн рублей, из которых 60 млн рублей были перечислены по состоянию на отчетную дату в качестве платы за участие в аукционе и включены в состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство. Оставшаяся часть в сумме 6 млн рублей будет перечислена после государственной регистрации лицензии.

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

	На 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	74'404	58'951
Минус: накопленная амортизация		
стоимости доказанных запасов углеводородов	(18'293)	(18'001)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	11'449	11'376
Итого стоимость запасов углеводородов	67'560	52'326

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 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Совместные предприятия:		
ОАО «Ямал СПГ»	119'667	126'377
АО «Арктикгаз» (суммарные инвестиции в ООО «СеверЭнергия» и ООО «Ямал развитие» на 31 декабря 2017 г.)	111'777	101'539
ЗАО «Нортгаз»	50'925	50'519
ООО «Криогаз-Высоцк»	3'845	3'841
ЗАО «Тернефтегаз»	3'280	3'050
Итого инвестиции в совместные предприятия	289'494	285'326

Группа определила, что «Ямал СПГ», «Арктикгаз», «Нортгаз», «Криогаз-Высоцк» 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 участниками или группой участников. Группа учитывает свои доли в совместных предприятиях по «методу долевого участия».

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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%). 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.

По состоянию на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. 50,1%-ная доля Группы в «Ямале СПГ» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных «Ямалом СПГ» с рядом российских и зарубежных банков на получение внешнего проектного финансирования.

АО «Арктикгаз». «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском, Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях. Все месторождения расположены в ЯНАО.

По состоянию на 31 декабря 2017 г. Группа владела эффективной 53,3%-ной долей участия в «Арктикгазе» через «СеверЭнергию» и «Ямал развитие», совместные предприятия Группы с ПАО «Газпром нефть».

В первом квартале 2018 года Группа и «Газпром нефть» провели заключительный этап ранее начатой реструктуризации, направленной на достижение паритетного владения в «Арктикгазе». В результате «Ямал Развитие» и «СеверЭнергия» были присоединены к «Арктикгазу», а доля владения Группы в «Арктикгазе» уменьшилась до 50% (см. Примечание 4).

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.

ООО «Криогаз-Высоцк». Группа владеет 51%-ной долей участия в ООО «Криогаз-Высоцк», являющимся совместным предприятием с группой АО «Газпромбанк» (доля участия: 49%). «Криогаз-Высоцк» осуществляет проект по строительству первой очереди среднетоннажного завода по производству сжиженного природного газа мощностью 660 тыс. тонн в год, расположенного в порту Высоцк на берегу Балтийского моря.

По состоянию на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. 51%-ная доля Группы в ООО «Криогаз-Высоцк» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных совместным предприятием с российским банком на получение внешнего проектного финансирования.

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.

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

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

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
На 1 января	285'326	259'650
Доля в прибыли от операционной деятельности	14'640	9'906
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	(12'774)	42'883
Доля в расходах по налогу на прибыль	(703)	(9'163)
Доля в прибыли совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	1'163	43'626
Доля в прочем совокупном (расходе) доходе совместных предприятий	(38)	5
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	323	336
Прибыль от выбытия долей в совместных предприятиях (см. Примечание 4)	1'645	-
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	1'075	75
На 31 марта	289'494	303'692

За три месяца, закончившихся 31 марта 2018 и 2017 гг., Группа отразила в составе инвестиции в «Ямал СПГ» комиссионные затраты по гарантии, выданной Государственной корпорацией «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» в сумме 323 млн и 336 млн рублей соответственно (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.

7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Долгосрочные займы выданные	217'650	212'363
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	416	429
Итого	218'066	212'792
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(887)	(891)
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	217'179	211'901

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
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
ОАО «Ямал СПГ»	209'855	204'596
ООО «Криогаз-Высоцк»	5'627	5'313
ЗАО «Тернефтегаз»	2'168	2'454
Итого долгосрочные займы выданные	217'650	212'363

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. Процентная ставка по займам зависит от рыночных процентных ставок и процентных ставок по заемным средствам акционеров. График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

ООО «Криогаз-Высоцк». Группа предоставила ООО «Криогаз-Высоцк», совместному предприятию Группы, займы в рублях в рамках согласованных кредитных линий. Займы подлежат погашению не позднее 2033 года и предусматривают переменные процентные ставки.

ЗАО «Тернефтегаз». В соответствии с Соглашением акционеров Группа предоставляла «Тернефтегазу», совместному предприятию Группы, займы в долларах США. Процентная ставка по займам зависит от рыночных процентных ставок и процентных ставок по заемным средствам акционеров. График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

За три месяца, закончившихся 31 марта 2018 г., «Тернефтегаз» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 310 млн рублей.

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	1'298	1'705
Прочие финансовые активы	10	10
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	18'993	20'228
Отложенные налоговые активы	7'168	6'898
Материалы на строительство	5'590	2'694
Нематериальные активы, нетто	1'592	1'665
Прочие нефинансовые активы	419	248
Итого прочие долгосрочные активы	35'070	33'448

По состоянию на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 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.

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

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

9 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 386 млн и 284 млн рублей на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. соответственно)	41'836	43'387
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 48 млн и 19 млн рублей на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. соответственно)	1'488	1'116
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	43'324	44'503

Торговая дебиторская задолженность на сумму 9'379 млн и 8'921 млн рублей по состоянию на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. соответственно обеспечена аккредитивами в банках с рейтингом инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 21 в отношении раскрытия кредитных рисков).

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

10 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	2'276	2'117
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 7)	887	891
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	9'886	8'057
Предоплаты и авансы поставщикам	6'941	6'326
НДС, подлежащий возмещению	6'358	7'284
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	2'925	2'140
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	1'738	1'829
Предоплаты по таможенным пошлинам	414	561
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	-	1'965
Прочие нефинансовые активы	914	693
Итого предоплаты и прочие текущие активы	32'339	31'863

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Корпоративные облигации		
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	57'153	57'481
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	37'152	37'364
Банковские кредиты		
Синдицированная кредитная линия	-	13'280
Прочие банковские кредиты	8'063	6'887
Прочие заемные средства		
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	39'650	39'716
Прочие займы	1'022	1'022
Итого	143'040	155'750
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(1'022)	(14'302)
Итого долгосрочные заемные средства	142'018	141'448

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 сумму 650 млн долл. США со ставкой купона 6,604% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Еврооблигации выпущены сроком на 10 лет и подлежат погашению в феврале 2021 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. Кредит подлежал погашению до июля 2018 года ежеквартальными равными платежами, начиная с июня 2015 года, и предусматривал соблюдение ряда ограничительных финансовых условий. В феврале 2018 года остаток по кредиту был полностью досрочно погашен.

Прочие банковские кредиты. В декабре 2016 года Группа получила 100 млн евро от российского дочернего общества зарубежного банка в рамках кредитной линии со сроком погашения в декабре 2019 года. Кредит предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

В феврале 2018 года Группа приобрела 100%-ную долю владения в АО «Геотрансгаз» (см. Примечание 4) и консолидировала кредитную линию, полученную АО «Геотрансгаз» от российского банка в размере 2 млрд рублей с доступным периодом выборки до декабря 2018 года. По состоянию на отчетную дату «Геотрансгаз» выбрал 1'007 млн рублей в рамках данной кредитной линии со сроком погашения в декабре 2020 года. Кредитная линия предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Займ от «Фонда Шелкового Пути». В декабре 2015 года Группа получила займ от китайского инвестиционного фонда «Фонд Шелкового Пути». 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 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. прочие займы представляли займы в рублях, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера. Первоначально займы подлежали погашению до конца 2017 года, в дальнейшем срок погашения был продлен до конца 2018 года.

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая их текущую часть, составила 151'804 млн и 167'760 млн рублей на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. соответственно. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21). Справедливая стоимость остальных долгосрочных заемных средств была определена на основании будущих денежных потоков, дисконтированных с использованием оценочной ставки дисконтирования, скорректированной с учетом риска (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21).

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

<i>Период погашения:</i>	На 31 марта 2018 г.
С 1 апреля 2019 г. по 31 марта 2020 г.	9'012
С 1 апреля 2020 г. по 31 марта 2021 г.	41'374
С 1 апреля 2021 г. по 31 марта 2022 г.	3'448
С 1 апреля 2022 г. по 31 марта 2023 г.	60'601
После 31 марта 2023 г.	27'583
Итого долгосрочные заемные средства	142'018

Доступные кредитные линии. По состоянию на 31 марта 2018 г. Группа дополнительно располагала доступными долгосрочными кредитными линиями от банков с кредитными лимитами в размере 100 млрд рублей, эквивалента 750 млн долл. США и 50 млн евро. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

12 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

По состоянию на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств составляли 2'242 млн и 14'302 млн рублей соответственно.

Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев. В течение трех месяцев, закончившихся 31 марта 2018 и 2017 гг., Группа располагала возобновляемыми кредитными линиями, в рамках которых получала займы со сроком погашения не более трех месяцев в виде торгового финансирования под залог денежных поступлений от реализации жидких углеводородов по ряду экспортных контрактов Группы. По состоянию на 31 марта 2018 г. данные займы составляли 1'220 млн рублей (на 31 декабря 2017 г. ноль).

Доступные кредитные линии. По состоянию на 31 марта 2018 г. Группа располагала краткосрочной доступной возобновляемой кредитной линией от российского банка с кредитным лимитом в размере 20 млрд рублей.

13 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	38'425	30'936
Производные товарные инструменты	2'559	3'333
Проценты, подлежащие уплате	1'728	1'221
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	980	1'633
Прочая кредиторская задолженность	766	775
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	3'854	4'474
Задолженность по заработной плате	434	472
Прочая задолженность и начисленные обязательства	7'565	6'157
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	56'311	49'001

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 (Surgus) 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 три месяца, закончившихся 31 марта 2017 г., Группа приобрела суммарно 0,9 млн обыкновенных акций (в форме ГДР) на общую сумму 658 млн рублей. По состоянию на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. на балансе Группы находилось (в форме обыкновенных акций и ГДР) 20,7 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 8'353 млн рублей. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участие в голосовании.

Дивиденды. После отчетной даты, 20 апреля 2018 г. годовое Общее собрание акционеров ПАО «НОВАТЭК» одобрило выплату финальных дивидендов по результатам деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 г., в размере 8,00 рублей на одну акцию или 80,00 рублей на ГДР, на общую сумму 24'291 млн рублей (включая выкупленные собственные акции).

15 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
Природный газ	88'485	67'503
Нафта	29'290	30'722
Сырая нефть	22'448	17'621
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	18'772	18'232
Сжиженный углеводородный газ	10'604	10'138
Стабильный газовый конденсат	8'886	9'785
Итого выручка от реализации нефти и газа	178'485	154'001

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

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

16 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
Нестабильный газовый конденсат	31'313	26'691
Природный газ	29'645	14'615
Прочие жидкие углеводороды	857	664
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	61'815	41'970

Группа покупает не менее 50% объемов природного газа, добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Нортгаз», часть добываемого своим совместным предприятием АО «Арктикгаз» природного газа, весь объем добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Тернефтегаз» природного газа и с декабря 2017 года – часть объемов сжиженного природного газа, производимого своим совместным предприятием ОАО «Ямал СПГ» (см. Примечание 23).

Группа покупает у своих совместных предприятий «Нортгаза», «Арктикгаза» и «Тернефтегаза» весь добываемый ими нестабильный газовый конденсат по рыночным ценам региона добычи, основываясь на мировых котировках цен на нефть (см. Примечание 23).

17 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	26'617	25'371
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	7'146	7'975
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	2'086	1'636
Транспортировка стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, нефти и сжиженного природного газа танкерами	1'924	1'785
Прочие	21	15
Итого транспортные расходы	37'794	36'782

18 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

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

	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
Налог на добычу полезных ископаемых	12'385	11'458
Налог на имущество	949	825
Прочие налоги	88	58
Итого налоги, кроме налога на прибыль	13'422	12'341

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

19 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
Расходы в виде процентов		
по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	1'964	2'164
Расходы в виде процентов		
по заемным средствам с переменной процентной ставкой	64	794
Подитог	2'028	2'958
Минус: капитализированные проценты	(1'040)	(890)
Расходы в виде процентов по заемным средствам	988	2'068
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	143	165
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде	88	5
Итого расходы в виде процентов	1'219	2'238

<i>Доходы в виде процентов</i>	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по амортизированной стоимости	170	201
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по справедливой стоимости через прибыли или убытки	2'727	3'560
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	294	760
Итого доходы в виде процентов	3'191	4'521

<i>Курсовые разницы</i>	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
Положительные курсовые разницы	7'732	10'113
Отрицательные курсовые разницы	(4'323)	(13'888)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	3'409	(3'775)

20 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2018 и 2017 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 31 марта 2018 и 2017 гг., составила 17,9% и 20,0% соответственно.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

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

<i>Финансовые активы</i>	На 31 марта 2018 г.		На 31 декабря 2017 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные займы выданные	5'627	-	5'313	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	416	43'324	429	44'503
Денежные средства и их эквиваленты	-	55'401	-	65'943
Прочие	10	-	10	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Долгосрочные займы выданные	211'136	887	206'159	891
Производные товарные инструменты	1'298	2'276	1'705	2'117
Итого финансовые активы	218'487	101'888	213'616	113'454
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	142'018	1'022	141'448	14'302
Краткосрочные заемные средства	-	1'220	-	-
Долгосрочные обязательства по аренде	7'276	2'013	5'776	1'520
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	40'919	-	32'932
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	-	980	-	1'633
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	1'076	2'559	649	3'333
Итого финансовые обязательства	150'370	48'713	147'873	53'720

Определение справедливой стоимости. Группа оценивает качество и надежность допущений и данных, используемых для определения справедливой стоимости, в соответствии с МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости» 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 хамам Европы) с целью оптимизации поставок и снижения рисков негативного изменения 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 (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», несмотря на то, что по некоторым из таких контрактов предусмотрены физические поставки природного газа. Все вышеуказанные контракты отражаются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости – в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Для оценки справедливой стоимости долгосрочных производных газовых контрактов, предусматривающих физические поставки природного газа, использовались собственные модели и различные методы оценки (mark-to-market и mark-to-model analysis) ввиду отсутствия рыночных котировок или иных рыночных данных на весь срок действия договоров. Основываясь на допущениях при определении справедливой стоимости, такие производные 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 (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», представлены ниже:

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 31 марта 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	3'574	3'822
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(3'635)	(3'982)

	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	2018	2017
Операционная прибыль (убыток)		
от торговли природным газом за рубежом	(270)	(30)
Изменение справедливой стоимости	140	211

	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	2018	2017
Увеличение на 10%	(1'539)	(1'410)
Снижение на 10%	1'539	1'410

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.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
На 1 января	207'051	198'454
Погашение займов и начисленных процентов	(310)	(299)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	2'727	3'560
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	2'534	(13'364)
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	21	(7'110)
На 31 марта	212'023	181'241

Для оценки справедливой стоимости акционерных займов, предоставленных совместным предприятиям, использовались сопоставимые процентные ставки, скорректированные на кредитный риск заемщика, и собственные модели свободных денежных потоков, основанные на бизнес-планах заемщика, утвержденные акционерами совместных предприятий. Основываясь на допущениях при определении справедливой стоимости, акционерные займы отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

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

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
Увеличение на 1%	(11'398)	(11'593)
Снижение на 1%	12'338	12'660

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.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

(а) Риск колебания курсов иностранных валют

В обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности Группа подвержена риску колебания курсов иностранных валют, возникающих от различного воздействия, в основном, со стороны обменного курса доллара США и евро. Риск колебания курсов иностранных валют возникает, в основном, от будущих хозяйственных операций и имеющихся активов и обязательств, когда они номинированы 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, номинированные в валюте, отличной от российского рубля, а также некоторые нерублевые активы и обязательства.

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)**

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

<i>На 31 марта 2018 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	5'627	97'339	113'797	-	216'763
Торговая и прочая дебиторская задолженность	413	3	-	-	416
Производные товарные инструменты	-	-	1'298	-	1'298
Прочие	-	-	-	10	10
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	23'040	11'725	7'568	991	43'324
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	887	-	-	887
Производные товарные инструменты	-	-	2'276	-	2'276
Денежные средства и их эквиваленты	6'945	25'832	22'254	370	55'401
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(1'007)	(133'955)	(7'056)	-	(142'018)
Долгосрочные обязательства по аренде	(324)	(6'882)	(2)	(68)	(7'276)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'076)	-	(1'076)
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	(1'022)	-	(1'220)	-	(2'242)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(87)	(1'880)	(2)	(44)	(2'013)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(30'584)	(2'938)	(7'148)	(249)	(40'919)
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(980)	-	-	-	(980)
Производные товарные инструменты	-	-	(2'559)	-	(2'559)
Подверженность риску (нетто)	2'021	(9'869)	128'130	1'010	121'292

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)**

На 31 декабря 2017 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	5'313	96'686	109'473	-	211'472
Торговая и прочая дебиторская задолженность	426	3	-	-	429
Производные товарные инструменты	-	-	1'705	-	1'705
Прочие	-	-	-	10	10
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	21'822	16'360	3'730	2'591	44'503
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	891	-	-	891
Производные товарные инструменты	-	-	2'117	-	2'117
Денежные средства и их эквиваленты	16'392	36'449	12'745	357	65'943
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(134'561)	(6'887)	-	(141'448)
Долгосрочные обязательства по аренде	(340)	(5'360)	(3)	(73)	(5'776)
Производные товарные инструменты	-	-	(649)	-	(649)
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	(1'022)	(13'280)	-	-	(14'302)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(116)	(1'349)	(2)	(53)	(1'520)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(25'651)	(3'563)	(3'505)	(213)	(32'932)
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(1'633)	-	-	-	(1'633)
Производные товарные инструменты	-	-	(3'333)	-	(3'333)
Подверженность риску (нетто)	15'191	(7'724)	115'391	2'619	125'477

(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.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

С 1 января 2016 г. по 30 июня 2017 г. регулируемые оптовые цены на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке (кроме населения), не изменялись. С 1 июля 2017 г. регулируемые оптовые цены на природный газ были увеличены на 3,9%.

Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ в Российской Федерации ограничен, и не использует товарные производные финансовые инструменты в торговых целях. 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 (IFRS) 9 «Финансовые инструменты». Однако для эффективного управления маржой, получаемой от реализации природного газа, руководство установило целевые показатели объемов, продаваемых трейдерам на точке врезки и конечным покупателям.

Поставки СПГ на международные рынки. В течение трех месяцев, закончившихся 31 марта 2018 г., Группа реализовывала сжиженный природный газ, приобретенный у своего совместного предприятия «Ямал СПГ», по краткосрочным контрактам на международных рынках по ценам, основанным на сопоставимых котировках цен на природный газ на основных газовых хабах. Данные контракты Группы на покупку и продажу СПГ заключены с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

Деятельность по регазификации СПГ в Польше. Группа покупает СПГ по ценам, зависящим от цен на природный газ в Польше, и продает регазифицированный СПГ в виде природного газа по тарифам, регулируемым Управлением Энергетики Польши, через свое 100%-ное дочернее общество Blue Gaz Sp. z o.o. Данные контракты на покупку и продажу были заключены Группой с целью обеспечения договорных обязательств и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

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.

Поставки жидких углеводородов. 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 Северной Америки преимущественно основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent IPE или Dubai и/или на нефту, в основном 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, и газойл марки CIF NWE 0,1% 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 или Dubai плюс премия или минус дисконт, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке или на основе сопоставимых котировок цен на нефть марки Brent и Urals, или их комбинации.

Таким образом, выручка Группы от реализации жидких углеводородов подвержена волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен на нефть и продукты переработки газового конденсата. 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 (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

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 31 марта 2018 г.		На 31 декабря 2017 г.	
	млн рублей	Процент	млн рублей	Процент
С фиксированной ставкой	142'231	99%	141'448	91%
С переменной ставкой	2'029	1%	14'302	9%
Итого заемные средства	144'260	100%	155'750	100%

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

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

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

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

Большая часть реализации природного газа и 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.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 на период 30 дней и более. Группа использует различные краткосрочные кредитные линии. Кредитные линии и банковские овердрафты могут использоваться Группой для удовлетворения краткосрочных потребностей в финансировании. Для обеспечения потребностей в денежных средствах на более постоянной основе Группа обычно привлекает долгосрочные кредиты на доступных международных и внутренних рынках.

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

На 31 марта 2018 г.	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
Основная сумма	1'220	9'048	106'439	31'868	148'575
Проценты	7'235	7'193	15'329	6'127	35'884
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
Основная сумма	1'022	232	775	-	2'029
Проценты	97	92	33	-	222
Обязательства по аренде	2'021	1'939	5'717	835	10'512
Торговая и прочая кредиторская задолженность	40'919	-	-	-	40'919
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	980	-	-	-	980
Итого финансовые обязательства	53'494	18'504	128'293	38'830	239'121

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 2017 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>	-	8'890	107'061	32'055	148'006
<i>Проценты</i>	7'272	7'272	16'655	6'163	37'362
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	14'314	-	-	-	14'314
<i>Проценты</i>	168	-	-	-	168
Обязательства по аренде	1'606	1'494	4'393	937	8'430
Торговая и прочая кредиторская задолженность	32'932	-	-	-	32'932
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	1'633	-	-	-	1'633
Итого финансовые обязательства	57'925	17'656	128'109	39'155	242'845

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

<i>На 31 марта 2018 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Итого
Приток денежных средств	60'187	30'855	49'983	141'025
Отток денежных средств	(60'473)	(30'909)	(49'705)	(141'087)
Чистые денежные потоки	(286)	(54)	278	(62)

<i>На 31 декабря 2017 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Итого
Приток денежных средств	45'120	29'028	54'785	128'933
Отток денежных средств	(46'422)	(28'182)	(54'572)	(129'176)
Чистые денежные потоки	(1'302)	846	213	(243)

Управление капиталом. Основной целью политики по управлению капиталом Группы является обеспечение прочной основы для финансирования и осуществления хозяйственной деятельности посредством осмотрительных инвестиционных решений и сохранения доверия инвесторов, рынка и кредиторов для поддержания ее деятельности.

По состоянию на отчетную дату кредитные рейтинги Группы соответствовали инвестиционным уровням BBB- по Standard & Poor's, BBB по Fitch Ratings и Baa3 по Moody's Investors Service. 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.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа имеет формализованную политику по выплате дивидендов, устанавливающую уровень выплаты дивидендов в размере не менее 30% от консолидированной чистой прибыли Группы, рассчитанной в соответствии с МСФО, скорректированной на единовременные прибыли (убытки). Размер дивидендов за конкретный год определяется, принимая во внимание будущие доходы, потребности в капитальных затратах, будущие возможности бизнеса и существующее финансовое положение Группы. Совет директоров 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 трех месяцев, закончившихся 31 марта 2018 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 31 марта 2018 г. и 31 декабря 2017 г. капитал Группы составлял 889'778 млн и 847'646 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 года и последующая негативная реакция мирового сообщества оказывали и могут продолжать оказывать негативное влияние на российскую экономику, включая усложнение привлечения международного финансирования, обесценение национальной валюты и высокую инфляцию. Эти и другие события в случае эскалации могут оказать существенное негативное влияние на условия ведения деятельности в Российской Федерации.

Секторальные санкции, введенные правительством США. 16 июля 2014 г. Управление по контролю за иностранными активами казначейства США (OFAC) выпустило Идентификационный список секторальных санкций (далее – «Список»), в который было включено ПАО «НОВАТЭК». Список запрещает гражданам и юридическим лицам США и лицам, находящимся на территории США, предоставлять новое финансирование Группе на срок более 60 дней (до 28 ноября 2017 г. данное ограничение относилось к новому финансированию на срок более 90 дней). Однако все прочие сделки и операции с Группой, включая финансовые, осуществляемые гражданами и юридическими лицами США и на территории США, не запрещаются. Включение в Список не повлияло на деятельность Группы в любой юрисдикции, а также не влияет на активы и заемные средства Группы.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 31 марта 2018 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 60 млрд рублей (на 31 декабря 2017 г.: 49 млрд рублей) преимущественно на строительство инфраструктуры для будущих СПГ-проектов (до конца 2022 года), а также на разработку и обустройство Салмановского (Утреннего) (до конца 2019 года), Северо-Русского (до конца 2021 года), Ярудейского (до конца 2020 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2020 года) и Юрхаровского (до конца 2020 года) месторождений.

В сентябре 2016 года Группа и «Eni S.p.A.» (далее именуемые «Концессионеры») создали совместную операцию с 50%-ной долей участия каждого Концессионера в соответствии с Концессионным соглашением, заключенным с Правительством Черногории на разведку и добычу углеводородов на четырех шельфовых блоках, расположенных в Адриатическом море. По данной совместной операции Группа несет обязательства, связанные с выполнением Концессионерами обязательной программы работ по геологоразведке, установленной Концессионным соглашением. Максимальная сумма, подлежащая уплате Правительству Черногории Группой в случае неисполнения программы в течение первого периода геологоразведки сроком до четырех лет, заканчивающегося в 2020 году, 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.

По своей совместной операции в Ливане Группа несет обязательства, связанные с выполнением Правообладателями минимальных обязательств по работам по геологоразведке, установленных Соглашениями о Разведке и Добыче (см. Примечание 1). Максимальная сумма, подлежащая уплате Министерству энергетики и водных ресурсов Ливанской Республики Группой в случае неисполнения программы в течение первого периода геологоразведки сроком до трех лет (может быть продлен на срок не более одного года), заканчивающегося в 2021 году, составляет 13,5 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.

Нефинансовые гарантии. Общая величина нефинансовых гарантий, относящихся к проекту «Ямал СПГ», выданных Группой ряду третьих лиц (Министерству Финансов Российской Федерации, российским и зарубежным банкам, судовладельцам СПГ-танкеров, владельцам СПГ-терминалов) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества, составила 2,8 млрд долл. США и 6,8 млрд евро по состоянию на 31 марта 2018 г. (на 31 декабря 2017 г.: 3,0 млрд долл. США и 6,6 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.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По обязательствам Группы в связи с нефинансовой гарантией, выданной банком, 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.

Общая величина нефинансовых гарантий выданных Группой российскому банку по обязательствам совместного предприятия «Криогаз-Высоцк», составила 90 млн евро по состоянию на 31 марта 2018 г. (на 31 декабря 2017 г.: 49 млн евро).

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 проверки 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.

Большинство нефтегазовых месторождений и лицензионных участков 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.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>		
Операции		
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(56'624)	(36'847)
Доходы в виде процентов по займам выданным	2'855	3'707
Прочая выручка	309	302
Материалы, услуги и прочие расходы	(51)	(53)

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 31 марта 2018 г. На 31 декабря 2017 г.

Сальдо по расчетам

Долгосрочные займы выданные	216'763	211'472
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	21'833	19'785
Текущая часть долгосрочных займов выданных	887	891
Торговая дебиторская задолженность	243	246

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.

<i>Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала</i>	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017

Операции

Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(2'215)	(2'514)
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(964)	(8)
Материалы, услуги и прочие расходы	(2)	-

*Связанные стороны – компании под контролем
ключевого руководящего персонала*

На 31 марта 2018 г. На 31 декабря 2017 г.

Сальдо по расчетам

Предоплаты и прочие текущие активы	780	565
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	881	504
Авансы, выданные на строительство	545	195

Сделки со связанными сторонами также включают полученные одним из дочерних обществ Группы займы от его неконтролирующего акционера (см. Примечание 11).

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 31 марта:	
	2018	2017
Совет директоров	20	25
Правление	711	747
Итого вознаграждения	731	772

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.

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».

Руководство Группы анализирует финансовую информацию о результатах деятельности отчетного сегмента, подготовленную в соответствии с МСФО. Ответственное лицо оценивает эффективность отчетного сегмента, основываясь на показателе прибыли, включающего, в том числе, выручку, износ, истощение и амортизацию, доходы и расходы в виде процентов, расходы по налогу на прибыль и прочие статьи, представленные в консолидированном отчете о прибылях и убытках Группы. Ответственное лицо также анализирует данные о капитальных затратах отчетного сегмента за период, определяемых как поступления и приобретения основных средств (см. Примечание 5).

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, продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа, сырой нефти и продуктов переработки газа;
- *Страны Европы (в основном Нидерланды, Бельгия, Швеция, Дания, Франция, Финляндия, Великобритания, Италия, Польша и Черногория)* – совместные операции по разведке участков недр, реализация нефти, стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, сырой нефти, сжиженного углеводородного газа и природного газа;
- *Страны Азиатско-Тихоокеанского Региона (в основном Китай, Тайвань, Южная Корея, Япония, Индия, Малайзия и Сингапур)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, природного газа и сырой нефти;
- *Страны Северной Америки (в основном США)* – реализация нефти.

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за годы, закончившиеся 31 марта 2018 и 2017 гг., представлена ниже:

	За три месяца, закончившихся 31 марта:	
	2018	2017
Россия	103'788	94'523
Европа	45'345	42'189
Азиатско-Тихоокеанский Регион	23'799	18'906
Северная Америка	13'454	5'141
Минус: экспортные пошлины	(7'901)	(6'758)
Итого за пределами России	74'697	59'478
Итого выручка от реализации нефти и газа	178'485	154'001

Распределение выручки осуществляется в соответствии с географическим местонахождением пункта назначения. Для товаров, транспортируемых танкерами, география определяется на основании местонахождения порта выгрузки/перегрузки, назначенного покупателем Группы. Все основные производственные активы Группы находятся на территории Российской Федерации.

Крупнейшие покупатели продукции. За три месяца, закончившихся 31 марта 2018 и 2017 гг., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 16% (28 млрд рублей) и 17% (26,7 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Крупнейший покупатель продукции Группы находится на территории Российской Федерации.

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