

ПАО «НОВАТЭК»

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

**ПО СОСТОЯНИЮ НА И ЗА ТРИ И ШЕСТЬ МЕСЯЦЕВ,
ЗАКОНЧИВШИХСЯ 30 ИЮНЯ 2017 г.**

Отчет об обзорной проверке консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности	3
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о финансовом положении (не прошедший аудит)	5
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о прибылях и убытках (не прошедший аудит)	6
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о совокупном доходе (не прошедший аудит)	7
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о движении денежных средств (не прошедший аудит)	8
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет об изменениях в капитале (не прошедший аудит)	10
Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности (не прошедшей аудит):	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности	11
Прим. 2. Основные принципы составления	11
Прим. 3. Основные принципы учетной политики	12
Прим. 4. Приобретения и выбытия	14
Прим. 5. Основные средства	15
Прим. 6. Инвестиции в совместные предприятия	17
Прим. 7. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	19
Прим. 8. Прочие долгосрочные активы	20
Прим. 9. Торговая и прочая дебиторская задолженность	20
Прим. 10. Предоплаты и прочие текущие активы	21
Прим. 11. Долгосрочные заемные средства	21
Прим. 12. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	23
Прим. 13. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	23
Прим. 14. Акционерный капитал	24
Прим. 15. Выручка от реализации нефти и газа	25
Прим. 16. Покупка природного газа и жидких углеводородов	25
Прим. 17. Транспортные расходы	25
Прим. 18. Налоги, кроме налога на прибыль	26
Прим. 19. Доходы (расходы) от финансовой деятельности	26
Прим. 20. Налог на прибыль	27
Прим. 21. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска	27
Прим. 22. Условные и договорные обязательства	37
Прим. 23. Операции со связанными сторонами	40
Прим. 24. Информация по сегментам	42
Прим. 25. Новые или пересмотренные стандарты	45
Контактная информация	46



Заключение об обзорной проверке промежуточной финансовой отчетности

Акционерам и Совету директоров ПАО «НОВАТЭК»

Вступление

Мы провели обзорную проверку прилагаемого консолидированного промежуточного сокращенного отчета о финансовом положении ПАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее - «Группа») по состоянию на 30 июня 2017 года и соответствующих консолидированных промежуточных сокращенных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе за три и шесть месяцев, закончившихся на указанную дату, а также о движении денежных средств и изменениях капитала за шесть месяцев, закончившихся на указанную дату. Руководство несет ответственность за подготовку и представление этой консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность». Наша ответственность заключается в 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».

АО «ТКК Аудит»

25 июля 2017 года

Москва, Российская Федерация



**А.Г. Яшков, аттестованный аудитор (квалификационный аттестат № 01-001391),
Акционерное общество «ПрайсвоутерхаусКуперс Аудит»**

Аудируемое лицо: ПАО «НОВАТЭК»

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

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, Пуровский район, г. Тарко-Сале

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

**Независимый аудитор:
Акционерное общество «ПрайсвоутерхаусКуперс 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)

ОРНЗ в реестре аудиторов и аудиторских организаций - 11603050547

ПАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	На 30 июня 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	334'318	331'795
Инвестиции в совместные предприятия	6	269'220	259'650
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	7	206'298	209'145
Прочие долгосрочные активы	8	30'549	30'484
Итого долгосрочные активы		840'385	831'074
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы		7'732	9'044
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		264	581
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	36'521	41'586
Предоплаты и прочие текущие активы	10	25'721	33'248
Денежные средства и их эквиваленты		63'879	48'301
Итого текущие активы		134'117	132'760
Итого активы		974'502	963'834
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	11	144'404	161'296
Долгосрочные обязательства по аренде		2'064	-
Обязательства по отложенному налогу на прибыль		25'147	24'656
Обязательства по ликвидации активов		9'263	7'605
Прочие долгосрочные обязательства		3'284	3'766
Итого долгосрочные обязательства		184'162	197'323
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	12	34'550	55'469
Краткосрочная часть долгосрочных обязательств по аренде		650	-
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13	27'732	38'462
Задолженность по текущему налогу на прибыль		2'185	747
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		12'845	14'113
Итого текущие обязательства		77'962	108'791
Итого обязательства		262'124	306'114
Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(8'184)	(6'913)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета в валюту представления отчетности		(2'124)	(724)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		671'820	618'680
Итого капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	14	698'819	648'350
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		13'559	9'370
Итого капитал		712'378	657'720
Итого обязательства и капитал		974'502	963'834

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


Л. Михельсон
Председатель Правления


М. Джитвэй
Финансовый директор

25 июля 2017 года

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о прибылях и убытках (не прошедший аудит)

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

	Прим.	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
		2017	2016	2017	2016
Выручка от реализации					
Выручка от реализации нефти и газа	15	128'030	126'463	282'031	264'674
Прочая выручка		800	925	1'427	2'065
Итого выручка от реализации		128'830	127'388	283'458	266'739
Операционные расходы					
Покупка природного газа и жидких углеводородов	16	(30'990)	(32'003)	(72'960)	(61'720)
Транспортные расходы	17	(32'567)	(30'579)	(69'349)	(67'152)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(11'531)	(11'393)	(23'872)	(21'990)
Износ, истощение и амортизация		(8'572)	(8'363)	(17'060)	(16'196)
Материалы, услуги и прочие расходы		(5'084)	(4'568)	(9'884)	(9'034)
Общехозяйственные и управленческие расходы		(3'911)	(5'230)	(7'904)	(9'242)
Расходы на геологоразведку		(504)	(181)	(892)	(391)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто		-	40	-	(113)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		(874)	2'258	(1'476)	(1'340)
Итого операционные расходы		(94'033)	(90'019)	(203'397)	(187'178)
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	4	-	-	-	73'072
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто		351	(1'731)	625	(760)
Прибыль от операционной деятельности		35'148	35'638	80'686	151'873
Доходы (расходы) от финансовой деятельности					
Расходы в виде процентов	19	(1'873)	(2'685)	(4'111)	(6'339)
Доходы в виде процентов	19	4'359	4'809	8'880	9'864
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	21	(2'841)	6'301	(9'951)	7'032
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	19	13'769	(8'351)	9'994	(9'567)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		13'414	74	4'812	990
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(33'768)	19'623	9'858	43'004
Прибыль до налога на прибыль		14'794	55'335	95'356	195'867
Расходы по налогу на прибыль					
Расходы по текущему налогу на прибыль		(9'058)	(5'851)	(16'984)	(24'606)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		(493)	(1'160)	78	(5'360)
Итого расходы по налогу на прибыль	20	(9'551)	(7'011)	(16'906)	(29'966)
Прибыль		5'243	48'324	78'450	165'901
Прибыль, относящаяся к:					
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		2'000	2'390	4'189	4'050
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		3'243	45'934	74'261	161'851
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		1,08	15,22	24,62	53,61
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)</i>		<i>3'016,4</i>	<i>3'018,9</i>	<i>3'016,8</i>	<i>3'018,9</i>

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

ПАО «НОВАТЭК»

Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о совокупном доходе (не прошедший аудит)

(в миллионах рублей)

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016	2017	2016
Прибыль	5'243	48'324	78'450	165'901
Прочий совокупный доход (расход)				
Статьи, которые не будут впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)				
Переоценка обязательств по пенсионной программе	90	(90)	(8)	(168)
Доля в переоценке обязательств по пенсионной программе совместных предприятий	(1)	-	(2)	-
	89	(90)	(10)	(168)
Статьи, которые могут быть впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)				
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	(872)	2'035	(1'399)	3'287
Доля в разнице совместных предприятий от пересчета в валюту представления отчетности	(7)	-	(1)	-
	(879)	2'035	(1'400)	3'287
Прочий совокупный доход (расход)	(790)	1'945	(1'410)	3'119
Итого совокупный доход	4'453	50'269	77'040	169'020
Итого совокупный доход, относящийся к:				
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ	2'000	2'390	4'189	4'050
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»	2'453	47'879	72'851	164'970

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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
		2017	2016
Прибыль до налога на прибыль		95'356	195'867
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		17'060	16'196
Признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто		-	113
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		(9'994)	9'567
Прибыль от выбытия активов, нетто		-	(73'002)
Расходы в виде процентов		4'111	6'339
Доходы в виде процентов		(8'880)	(9'864)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(9'858)	(43'004)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		9'951	(7'032)
Переоценка производных товарных инструментов через убытки (прибыли)		(133)	1'989
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных		327	(1'666)
Прочие корректировки		105	(95)
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		11'799	348
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		1'509	523
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		(10'177)	(224)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		(1'438)	(412)
Итого изменения оборотного капитала		1'693	235
Проценты полученные		3'494	1'325
Налог на прибыль уплаченный без учета фактических платежей, относящихся к выбытию долей в совместных предприятиях		(15'276)	(23'255)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		87'956	73'713
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(10'617)	(13'784)
Платежи за лицензии на право пользования недрами		(2'116)	(1'057)
Приобретение материалов для строительства		(458)	(457)
Приобретение нематериальных активов		(384)	-
Платежи за приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств		-	(2'935)
Поступления от выбытия долей владения в совместных предприятиях	4	-	84'978
Расходы по продаже долей владения в совместных предприятиях	4	-	(2'634)
Фактический налог на прибыль, уплаченный в связи с выбытием долей в совместных предприятиях		-	(9'932)
Проценты уплаченные и капитализированные		(1'786)	(1'968)
Комиссии по гарантиям уплаченные		(668)	(367)
Предоставление займов совместным предприятиям	7	-	(6'645)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	7	2'470	-
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) инвестиционной деятельности		(13'559)	45'199

ПАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
		2017	2016
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Погашение долгосрочных заемных средств		(33'363)	(66'026)
Погашение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев		-	(20'000)
Увеличение (уменьшение) краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто		(36)	(4'422)
Проценты по займам уплаченные		(3'793)	(5'581)
Дивиденды выплаченные	14	(21'111)	(20'831)
Платежи по обязательствам по аренде		(69)	-
Приобретение собственных акций	14	(1'273)	(107)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(59'645)	(116'967)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты		826	(5'344)
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто		15'578	(3'399)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		48'301	29'187
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		63'879	25'788

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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г.</i>	<i>Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)</i>	<i>Уставный капитал - обыкновен- ные акции</i>	<i>Выкуп- ленные собственные акции</i>	<i>Добавочный капитал</i>	<i>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 2016 г.	3'019,1	393	(5'997)	31'297	(5'092)	5'617	399'861	426'079	2'092	428'171
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	161'851	161'851	4'050	165'901
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	3'287	-	(168)	3'119	-	3'119
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	3'287	-	161'683	164'970	4'050	169'020
Дивиденды (см. Примечание 14)	-	-	-	-	-	-	(20'831)	(20'831)	-	(20'831)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	2'819	2'819	-	2'819
Покупка собственных акций (см. Примечание 14)	(0,2)	-	(107)	-	-	-	-	(107)	-	(107)
Сальдо на 30 июня 2016 г.	3'018,9	393	(6'104)	31'297	(1'805)	5'617	543'532	572'930	6'142	579'072
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 г.</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 (убыток)	-	-	-	-	-	-	74'261	74'261	4'189	78'450
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(1'400)	-	(10)	(1'410)	-	(1'410)
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(1'400)	-	74'251	72'851	4'189	77'040
Дивиденды (см. Примечание 14)	-	-	-	-	-	-	(21'111)	(21'111)	-	(21'111)
Покупка собственных акций (см. Примечание 14)	(1,9)	-	(1'271)	-	-	-	-	(1'271)	-	(1'271)
Сальдо на 30 июня 2017 г.	3'015,8	393	(8'184)	31'297	(2'124)	5'617	671'820	698'819	13'559	712'378

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 на внутренний рынок Российской Федерации 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 подвержены сезонным колебаниям, что связано в основном с погодными условиями на территории Российской Федерации, и достигают максимального уровня в зимние (в декабре и январе) и минимального уровня в летние (в июле и августе) месяцы.

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

Группа также покупает и продает природный газ на европейском рынке по долгосрочным и краткосрочным контрактам в рамках своей зарубежной коммерческой трейдинговой деятельности, а также осуществляет деятельность по регазификации сжиженного природного газа в Польше.

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 2016 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 2016 г. В основном оценки были сделаны в отношении справедливой стоимости активов и обязательств, отложенных налогов на прибыль, запасов нефти и газа, обесценения активов, пенсионных обязательств, обязательств по ликвидации активов и инвестиций.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Рублей за одну единицу валюты	Средний курс за три месяца, закончившихся 30 июня:		Средний курс за шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016	2017	2016
Доллар США (USD)	57,15	65,89	57,99	70,26
Евро (EUR)	62,79	74,40	62,72	78,37
Польский злотый (PLN)	14,89	17,03	14,68	17,96

Рублей за одну единицу валюты	На 30 июня:		На 31 декабря:	
	2017	2016	2016	2015
Доллар США (USD)	59,09	64,26	60,66	72,88
Евро (EUR)	67,50	71,21	63,81	79,70
Польский злотый (PLN)	15,93	16,09	14,44	18,79

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 сопоставимые периоды для того, чтобы их представление соответствовало представлению текущего отчетного периода. А именно, расходы на страхование, относящиеся к производственным объектам, и большая часть расходов научно-технического центра Группы за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г. в общей сумме 540 млн рублей были переклассифицированы из статьи «общехозяйственные и управленческие расходы» в статьи «материалы, услуги и прочие расходы» и «расходы на геологоразведку» в сумме 293 млн и 247 млн рублей соответственно (за три месяца, закончившихся 30 июня 2016 г., 323 млн рублей были переклассифицированы из статьи «общехозяйственные и управленческие расходы» в статьи «материалы, услуги и прочие расходы» и «расходы на геологоразведку» в сумме 184 млн и 139 млн рублей соответственно).

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Основные элементы учетной политики и методики расчетов, используемые Группой, соответствуют описанным в аудированной консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2016 г., за исключением признания расходов по налогу на прибыль и влияния применения новых стандартов, как описано ниже.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Нижеследующие новые стандарты начали досрочно применяться Группой с 1 января 2017 г.:

МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями». Стандарт вводит основополагающий принцип, по которому выручка должна быть признана в момент передачи товаров или услуг заказчику по цене сделки. Любые скидки от контрактной цены должны быть отнесены к отдельным элементам контрактов с покупателями. Если вознаграждение по какой-либо причине варьируется, то минимальные суммы должны быть признаны, если они не подвержены существенному риску пересмотра. Расходы, понесенные для обеспечения контрактов с покупателями, должны быть капитализированы и амортизированы в течение всего срока получения выгод от контракта.

Согласно переходным положениям МСФО (IFRS) 15, Группа выбрала возможность ретроспективно применить новые правила к каждому предыдущему представленному отчетному периоду. Применение данного стандарта не оказало существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую отчетность Группы, соответственно данные за сопоставимые периоды не были пересчитаны.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда». Стандарт обязывает арендаторов признавать активы в форме права пользования и обязательства по аренде для большинства договоров аренды. Договор в целом или его отдельные компоненты являются договором аренды, если по этому договору передается право контролировать использование идентифицированного актива в течение определенного периода в обмен на возмещение.

Активы в форме права пользования изначально оцениваются по первоначальной стоимости и амортизируются до более ранней из следующих дат: даты окончания срока полезного использования актива в форме права пользования или даты окончания срока аренды. Первоначальная стоимость актива в форме права пользования включает в себя величину первоначальной оценки обязательства по аренде, арендные платежи, осуществленные до или на дату начала аренды, и первоначальные прямые затраты. Обязательство по аренде первоначально оценивается по приведенной стоимости арендных платежей, которые еще не осуществлены на дату начала аренды и впоследствии оцениваются по амортизируемой стоимости с признанием расходов в виде процентов в составе доходов (расходов) от финансовой деятельности консолидированного отчета о прибылях и убытках.

В соответствии с МСФО (IFRS) 16, Группа решила не применять правила учета по данному стандарту к договорам краткосрочной аренды.

Согласно переходным положениям МСФО (IFRS) 16, Группа решила применить новые правила ретроспективно с признанием совокупного эффекта первоначального применения стандарта по состоянию на 1 января 2017 г. Группа использовала разрешенные упрощения практического характера и не применила новый стандарт к договорам аренды, срок которых истекает в течение двенадцати месяцев с даты перехода.

Таким образом, по состоянию на 1 января 2017 г. Группа признала в составе консолидированного промежуточного сокращенного отчета о финансовом положении активы в форме права пользования и обязательства по аренде на сумму 256 млн рублей, без эффекта на вступительную величину нераспределенной прибыли. В консолидированном промежуточном сокращенном отчете о прибылях и убытках за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 г., Группа отразила 45 млн и 9 млн рублей в составе износа, истощения и амортизации и расходов в виде процентов соответственно в отношении договоров аренды, учтенных в соответствии с МСФО (IFRS) 16 (за три месяца, закончившихся 30 июня 2017 г., 24 млн и 4 млн рублей соответственно).

В случае применения предыдущего стандарта, МСФО (IAS) 17 «Аренда», Группа отразила бы за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 г., 43 млн рублей и 2 млн рублей в составе общехозяйственных и управленческих расходов и в составе материалов, услуг и прочих расходов соответственно вместо вышеуказанных расходов по износу, истощению и амортизации и процентам (за три месяца, закончившихся 30 июня 2017 г., 22 млн и 1 млн рублей соответственно).

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

Выбытие доли владения в ОАО «Ямал СПГ»

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

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

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

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

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

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

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

Приобретение ООО «Евротэк-Юх»

В апреле 2016 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в ООО «Евротэк-Юх» за 6 млн рублей. ООО «Евротэк-Юх» является держателем лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Ладертойского участка, расположенного на полуострове Гыдан в ЯНАО. «Евротэк-Юх» 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 стоимость лицензии в полной сумме.

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:

	Активы, задействован- ные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г.</i>				
Первоначальная стоимость	348'268	64'778	15'195	428'241
Накопленный износ, истощение и амортизация	(93'886)	-	(2'643)	(96'529)
Остаточная стоимость на 1 января 2016 г.	254'382	64'778	12'552	331'712
Поступление и приобретение	1'593	14'518	26	16'137
Ввод в эксплуатацию	25'214	(25'357)	143	-
Приобретение дочерних обществ	6	-	-	6
Изменение затрат на ликвидацию активов	1'280	-	-	1'280
Износ, истощение и амортизация	(15'780)	-	(292)	(16'072)
Выбытие, нетто	(560)	(61)	(63)	(684)
Первоначальная стоимость	375'772	53'878	15'269	444'919
Накопленный износ, истощение и амортизация	(109'637)	-	(2'903)	(112'540)
Остаточная стоимость на 30 июня 2016 г.	266'135	53'878	12'366	332'379
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 г.</i>				
Первоначальная стоимость	412'352	34'776	15'402	462'530
Накопленный износ, истощение и амортизация	(127'635)	-	(3'100)	(130'735)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 г.	284'717	34'776	12'302	331'795
Эффект изменения учетной политики (см. Примечание 3)	16	-	240	256
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	1'007	16'933	8	17'948
Ввод в эксплуатацию	12'148	(12'261)	113	-
Изменение затрат на ликвидацию активов	1'315	-	-	1'315
Износ, истощение и амортизация	(16'632)	-	(315)	(16'947)
Выбытие, нетто	(67)	(12)	(22)	(101)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	31	2	19	52
Первоначальная стоимость	426'783	39'438	15'735	481'956
Накопленный износ, истощение и амортизация	(144'248)	-	(3'390)	(147'638)
Остаточная стоимость на 30 июня 2017 г.	282'535	39'438	12'345	334'318

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В состав поступления и приобретения основных средств за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 г., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 2'222 млн и 3'243 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г. включены авансы на капитальное строительство и оборудование в сумме 5'468 млн и 1'438 млн рублей соответственно.

В июне 2017 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Гыданском лицензионном участке, расположенном на полуострове Гыдан в ЯНАО. Платеж за лицензию был определен в размере 2'262 млн рублей, из которых 2'057 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 205 млн рублей будет перечислена после государственной регистрации лицензии.

В апреле 2016 года в результате участия в аукционе Группа приобрела лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Няхартинском лицензионном участке, расположенном в ЯНАО. Платеж за лицензию составил 1'057 млн рублей и был включен в состав поступления и приобретения активов, задействованных в добыче нефти и газа.

В состав основных средств по состоянию на 30 июня 2017 г. включены активы в форме права пользования с учетной стоимостью 2'707 млн рублей, относящиеся, в основном, к долгосрочным договорам фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера.

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

	На 30 июня 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	48'109	47'243
Минус: накопленная амортизация стоимости доказанных запасов углеводородов	(17'405)	(16'782)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	10'223	10'069
Итого стоимость запасов углеводородов	40'927	40'530

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.

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

	На 30 июня 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Совместные предприятия:		
ОАО «Ямал СПГ»	127'313	126'688
ООО «Ямал развитие»	62'500	55'228
ЗАО «Нортгаз»	51'349	51'222
ООО «СеверЭнергия» (владение через «Artic Russia B.V.» на 31 декабря 2016 г.)	25'783	24'449
ЗАО «Тернефтегаз»	2'275	2'063
Итого инвестиции в совместные предприятия	269'220	259'650

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

ОАО «Ямал СПГ». Группа владеет 50,1%-ной долей в «Ямале СПГ» совместно с французской «TOTAL S.A.» (доля участия: 20%), «China National Petroleum Corporation» (далее – «CNPC», доля участия: 20%) и «Фондом Шелкового Пути» (доля участия: 9,9%). 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 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 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.

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 «СеверЭнергия», «Artic Russia» B.V. и ООО «Ямал развитие». «СеверЭнергия» через свое 100%-ное дочернее общество ОАО «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском, Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях. Все месторождения расположены в ЯНАО.

По состоянию на 31 декабря 2016 г. Группа владела эффективной 53,3%-ной долей участия в «СеверЭнергии» через два других своих совместных предприятия, «Artic Russia» и «Ямал развитие». «Artic Russia» принадлежала Группе (13,6%-ная доля участия) и «Ямалу развитие» (86,4%-ная доля участия). «Ямал развитие» является совместным предприятием Группы и ПАО «Газпром нефть» с 50%-ной долей участия каждого инвестора. «Artic Russia» и «Ямал развитие» напрямую владели 49%-ной и 51%-ной долей участия в «СеверЭнергии» соответственно.

В июле 2017 года в рамках реструктуризации, направленной на упрощение структуры владения «СеверЭнергией», компания «Artic Russia» была ликвидирована. В ходе процесса ликвидации по состоянию на отчетную дату 30 июня 2017 г. активы и обязательства «Artic Russia» были распределены между ее акционерами. В результате Группа получила 6,7%-ную долю прямого участия в «СеверЭнергии», а доля прямого владения «Ямала развитие» в «СеверЭнергии» увеличилась с 51% до 93,3%. При этом эффективная доля участия Группы в «СеверЭнергии» не изменилась и составляла 53,3% на 30 июня 2017 г.

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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016
На 1 января	259'650	154'725
Доля в прибыли от операционной деятельности	17'798	14'231
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	(5'279)	37'195
Доля в расходах по налогу на прибыль	(2'661)	(8'422)
Доля в прибыли совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	9'858	43'004
Доля в прочем совокупном убытке совместных предприятий	(3)	-
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	660	28
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 21)	-	836
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	-	2'819
Дивиденды к получению от совместных предприятий	(771)	-
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	(174)	(601)
На 30 июня	269'220	200'811

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 гг., Группа отразила в составе инвестиции в «Ямал СПГ» комиссионные затраты по гарантии, выданной Государственной корпорацией «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» в сумме 660 млн и 28 млн рублей соответственно (см. Примечание 22).

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г., Группа отразила в капитале доход в сумме 2'819 млн рублей от первоначальной переоценки стоимости непропорциональных займов, выданных «Ямалу СПГ» другими акционерами.

В июне 2017 года «Нортгаз» объявил о выплате дивидендов в сумме 1'542 млн рублей, из которых 771 млн рублей относятся к «НОВАТЭКУ». Дивиденды были получены Группой после отчетной даты в июле 2017 года.

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

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

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

7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 30 июня 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Долгосрочные займы выданные	178'871	184'621
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	27'113	24'390
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	404	442
Итого	206'388	209'453
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(90)	(308)
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	206'298	209'145

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 30 июня 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
ОАО «Ямал СПГ»	170'605	173'845
ООО «Ямал развитие»	5'310	7'575
ЗАО «Тернефтегаз»	2'956	3'201
Итого долгосрочные займы выданные	178'871	184'621

ОАО «Ямал СПГ». В соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Ямалом СПГ», совместным предприятием Группы, о предоставлении кредитных линий в долларах США и евро. В рамках данных договоров Группа предоставляла заемные средства «Ямалу СПГ» до привлечения внешнего проектного финансирования. Процентная ставка по займам зависит от рыночных процентных ставок и процентных ставок по заемным средствам акционеров. График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

ООО «Ямал развитие». Группа предоставила «Ямалу развитие», совместному предприятию Группы, займы в рублях в рамках согласованных кредитных линий. Займы подлежат погашению не позднее 2021 года и предусматривают фиксированные процентные ставки.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 г., «Ямал развитие» досрочно погасил часть займов и начисленных процентов Группе в сумме 4 млрд рублей.

ЗАО «Тернефтегаз». В соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Тернефтегазом», совместным предприятием Группы, о предоставлении займов в долларах США. Процентная ставка по займам зависит от рыночных процентных ставок и процентных ставок по заемным средствам акционеров. График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 г., «Тернефтегаз» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 377 млн рублей.

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

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

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

8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	<u>На 30 июня 2017 г.</u>	<u>На 31 декабря 2016 г.</u>
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	896	1'172
Прочие финансовые активы	12	13
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	20'555	20'882
Отложенные налоговые активы	5'254	4'671
Материалы на строительство	2'026	2'004
Нематериальные активы, нетто	1'557	1'510
Прочие нефинансовые активы	249	232
Итого прочие долгосрочные активы	30'549	30'484

По состоянию на 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г. статья «Долгосрочные авансы» представляла собой авансы, выданные компании ОАО «Российские железные дороги» («РЖД»). Авансы были выданы в соответствии с Соглашением о стратегическом партнерстве, подписанным с «РЖД» в 2012 году.

9 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	<u>На 30 июня 2017 г.</u>	<u>На 31 декабря 2016 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 190 млн и 196 млн рублей на 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г. соответственно)	34'289	40'606
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 22 млн рублей на 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г.)	2'232	980
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	36'521	41'586

Торговая дебиторская задолженность на сумму 7'282 млн и 5'362 млн рублей по состоянию на 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г. соответственно обеспечена аккредитивами в банках с рейтингом инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 21 в отношении раскрытия кредитных рисков).

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

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

10 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 30 июня 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	1'759	2'920
Денежные средства на специальных счетах	218	-
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 7)	90	308
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	8'111	10'456
НДС, подлежащий возмещению	5'629	5'736
Предоплаты и авансы поставщикам	6'015	5'998
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	1'088	1'901
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	1'130	1'903
Предоплаты по таможенным пошлинам	287	1'756
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	606	1'643
Прочие нефинансовые активы	788	627
Итого предоплаты и прочие текущие активы	25'721	33'248

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 30 июня 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Корпоративные облигации		
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	58'949	60'503
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	38'314	39'318
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашены в 2017 году)	-	13'996
Банковские кредиты		
Синдицированная кредитная линия	27'229	41'906
Прочие кредиты	6'750	6'381
Прочие заемные средства		
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	40'391	41'125
Прочие займы	7'321	13'536
Итого	178'954	216'765
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(34'550)	(55'469)
Итого долгосрочные заемные средства	144'404	161'296

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.

В феврале 2013 года Группа выпустила четырехлетние рублевые Еврооблигации на сумму 14 млрд рублей со ставкой купона 7,75% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Облигации на сумму 14 млрд рублей были полностью погашены в соответствии с графиком в феврале 2017 года.

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Прочие кредиты. В декабре 2016 года Группа получила займ от российского дочернего общества зарубежного банка на общую сумму 100 млн евро. Займ подлежит погашению в декабре 2019 года и предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

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

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

Прочие займы. По состоянию на 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г. прочие займы представляли займы в рублях, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера. Займы подлежат погашению до конца 2017 года. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 гг., часть займов и начисленных процентов на сумму 6'896 млн и 4'214 млн руб. соответственно была погашена досрочно.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая их текущую часть, составила 188'231 млн и 224'183 млн рублей на 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г. соответственно. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21). Справедливая стоимость остальных долгосрочных заемных средств была определена на основании будущих денежных потоков, дисконтированных с использованием оценочной ставки дисконтирования, скорректированной с учетом риска (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21).

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

<i>Период погашения:</i>	На 30 июня 2017 г.
С 1 июля 2018 г. по 30 июня 2019 г.	-
С 1 июля 2019 г. по 30 июня 2020 г.	10'262
С 1 июля 2020 г. по 30 июня 2021 г.	41'826
С 1 июля 2021 г. по 30 июня 2022 г.	3'512
После 30 июня 2022 г.	88'804
Итого долгосрочные заемные средства	144'404

Доступные кредитные линии. По состоянию на 30 июня 2017 г. Группа располагала доступными долгосрочными кредитными линиями от российских банков с кредитными лимитами в размере 50 млрд рублей и эквивалента 750 млн долл. США. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

12 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

По состоянию на 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г. краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств включали только текущую (краткосрочную) часть долгосрочных заемных средств в сумме 34'550 млн и 55'469 млн рублей соответственно.

Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 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 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г. данные займы были погашены.

Доступные кредитные линии. По состоянию на 30 июня 2017 г. Группа располагала краткосрочными доступными возобновляемыми кредитными линиями от российских банков, с общим кредитным лимитом в размере 70 млрд рублей.

13 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 30 июня 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	17'423	25'828
Производные товарные инструменты	1'768	2'754
Проценты, подлежащие уплате	1'263	1'821
Прочая кредиторская задолженность	496	463
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	2'361	2'483
Задолженность по заработной плате	337	338
Прочая задолженность и начисленные обязательства	4'084	4'775
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	27'732	38'462

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.

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

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 шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 гг., Группа приобрела суммарно 1,9 млн и 0,2 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) на общую сумму 1'271 млн и 107 млн рублей соответственно. По состоянию на 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г. на балансе Группы находилось (в форме обыкновенных акций и ГДР) 20,5 млн и 18,6 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 8'184 млн и 6'913 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участие в голосовании.

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	1	1
Дивиденды объявленные (*)	21'111	20'831
Дивиденды выплаченные (*)	(21'111)	(20'831)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 30 июня	1	1
Дивиденды на акцию, объявленные в течение периода (в рублях)	7,00	6,90
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение периода (в рублях)	70,0	69,0

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

15 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016	2017	2016
Природный газ	54'569	50'707	122'072	111'870
Нафта	24'294	28'734	55'016	56'944
Сырая нефть	17'894	17'682	35'515	31'641
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	16'257	12'774	34'489	27'769
Сжиженный углеводородный газ	7'882	4'729	18'020	11'536
Стабильный газовый конденсат	7'134	11'837	16'919	24'914
Итого выручка от реализации нефти и газа	128'030	126'463	282'031	264'674

16 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016	2017	2016
Нестабильный газовый конденсат	21'388	23'957	48'079	43'104
Природный газ	8'904	7'819	23'514	17'945
Прочие жидкие углеводороды	698	227	1'367	671
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	30'990	32'003	72'960	61'720

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

Группа покупает у своих совместных предприятий, «Нортгаза», «СеверЭнергии» (его 100%-ного дочернего общества «Арктикгаза») и «Тернефтегаза», 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 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016	2017	2016
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	21'361	18'579	46'732	39'973
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	7'623	8'017	15'598	17'121
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	2'080	1'644	3'716	3'347
Транспортировка продуктов переработки газового конденсата, стабильного газового конденсата и нефти танкерами	1'488	2'300	3'273	6'630
Прочие	15	39	30	81
Итого транспортные расходы	32'567	30'579	69'349	67'152

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

18 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

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

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016	2017	2016
Налог на добычу полезных ископаемых	10'626	10'641	22'084	20'517
Налог на имущество	847	658	1'672	1'323
Прочие налоги	58	94	116	150
Итого налоги, кроме налога на прибыль	11'531	11'393	23'872	21'990

19 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016	2017	2016
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	1'977	2'780	4'141	6'590
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	605	1'290	1'399	2'733
Подитог	2'582	4'070	5'540	9'323
Минус: капитализированные проценты	(896)	(1'522)	(1'786)	(3'243)
Расходы в виде процентов по заемным средствам	1'686	2'548	3'754	6'080
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	183	137	348	259
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде	4	-	9	-
Итого расходы в виде процентов	1'873	2'685	4'111	6'339
<i>Доходы в виде процентов</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016	2017	2016
Доходы в виде процентов по займам выданным	3'598	4'405	7'359	9'210
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	761	404	1'521	654
Итого доходы в виде процентов	4'359	4'809	8'880	9'864
<i>Курсовые разницы</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016	2017	2016
Положительные курсовые разницы	29'086	9'576	39'199	27'484
Отрицательные курсовые разницы	(15'317)	(17'927)	(29'205)	(37'051)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	13'769	(8'351)	9'994	(9'567)

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

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

20 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2017 и 2016 годах составляла 20%.

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

Без учета влияния прибыли (убытка) и дивидендов от совместных предприятий эффективная ставка налога на прибыль за три месяца, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 гг., составила 19,6% и 19,8% соответственно, и эффективная ставка налога на прибыль за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 гг., составила 19,7% и 19,5% 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 30 июня 2017 г.		На 31 декабря 2016 г.	
	<i>Долгосрочные</i>	<i>Текущие</i>	<i>Долгосрочные</i>	<i>Текущие</i>
<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>				
Долгосрочные займы выданные	5'310	-	7'575	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	27'517	36'521	24'832	41'586
Денежные средства на специальных счетах	-	218	-	-
Денежные средства и их эквиваленты	-	63'879	-	48'301
Прочие	12	-	13	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Долгосрочные займы выданные	173'471	90	176'738	308
Производные товарные инструменты	896	1'759	1'172	2'920
Итого финансовые активы	207'206	102'467	210'330	93'115
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизируемой стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	144'404	34'550	161'296	55'469
Долгосрочные обязательства по аренде	2'064	650	-	-
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	19'182	-	28'112
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	928	1'768	1'517	2'754
Итого финансовые обязательства	147'396	56'150	162'813	86'335

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 30 июня 2017 г.		На 31 декабря 2016 г.	
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	2'655		4'092	
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(2'696)		(4'271)	
	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	2017	2016	2017	2016
Операционный доход				
от торговли природным газом за рубежом	372	639	342	1'343
Изменение справедливой стоимости	(78)	(2'315)	133	(1'989)

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)**

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

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016
Увеличение на 10%	(1'463)	(1'684)
Снижение на 10%	1'463	1'684

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

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016
На 1 января	198'454	216'136
Предоставление займов	-	6'645
Погашение займов и начисленных процентов	(377)	(670)
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение инвестиций Группы в совместные предприятия (см. Примечание 6)	-	(836)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	7'015	8'501
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	3'909	(29'541)
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	(9'951)	7'032
На 30 июня	199'050	207'267

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.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016
Увеличение на 1%	(12'412)	(15'994)
Снижение на 1%	13'537	17'720

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

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

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

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

(а) Риск колебания курсов иностранных валют

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

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

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 деноминирована в валютах, представленных ниже:

<i>На 30 июня 2017 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	5'310	80'252	93'219	-	178'781
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'024	15'492	10'001	-	27'517
Производные товарные инструменты	-	-	896	-	896
Прочие	-	-	-	12	12
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	19'239	14'006	2'553	723	36'521
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	90	-	-	90
Производные товарные инструменты	-	-	1'759	-	1'759
Денежные средства на специальных счетах	-	-	218	-	218
Денежные средства и их эквиваленты	4'364	42'662	16'593	260	63'879
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(137'654)	(6'750)	-	(144'404)
Долгосрочные обязательства по аренде	(48)	(1'997)	(3)	(16)	(2'064)
Производные товарные инструменты	-	-	(928)	-	(928)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(7'321)	(27'229)	-	-	(34'550)
Краткосрочная часть долгосрочных обязательств по аренде	(111)	(505)	(1)	(33)	(650)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(14'877)	(2'239)	(1'918)	(148)	(19'182)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'768)	-	(1'768)
Подверженность риску (нетто)	8'580	(17'122)	113'871	798	106'127

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 2016 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	7'575	79'484	97'254	-	184'313
Торговая и прочая дебиторская задолженность	3'530	13'815	7'487	-	24'832
Производные товарные инструменты	-	-	1'172	-	1'172
Прочие	-	-	-	13	13
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	23'525	15'297	1'841	923	41'586
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	308	-	-	308
Производные товарные инструменты	-	-	2'920	-	2'920
Денежные средства и их эквиваленты	10'346	18'116	19'544	295	48'301
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(154'915)	(6'381)	-	(161'296)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'517)	-	(1'517)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(27'532)	(27'937)	-	-	(55'469)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(23'593)	(2'319)	(2'064)	(136)	(28'112)
Производные товарные инструменты	-	-	(2'754)	-	(2'754)
Подверженность риску (нетто)	(6'149)	(58'151)	117'502	1'095	54'297

(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.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

С 1 января 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 в среднем 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. Все контракты Группы на покупку и продажу природного газа на российском рынке заключены с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам либо для собственного потребления и не попадают под действие МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*». Однако для эффективного управления маржой, получаемой от реализации природного газа, руководство установило целевые показатели объемов, продаваемых трейдерам на точке врезки и конечным покупателям.

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.

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 (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*».

Жидкие углеводороды. Группа реализует свои нефть, стабильный газовый конденсат и продукты переработки газового конденсата по спот-контрактам. Реализация нефти и стабильного газового конденсата на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона, Европы и Северной Америки преимущественно основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent IPE или Dubai и/или на нефть, 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 минус дисконт или Dubai плюс премия или на сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent и Urals, или их комбинации, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке.

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

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 30 июня 2017 г.		На 31 декабря 2016 г.	
	млн рублей	Доля	млн рублей	Доля
С фиксированной ставкой	144'404	81%	161'323	74%
С переменной ставкой	34'550	19%	55'442	26%
Итого заемные средства	178'954	100%	216'765	100%

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

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

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

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

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

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

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

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

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

<i>На 30 июня 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>	-	-	57'486	94'023	151'509
<i>Проценты</i>	7'452	7'452	18'715	8'420	42'039
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	34'592	-	-	-	34'592
<i>Проценты</i>	518	-	-	-	518
Обязательства по аренде	609	533	1'418	428	2'988
Торговая и прочая кредиторская задолженность	19'182	-	-	-	19'182
Итого финансовые обязательства	62'353	7'985	77'619	102'871	250'828

На 31 декабря 2016 г.

Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	14'000	-	56'358	98'633	168'991
<i>Проценты</i>	8'179	7'636	20'823	10'841	47'479
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	41'532	13'998	-	-	55'530
<i>Проценты</i>	866	144	-	-	1'010
Торговая и прочая кредиторская задолженность	28'112	-	-	-	28'112
Итого финансовые обязательства	92'689	21'778	77'181	109'474	301'122

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

<i>На 30 июня 2017 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Приток денежных средств	48'429	34'147	58'401	3'857	144'834
Отток денежных средств	(48'437)	(34'340)	(58'244)	(3'851)	(144'872)
Чистые денежные потоки	(8)	(193)	157	6	(38)
<i>На 31 декабря 2016 г.</i>					
Приток денежных средств	39'310	25'336	57'713	13'704	136'063
Отток денежных средств	(39'144)	(25'871)	(57'570)	(13'655)	(136'240)
Чистые денежные потоки	166	(535)	143	49	(177)

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

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

До 2015 года Группе были присвоены кредитные рейтинги инвестиционного уровня: Вaa3 агентством Moody's Investors Service, ВВВ- агентством Fitch Ratings, а также кредитный рейтинг ВВВ- агентством Standard & Poor's. В феврале 2015 года вслед за снижением суверенного кредитного рейтинга Российской Федерации агентствами Standard & Poor's и Moody's Investors Service, кредитный рейтинг Группы также был снижен до неинвестиционного уровня ВВ+ и Вa1 соответственно. В ноябре 2016 года агентство Standard & Poor's восстановило кредитный рейтинг Группы до инвестиционного уровня ВВВ-. В целях поддержания и повышения кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

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

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

Группа определяет термин «капитал» как капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», плюс чистый долг (общая сумма задолженности по займам минус денежные средства и их эквиваленты). В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2017 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 30 июня 2017 г. и 31 декабря 2016 г. капитал Группы составлял 813'894 млн и 816'814 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.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

Договорные обязательства. По состоянию на 30 июня 2017 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 33 млрд рублей (на 31 декабря 2016 г.: 13 млрд рублей) преимущественно на разработку и обустройство Салмановского (Утреннего) (до конца 2020 года), Ярудейского (до конца 2017 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2019 года), Юрхаровского (до конца 2018 года) и Северо-Русского (до конца 2018 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, заканчивающихся 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.

Группа подписала ряд договоров со сроком действия, превышающим 12 месяцев после отчетной даты, относящихся к фрахтованию морских танкеров на условиях тайм-чартера, с периодами оказания услуг до шести лет для обеспечения транспортировки жидких углеводородов. По состоянию на 30 июня 2017 г. будущие минимальные платежи Группы в рамках договоров фрахтования, оказание услуг по которым еще не началось, составили 8,4 млрд рублей (на 31 декабря 2016 г.: 11,5 млрд рублей).

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 3,0 млрд долл. США и 5,1 млрд евро по состоянию на 30 июня 2017 г. (на 31 декабря 2016 г.: 3,0 млрд долл. США и 3,1 млрд евро). Данные нефинансовые гарантии имеют различные сроки действия, зависящие в основном от срока успешного завершения проекта (окончания строительства завода СПГ и его выхода на проектную мощность). В отношении определенных факторов, предусмотренных договорами проектного финансирования, Группа планирует в будущем выпустить нефинансовые гарантии на период после завершения проекта.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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.

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.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Условные обязательства правового характера. Группа является объектом или участником ряда судебных процессов (как в качестве истца, так и ответчика), возникающих в ходе 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.

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016	2017	2016
Операции				
ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:				
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(18'499)	(19'495)	(45'847)	(37'229)
Прочая выручка	59	41	96	70
ООО «Ямал развитие»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	124	331	271	662
ЗАО «Нортгаз»:				
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(3'817)	(4'472)	(9'684)	(8'549)
Прочая выручка	40	10	71	19
Дивиденды к получению	771	-	771	-
ЗАО «Тернефтегаз»:				
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(3'356)	(3'139)	(6'988)	(5'749)
Доходы в виде процентов по займам выданным	-	63	-	138
Прочая выручка	29	22	52	44
ОАО «Ямал СПГ»:				
Доходы в виде процентов по займам выданным	3'492	3'988	7'016	8'363
Прочая выручка	236	82	446	151
Материалы, услуги и прочие расходы	(48)	(11)	(99)	(23)

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Связанные стороны – совместные предприятия На 30 июня 2017 г. На 31 декабря 2016 г.

Сальдо по расчетам

ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 5'907 11'986

ООО «Ямал развитие»:

Долгосрочные займы выданные 5'310 7'575

Дебиторская задолженность
по процентам по долгосрочным займам выданным 1'624 3'088

ЗАО «Нортгаз»:

Дивиденды к получению 771 -

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 1'363 1'829

ЗАО «Тернефтегаз»:

Долгосрочные займы выданные 2'866 2'893

Текущая часть долгосрочных займов выданных 90 308

Дебиторская задолженность
по процентам по долгосрочным займам выданным - 106

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 1'195 1'589

ОАО «Ямал СПГ»:

Долгосрочные займы выданные 170'605 173'845

Дебиторская задолженность
по процентам по долгосрочным займам выданным 25'489 21'302

Торговая дебиторская задолженность 138 245

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 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2017	2016	2017	2016
Операции				
ООО «Трансойл»:				
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(2'457)	(2'318)	(4'971)	(5'035)
ООО «Нова»:				
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	-	(118)	(8)	(292)
Материалы, услуги и прочие расходы	-	(35)	-	(64)

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

23 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

*Связанные стороны – компании под контролем
ключевого руководящего персонала*

На 30 июня 2017 г. На 31 декабря 2016 г.

Сальдо по расчетам

ООО «Трансойл»:

Предоплаты и прочие текущие активы	331	478
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	351	263

ООО «Нова»:

Авансы, выданные на строительство	117	23
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	8	8

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>	<i>За три месяца, закончившихся 30 июня:</i>		<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:</i>	
	<i>2017</i>	<i>2016</i>	<i>2017</i>	<i>2016</i>
Совет директоров	58	57	83	77
Правление	673	532	1'420	1'265
Итого выплаты	731	589	1'503	1'342

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».

Начиная с 2017 года руководство Группы анализирует финансовую информацию о результатах деятельности отчетного сегмента, подготовленную в соответствии с МСФО. Ранее внутренняя отчетность Группы, анализируемая ответственным лицом, была подготовлена в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета и составления отчетности в Российской Федерации (далее – «РСБУ»).

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 промежуточном сокращенном 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).

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за три месяца, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 гг., представлена ниже:

<i>За три месяца, закончившихся 30 июня 2017 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	54'563	6'110	10'712	845	4'768	76'998
Европа	6	12'167	5'659	16'297	3'114	37'243
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	14'444	3'761	807	-	19'012
Северная Америка	-	1'773	-	-	-	1'773
Минус: экспортные пошлины	-	(3'066)	(2'238)	(1'692)	-	(6'996)
Итого за пределами России	6	25'318	7'182	15'412	3'114	51'032
Итого	54'569	31'428	17'894	16'257	7'882	128'030

<i>За три месяца, закончившихся 30 июня 2016 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	50'707	6'223	11'734	548	2'097	71'309
Европа	-	9'089	2'897	13'582	2'632	28'200
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	19'953	3'676	-	-	23'629
Северная Америка	-	6'970	-	-	-	6'970
Ближний Восток	-	2'420	947	-	-	3'367
Минус: экспортные пошлины	-	(4'084)	(1'572)	(1'356)	-	(7'012)
Итого за пределами России	-	34'348	5'948	12'226	2'632	55'154
Итого	50'707	40'571	17'682	12'774	4'729	126'463

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 гг., представлена ниже:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	122'059	12'936	23'672	1'623	11'231	171'521
Европа	13	28'336	8'761	35'533	6'789	79'432
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	30'527	6'584	807	-	37'918
Северная Америка	-	6'914	-	-	-	6'914
Минус: экспортные пошлины	-	(6'778)	(3'502)	(3'474)	-	(13'754)
Итого за пределами России	13	58'999	11'843	32'866	6'789	110'510
Итого	122'072	71'935	35'515	34'489	18'020	282'031

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	111'870	10'840	20'742	1'205	5'784	150'441
Европа	-	27'006	6'446	29'431	5'752	68'635
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	37'613	6'502	-	-	44'115
Северная Америка	-	8'813	-	-	-	8'813
Ближний Восток	-	6'753	947	-	-	7'700
Минус: экспортные пошлины	-	(9'167)	(2'996)	(2'867)	-	(15'030)
Итого за пределами России	-	71'018	10'899	26'564	5'752	114'233
Итого	111'870	81'858	31'641	27'769	11'536	264'674

Распределение выручки от реализации осуществляется в соответствии с географическим местонахождением покупателей, хотя вся выручка генерируется активами, находящимися на территории Российской Федерации. Все основные производственные активы Группы находятся на территории Российской Федерации.

Крупнейшие покупатели продукции. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 г., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 18,9% (53,8 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2016 г., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 17% (45,8 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации. Все крупнейшие покупатели продукции Группы находятся на территории Российской Федерации.

25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Нижеследующие новые стандарты и интерпретации были выпущены и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2018 г. или после этой даты, и при этом не были досрочно применены Группой:

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

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

ПАО «НОВАТЭК»
Контактная информация

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