

**Приложение к ежеквартальному отчету ПАО «НОВАТЭК» за 3 квартал 2019 года.
Консолидированная финансовая отчетность эмитента**

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 2019 г.**

Отчет об обзорной проверке консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности	3
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о финансовом положении (не прошедший аудит)	4
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о прибылях и убытках (не прошедший аудит)	5
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о совокупном доходе (не прошедший аудит)	6
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет о движении денежных средств (не прошедший аудит)	7
Консолидированный промежуточный сокращенный отчет об изменениях в капитале (не прошедший аудит)	9
Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности (не прошедшей аудит):	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности	10
Прим. 2. Основные принципы составления	11
Прим. 3. Основные принципы учетной политики	12
Прим. 4. Приобретения и выбытия	12
Прим. 5. Основные средства	18
Прим. 6. Инвестиции в совместные предприятия	20
Прим. 7. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	22
Прим. 8. Прочие долгосрочные активы	23
Прим. 9. Торговая и прочая дебиторская задолженность	24
Прим. 10. Предоплаты и прочие текущие активы	24
Прим. 11. Долгосрочные заемные средства	25
Прим. 12. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	26
Прим. 13. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	26
Прим. 14. Акционерный капитал	27
Прим. 15. Выручка от реализации нефти и газа	27
Прим. 16. Покупка природного газа и жидких углеводородов	28
Прим. 17. Транспортные расходы	28
Прим. 18. Налоги, кроме налога на прибыль	29
Прим. 19. Доходы (расходы) от финансовой деятельности	29
Прим. 20. Налог на прибыль	30
Прим. 21. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска	31
Прим. 22. Условные и договорные обязательства	41
Прим. 23. Операции со связанными сторонами	43
Прим. 24. Информация по сегментам	45
Контактная информация	47

Заключение по результатам обзорной проверки консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности

Акционерам и Совету директоров ПАО «НОВАТЭК»:

Введение

Мы провели обзорную проверку прилагаемого консолидированного промежуточного сокращенного отчета о финансовом положении ПАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее совместно именуемые «Группа») по состоянию на 30 июня 2019 года и связанных с ним консолидированных промежуточных сокращенных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе за три и шесть месяцев, закончившихся на эту дату, о движении денежных средств и об изменениях в капитале за шесть месяцев, закончившихся на эту дату, а также соответствующих пояснительных примечаний. Руководство несет ответственность за подготовку и представление данной 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 основе проведенной нами обзорной проверки.



Объем обзорной проверки

Мы провели обзорную проверку в соответствии с Международным стандартом обзорных проверок 2410 «Обзорная проверка промежуточной финансовой информации, выполняемая независимым аудитором организации». Обзорная проверка консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности включает в себя направление запросов в первую очередь лицам, ответственным за финансовые вопросы и вопросы бухгалтерского учета, а также применение аналитических и других процедур обзорной проверки. Объем обзорной проверки значительно меньше объема аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, и поэтому обзорная проверка не дает нам возможности получить уверенность в том, что нам станут известны все значимые вопросы, которые могли бы быть выявлены в процессе аудита. Следовательно, мы не выражаем аудиторское мнение.

Вывод

На основе проведенной нами обзорной проверки не выявлены факты, которые могут служить основанием для того, чтобы мы сочли, что прилагаемая консолидированная промежуточная сокращенная финансовая отчетность не подготовлена во всех существенных отношениях в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность».

23 июля 2019 года
Москва, Российская Федерация



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

Аудируемое лицо: ПАО «НОВАТЭК»

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 20 августа 2002 г., и присвоен государственный регистрационный номер 1026303117642

Место нахождения аудируемого лица: Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пууровский район, г. Тарко-Сале

Независимый аудитор:

Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

Зарегистрировано Государственным учреждением Московская регистрационная палата 28 февраля 1992 г. за № 008.890

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 22 августа 2002 г., и присвоен государственный регистрационный номер 1027700148431

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

Основной регистрационный номер записи 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 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	455'605	408'201
Инвестиции в совместные предприятия	6	451'844	244'500
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	7	256'555	232'922
Прочие долгосрочные активы	8	65'884	37'427
Итого долгосрочные активы		1'229'888	923'050
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы		12'947	17'251
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		2'466	1'311
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	88'590	54'433
Предоплаты и прочие текущие активы	10	121'323	89'645
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев		31'084	27'788
Денежные средства и их эквиваленты		51'714	41'472
Активы, предназначенные для продажи	4	73'683	61'420
Итого текущие активы		381'807	293'320
Итого активы		1'611'695	1'216'370
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	11	144'777	170'043
Долгосрочные обязательства по аренде	21	9'050	7'473
Обязательства по отложенному налогу на прибыль		50'361	29'927
Обязательства по ликвидации активов		9'432	8'730
Прочие долгосрочные обязательства		6'285	6'579
Итого долгосрочные обязательства		219'905	222'752
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	12	13'031	2'120
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	21	2'865	2'325
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13	70'955	79'241
Задолженность по текущему налогу на прибыль		1'976	1'633
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		20'848	16'823
Обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	4	-	4'881
Итого текущие обязательства		109'675	107'023
Итого обязательства		329'580	329'775
Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(12'308)	(10'445)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета в валюту представления отчетности		(3'705)	(1'702)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		1'243'046	843'094
Итого капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	14	1'264'340	868'254
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		17'775	18'341
Итого капитал		1'282'115	886'595
Итого обязательства и капитал		1'611'695	1'216'370

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

Л. Михельсон
Председатель Правления

23 июля 2019 года

М. Джитвэй
Финансовый директор

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)

		За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	Прим.	2019	2018	2019	2018
Выручка от реализации					
Выручка от реализации нефти и газа	15	215'789	194'818	446'973	373'303
Прочая выручка		2'724	1'004	5'646	1'922
Итого выручка от реализации		218'513	195'822	452'619	375'225
Операционные расходы					
Покупка природного газа и жидких углеводородов	16	(81'814)	(63'585)	(176'574)	(125'400)
Транспортные расходы	17	(36'918)	(34'554)	(77'021)	(72'348)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(16'254)	(14'871)	(31'796)	(28'293)
Износ, истощение и амортизация		(8'007)	(8'655)	(15'494)	(16'752)
Материалы, услуги и прочие расходы		(6'137)	(5'826)	(12'167)	(11'389)
Общехозяйственные и управленческие расходы		(4'765)	(5'079)	(9'798)	(9'672)
Расходы на геологоразведку		(2'530)	(2'004)	(5'907)	(3'713)
Сторнирование расходов (расходы)					
по обесценению активов, нетто		10	(89)	9	(85)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		(1'092)	(943)	(3'899)	1'009
Итого операционные расходы		(157'507)	(135'606)	(332'647)	(266'643)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	4	-	-	308'578	1'645
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто		(247)	(621)	(1'161)	(519)
Прибыль от операционной деятельности		60'759	59'595	427'389	109'708
Доходы (расходы) от финансовой деятельности					
Расходы в виде процентов	19	(1'112)	(1'210)	(2'203)	(2'429)
Доходы в виде процентов	19	4'646	3'395	8'976	6'586
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	21	3'969	679	14'084	700
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	19	(7'780)	4'516	(27'155)	7'925
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(277)	7'380	(6'298)	12'782
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	23'282	(18'215)	94'255	(17'052)
Прибыль до налога на прибыль		83'764	48'760	515'346	105'438
Расходы по налогу на прибыль					
Расходы по текущему налогу на прибыль		(10'218)	(11'034)	(33'620)	(20'443)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		352	(452)	(21'570)	(792)
Итого расходы по налогу на прибыль	20	(9'866)	(11'486)	(55'190)	(21'235)
Прибыль		73'898	37'274	460'156	84'203
Прибыль, относящаяся к:					
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		4'723	5'233	9'185	9'041
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		69'175	32'041	450'971	75'162
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		22,97	10,63	149,73	24,93
Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)		3'011,2	3'013,7	3'011,9	3'014,6

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:	
	2019	2018	2019	2018
Прибыль	73'898	37'274	460'156	84'203
Прочий совокупный доход (расход)				
Статьи, которые не будут впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)				
Переоценка обязательств по пенсионной программе	(256)	(38)	(321)	(56)
Доля в переоценке обязательств по пенсионной программе совместных предприятий	(28)	(34)	(56)	(67)
	(284)	(72)	(377)	(123)
Статьи, которые могут быть впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)				
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	(1'318)	1'512	(2'507)	1'527
Доля в разницах совместных предприятий от пересчета в валюту представления отчетности	12	(21)	504	(26)
	(1'306)	1'491	(2'003)	1'501
Прочий совокупный доход (расход)	(1'590)	1'419	(2'380)	1'378
Итого совокупный доход	72'308	38'693	457'776	85'581
Итого совокупный доход, относящийся к:				
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ	4'723	5'233	9'185	9'041
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»	67'585	33'460	448'591	76'540

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:	
		2019	2018
Прибыль до налога на прибыль		515'346	105'438
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		15'494	16'752
Признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто		(9)	85
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		27'155	(7'925)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	4	(308'578)	(1'645)
Расходы в виде процентов		2'203	2'429
Доходы в виде процентов		(8'976)	(6'586)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	6	(94'255)	17'052
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		(14'084)	(700)
Переоценка производных товарных инструментов и условного возмещения через прибыли или убытки		621	479
Прочие корректировки		(13)	232
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных		2'912	2'470
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(5'561)	3'383
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		6'589	(1'722)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		(8'581)	(2'552)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		5'681	(330)
Итого изменения оборотного капитала		(1'872)	(1'221)
Дивиденды полученные от совместных предприятий		38'500	4'100
Проценты полученные		16'019	653
Налог на прибыль уплаченный без учета фактических платежей, относящихся к выбытию дочерних обществ		(17'548)	(21'603)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		172'915	110'010
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств	5	(65'979)	(22'977)
Платежи за лицензии на право пользования недрами	5	(2'065)	(292)
Приобретение материалов для строительства		(4'716)	(6'487)
Приобретение нематериальных активов		(662)	(179)
Платежи за приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств	4	-	(30'492)
Поступления от выбытия дочерних обществ за вычетом выбывших денежных средств	4	23'453	-
Фактический налог на прибыль, уплаченный в связи с выбытием дочерних обществ	4	(16'700)	-
Проценты уплаченные и капитализированные	5	(2'984)	(2'300)
Уменьшение (увеличение) банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев, нетто		(5'770)	(29'671)
Комиссии по гарантиям уплаченные		(720)	(683)
Предоставление займов совместным предприятиям	7	(17'424)	(186)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	7	530	671
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(93'037)	(92'596)

ПАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
		2019	2018
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		-	7'928
Погашение долгосрочных заемных средств		-	(20'894)
Получение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев		1'000	-
Получение (погашение) краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто		-	(150)
Проценты по займам уплаченные		(1'106)	(1'596)
Дивиденды выплаченные акционерам ПАО «НОВАТЭК»	14	(50'618)	(24'109)
Дивиденды выплаченные неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(9'751)	(8'689)
Платежи по обязательствам по аренде		(1'153)	(906)
Приобретение собственных акций	14	(1'865)	(2'019)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(63'493)	(50'435)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты		(6'143)	2'631
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто		10'242	(30'390)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		41'472	65'943
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		51'714	35'553

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 2018 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 2018 г.	3'015,6	393	(8'353)	31'297	(3'283)	5'617	732'168	757'839	17'820	775'659
Прибыль	-	-	-	-	-	-	75'162	75'162	9'041	84'203
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	1'501	-	(123)	1'378	-	1'378
Итого совокупный доход	-	-	-	-	1'501	-	75'039	76'540	9'041	85'581
Дивиденды (см. Примечание 14)	-	-	-	-	-	-	(24'109)	(24'109)	(7'056)	(31'165)
Покупка собственных акций (см. Примечание 14)	(2,6)	-	(1'971)	-	-	-	-	(1'971)	-	(1'971)
Сальдо на 30 июня 2018 г.	3'013,0	393	(10'324)	31'297	(1'782)	5'617	783'098	808'299	19'805	828'104
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 г.</i>										
Сальдо на 1 января 2019 г.	3'012,9	393	(10'445)	31'297	(1'702)	5'617	843'094	868'254	18'341	886'595
Прибыль	-	-	-	-	-	-	450'971	450'971	9'185	460'156
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(2'003)	-	(377)	(2'380)	-	(2'380)
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(2'003)	-	450'594	448'591	9'185	457'776
Дивиденды (см. Примечание 14)	-	-	-	-	-	-	(50'618)	(50'618)	(9'751)	(60'369)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 6)	-	-	-	-	-	-	(24)	(24)	-	(24)
Покупка собственных акций (см. Примечание 14)	(1,7)	-	(1'863)	-	-	-	-	(1'863)	-	(1'863)
Сальдо на 30 июня 2019 г.	3'011,2	393	(12'308)	31'297	(3'705)	5'617	1'243'046	1'264'340	17'775	1'282'115

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

1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

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

В 2017 году совместное предприятие Группы ОАО «Ямал СПГ» начало производство на первой очереди своего завода по сжижению природного газа (далее – «Завод СПГ») на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного в ЯНАО. В 2018 году были введены в эксплуатацию вторая и третья очереди Завода СПГ. В 2019 году совместное предприятие Группы ООО «Криогаз-Высоцк» запустило свой среднетоннажный завод по производству сжиженного природного газа, расположенный в порту Высоцк на берегу Балтийского моря. Группа покупает часть производимого ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк» сжиженного природного газа (далее – «СПГ») и реализует его на международных рынках. Объемы реализации СПГ Группы практически не подвержены сезонным колебаниям.

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

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

В марте 2019 года Группа продала 10%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» компании «TOTAL E&P Salamanov» (см. Примечание 4). Проект «Арктик СПГ 2» предусматривает строительство трех очередей завода по производству СПГ мощностью 6,6 млн тонн в год каждая на ресурсной базе Салмановского (Утреннего) месторождения, расположенного на полуострове Гыдан.

В июне 2019 года Группа подписала договоры с компаниями «China National Petroleum Corporation» (далее – «CNPC»), «CNOOC Limited», «Mitsui & Co., Ltd.» и «Japan Oil, Gas and Metals National Corporation» (далее – «JOGMEC») о вхождении в проект «Арктик СПГ 2». В соответствии с данными договорами, «CNPC» и «CNOOC Limited» через свои дочерние общества и «Japan Arctic LNG B.V.», являющееся совместным предприятием «Mitsui & Co., Ltd.» и «JOGMEC», приобретают 10%-ные доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» каждая. Данные сделки были закрыты после отчетной даты в июле 2019 года. Доля участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» после закрытия данных сделок составляет 60%.

1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В феврале 2019 года, в рамках соглашения с ПАО «Газпром нефть» о проведении ряда сделок по реорганизации своего совместного предприятия АО «Арктикгаз», Группа внесла 100%-ную долю участия в ООО «НОВАТЭК-Ярсаленнефтегаз» в капитал «Арктикгаза». «НОВАТЭК-Ярсаленнефтегаз» является держателем лицензии на разведку и добычу углеводородов в пределах Мало-Ямльского лицензионного участка, расположенного в ЯНАО (см. Примечание 4).

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 2018 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 2018 г. В основном оценки были сделаны в отношении справедливой стоимости активов и обязательств, отложенных налогов на прибыль, запасов нефти и газа, обесценения активов, пенсионных обязательств и обязательств по ликвидации активов.

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

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

Рублей за одну единицу валюты	Средний курс за три месяца, закончившихся 30 июня:		Средний курс за шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Доллар США (USD)	64,56	61,80	65,34	59,35
Евро (EUR)	72,52	73,75	73,84	71,82
Польский злотый (PLN)	16,93	17,33	17,20	17,03

Рублей за одну единицу валюты	На 30 июня:		На 31 декабря:	
	2019	2018	2018	2017
Доллар США (USD)	63,08	62,76	69,47	57,60
Евро (EUR)	71,82	72,99	79,46	68,87
Польский злотый (PLN)	16,88	16,74	18,48	16,51

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Основные элементы учетной политики и методики расчетов, используемые Группой, соответствуют описанным в аудированной консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2018 г., за исключением признания расходов по налогу на прибыль и влияния изменения учетной политики в отношении операций по вкладу дочернего общества в совместное предприятие, совместные операции или ассоциируемую организацию, как описано ниже.

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

С 1 января 2019 г. Группа приняла добровольное изменение учетной политики в отношении операций по вкладу дочернего общества в совместное предприятие, совместные операции или ассоциируемую организацию.

В настоящее время МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность» и МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия» устанавливают противоречивые требования к учету таких операций. Согласно МСФО (IAS) 28, величина нереализованной прибыли или нереализованного убытка в результате вклада немонетарного актива в организацию, учитываемую по методу долевого участия, признается в пределах доли участия других инвесторов в данной организации. В то же время МСФО (IFRS) 10 требует признавать прибыль или убыток при потере контроля над дочерним обществом в полном размере.

С 2019 года Группа следует подходу, установленному МСФО (IAS) 28, тогда как ранее применялась учетная политика в соответствии с МСФО (IFRS) 10. Новая учетная политика была применена к сделке по продаже 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» (см. Примечание 4).

Группа полагает, что новая учетная политика является более подходящей и предоставляет более уместную информацию пользователям финансовой отчетности по сравнению с ранее применявшейся учетной политикой по единовременному признанию прибыли в полном размере, поскольку данная прибыль со временем будет влиять на признание Группой своей доли в будущих прибылях или убытках в объекте инвестиции посредством применения метода долевого участия. Руководство оценило, принимая во внимания и качественные, и количественные факторы, что ретроспективное применение новой учетной политики не оказало бы существенного влияния на данную финансовую отчетность, соответственно, сопоставимые данные пересчитаны не были.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

Выбытие 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2»

В мае 2018 года «НОВАТЭК» и «TOTAL S.A.» достигли принципиального соглашения о приобретении группой «TOTAL S.A.» 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» и осуществлении совместного контроля над обществом с момента закрытия сделки. «Арктик СПГ 2» реализует проект по строительству на полуострове Гыдан нового завода по производству сжиженного природного газа на ресурсной базе Салмановского (Утреннего) месторождения (далее – «Проект»). В июле 2018 года Совет директоров «НОВАТЭКа» одобрил продажу 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» группе «TOTAL S.A.».

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2018 г., в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «Внеоборотные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность», активы и обязательства, относящиеся к проекту «Арктик СПГ 2», за исключением внутригрупповых остатков, были классифицированы как активы и обязательства, предназначенные для продажи:

	На 31 декабря 2018 г.
Основные средства	53'955
Прочие долгосрочные активы	3'829
Предоплаты и прочие текущие активы	3'636
Итого активы, предназначенные для продажи	61'420
Долгосрочные обязательства	3'539
Текущие обязательства	1'342
Итого обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	4'881

В марте 2019 года Группа заключила договор продажи 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» (далее – «Договор продажи») компании «TOTAL E&P Salmanov», являющейся 100%-ным дочерним обществом компании «TOTAL S.A.».

В рамках сделки по продаже 10%-ной доли участия в «Арктик СПГ 2», «TOTAL E&P Salmanov» обязуется осуществить следующие платежи:

- денежные платежи в пользу Группы в размере эквивалента 1'300 млн долл. США, из которых эквивалент 600 млн долл. США был выплачен при закрытии сделки, а оставшаяся сумма будет перечислена в течение 12 месяцев с этой даты;
- условное возмещение в пользу Группы, состоящее из денежных траншей в общей сумме до эквивалента 800 млн долл. США, зависящих от среднего уровня котировок цен на нефть за год, предшествующий каждому платежу. Даты платежей привязаны к срокам запуска очередей завода СПГ Проекта;
- платежи в виде вкладов в имущество «Арктик СПГ 2», составляющие эквивалент от 342 млн до 842 млн долл. США, размер и сроки платежей по которым определяются в зависимости от объема программы капитальных вложений Проекта, который будет предусмотрен в Окончательном Инвестиционном Решении (далее – «ОИР»), и даты запуска производства на первой линии завода СПГ Проекта.

Группа сохранила 90%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» после завершения сделки; при этом условия сделки предусматривают, что ключевые стратегические, операционные и финансовые решения подлежат единогласному одобрению участниками компании. В результате этих изменений в момент закрытия сделки контроль Группы над ООО «Арктик СПГ 2» сменился совместным контролем. Группа определила «Арктик СПГ 2» как совместное предприятие и учитывает свою инвестицию в компанию по методу долевого участия.

Группа рассматривает сделку по продаже 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» как вклад немонетарного актива во вновь созданное совместное предприятие. В соответствии с МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия», в составе прибыли по сделке Группа признала только ту часть прибыли по переоценке по справедливой стоимости оставшейся доли участия, которая приходится на долю владения другого участника в новом совместном предприятии.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Представленная ниже таблица детализирует полученное возмещение и раскрывает составляющие прибыли от выбытия доли участия в «Арктик СПГ 2»:

	млн рублей
Денежные платежи	85'540
Условное возмещение ⁽¹⁾	35'810
Вклады в имущество ⁽²⁾ (90%-ная доля)	40'446
Общее возмещение	161'796
Минус: учетная стоимость выбывшей 10%-ной доли Группы в чистых активах	(3'382)
Плюс: корректировка до справедливой стоимости оставшейся доли владения в совместном предприятии	1'501'643
Минус: исключение 90% прибыли от корректировки до справедливой стоимости	(1'351'479)
Итого прибыль от выбытия доли участия	308'578

(1) – Оценено, основываясь на допущениях в отношении ставки дисконтирования, долгосрочных прогнозов цен на нефть и графика реализации Проекта.

(2) – Оценены, основываясь на допущениях в отношении ставки дисконтирования, будущих капитальных вложений и графика реализации Проекта.

Общая прибыль от выбытия составила 308'578 млн рублей до вычета соответствующего налога на прибыль (текущего и отложенного) в размере 37'372 млн рублей.

Справедливая стоимость инвестиции в ООО «Арктик СПГ 2» была определена на основе модели дисконтированных денежных потоков проекта «Арктик СПГ 2». Существенными допущениями в модели дисконтированных денежных потоков являются: прогнозируемые цены на сжиженный природный газ, ожидаемые объемы производства, будущие капиталовложения, требуемые для строительства инфраструктуры и бурения эксплуатационных скважин, и ставка дисконтирования, используемая при определении справедливой стоимости. Ключевыми показателями чувствительности дисконтированных денежных потоков являются:

- будущие цены на СПГ были рассчитаны исходя из котировок цен на природный газ на основных газовых хабах и котировок цен на нефть с прогнозным темпом роста. Если предполагаемые будущие цены были бы уменьшены на 1% в течение каждого года, то, предполагая, что другие параметры остаются неизменными, справедливая стоимость оставшейся доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» и прибыль по сделке уменьшились бы на 36'731 млн и 3'673 млн рублей соответственно;
- будущие объемы производства основаны на предполагаемой мощности Проекта. Если производимые объемы уменьшились бы на 1%, то, предполагая, что другие параметры останутся неизменными, справедливая стоимость оставшейся доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» и прибыль по сделке уменьшились бы на 17'719 млн и 1'772 млн рублей соответственно;
- будущие капиталовложения в течение срока реализации проекта были оценены по предварительным инжиниринговым и затратным оценкам. Если уровень капиталовложений был бы на 1% выше, то, предполагая, что другие параметры останутся неизменными, справедливая стоимость оставшейся доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» и прибыль по сделке уменьшились бы на 8'871 млн и 887 млн рублей соответственно; и
- ставка дисконтирования, как предполагалось, составляла 9,4% (для долларов США). Если бы ставка дисконтирования увеличилась на полпроцента (до 9,9%), то, предполагая, что другие параметры останутся неизменными, справедливая стоимость оставшейся доли и прибыль по сделке уменьшились бы на 152'748 млн и 15'275 млн рублей соответственно.

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлены основные группы активов и обязательств ООО «Арктик СПГ 2» на дату выбытия:

	млн рублей
Основные средства	73'102
Прочие долгосрочные активы	4'486
Денежные средства и их эквиваленты	15'990
Прочие текущие активы	5'714
Долгосрочные заемные средства	(58'329)
Прочие долгосрочные обязательства	(3'546)
Прочие текущие обязательства	(3'596)
Итого идентифицируемые чистые активы при выбытии	33'821

Ниже представлена сверка учетной стоимости чистых активов ООО «Арктик СПГ 2» на дату выбытия и учетной стоимости оставшейся доли участия в компании, учитываемой по методу долевого участия в данной консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности:

	млн рублей
Учетная стоимость чистых активов на момент выбытия	33'821
Плюс: доля Группы во вкладах в имущество	40'446
Минус: учетная стоимость выбывшей 10%-ной доли в чистых активах	(3'382)
Плюс: корректировка до справедливой стоимости оставшейся доли участия в совместном предприятии	1'501'643
Минус: исключение 90% прибыли от корректировки до справедливой стоимости	(1'351'479)
Учетная стоимость оставшейся 90%-й доли участия	221'049
Минус: переклассификация 30%-ной доли участия в активы, предназначенные для продажи	(73'683)
Учетная стоимость инвестиций в совместное предприятие на дату закрытия сделки	147'366

По состоянию на 30 июня 2019 г. и на дату закрытия сделки были выполнены условия для признания 30%-й доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» как актива, предназначенного для продажи, в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «Внеоборотные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность».

Учетная стоимость актива, предназначенного для продажи, в размере 73'683 млн рублей, была определена исходя из учетной стоимости оставшейся доли участия, признанной при закрытии сделки, как представлено выше. В соответствии с МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль», Группа признала соответствующее отложенное налоговое обязательство в сумме 13'510 млн рублей, рассчитанное на основе разницы между данной учетной стоимостью и ее налоговой базой, в составе общего расхода по налогу на прибыль по сделке, отраженного выше. Обесценения актива вследствие принятия решения о продаже доли в совместном предприятии не было выявлено.

В июне 2019 года Группа подписала договоры с компаниями «CNPC», «CNOOC Limited», «Mitsui & Co., Ltd.» и «JOGMEC» о вхождении в проект «Арктик СПГ 2». В соответствии с данными договорами, «CNPC» и «CNOOC Limited» через свои дочерние общества и «Japan Arctic LNG B.V.», являющееся совместным предприятием «Mitsui & Co., Ltd.» и «JOGMEC», приобретают 10%-ные доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» каждая на условиях, аналогичных вышеприведенным условиям вхождения «TOTAL E&P Salmanov» в Проект. Данные сделки были закрыты после отчетной даты в июле 2019 года. Доля участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» после закрытия данных сделок составляет 60%.

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

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

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)***Реорганизация АО «Арктикгаз»***

В конце 2018 года Группа и ПАО «Газпром нефть» пришли к соглашению о проведении реорганизации своего совместного предприятия АО «Арктикгаз», предусматривающей получение акционерами «Арктикгаза» в полное владение ряда активов.

В рамках данного соглашения в феврале 2019 года Группа внесла 100%-ную долю участия в ООО «НОВАТЭК-Ярсаленефтегаз», являющимся держателем лицензии на разведку и добычу на Мало-Ямальском лицензионном участке, в уставный капитал «Арктикгаза». Учетная стоимость чистых активов «НОВАТЭК-Ярсаленефтегаз» на дату выбытия составила 2,2 млрд рублей.

Дальнейшие этапы реорганизации планируется провести в 2019 году. Данные сделки рассматриваются как взаимосвязанные, и финансовый результат от реорганизации будет признан после ее завершения.

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

В феврале 2018 года по результатам аукциона, проведенного АК «АЛРОСА» (ПАО), Группа приобрела за денежное вознаграждение в размере 30,3 млрд рублей 100%-ные доли владения в «Maretiom Investments Limited» и «Velarion Investments Limited». Данным компаниям принадлежали 100%-ные доли владения в АО «Геотрансгаз» (в ноябре 2018 года переименовано в АО «НОВАТЭК-Пур») и ООО «Уренгойская газовая компания» (в январе 2019 года присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»), владевших лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков, расположенных в ЯНАО, соответственно.

В соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнесов» Группа оценила справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств приобретенных компаний на дату приобретения.

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

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

За период с даты приобретения по 31 декабря 2018 г. вклад приобретенных компаний в выручку Группы составил 4,2 млрд рублей. Финансовая и операционная деятельность приобретенных компаний увеличила бы выручку Группы за 2018 год на дополнительные 0,8 млрд рублей, если бы приобретение произошло в январе 2018 года.

4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Приобретение ООО «Черничное»

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

Выбытие доли владения в АО «Арктикгаз»

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

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

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

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств за отчетные периоды:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 г.</i>	Активы, задействован- ные в добыче и реализации нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	479'569	38'926	16'709	535'204
Накопленный износ, истощение и амортизация	(171'325)	-	(3'828)	(175'153)
Остаточная стоимость на 1 января 2018 г.	308'244	38'926	12'881	360'051
Поступление и приобретение	1'663	33'463	10	35'136
Ввод в эксплуатацию	9'585	(10'564)	979	-
Приобретение дочерних обществ (см. Примечание 4)	31'878	4'827	215	36'920
Изменение затрат на ликвидацию активов	(311)	-	-	(311)
Износ, истощение и амортизация	(16'261)	-	(452)	(16'713)
Выбытие, нетто	(196)	(76)	(21)	(293)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	801	9	12	822
Первоначальная стоимость	529'358	66'585	18'047	613'990
Накопленный износ, истощение и амортизация	(193'955)	-	(4'423)	(198'378)
Остаточная стоимость на 30 июня 2018 г.	335'403	66'585	13'624	415'612
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 г.</i>				
Первоначальная стоимость	525'089	77'953	17'949	620'991
Накопленный износ, истощение и амортизация	(208'179)	-	(4'611)	(212'790)
Остаточная стоимость на 1 января 2019 г.	316'910	77'953	13'338	408'201
Поступление и приобретение	3'310	81'769	-	85'079
Ввод в эксплуатацию	23'919	(24'843)	924	-
Изменение затрат на ликвидацию активов	769	-	-	769
Износ, истощение и амортизация	(14'947)	-	(479)	(15'426)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 4)	-	(18'761)	(386)	(19'147)
Выбытие, нетто	(2'563)	(272)	(67)	(2'902)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	(929)	(17)	(23)	(969)
Первоначальная стоимость	549'387	115'829	18'343	683'559
Накопленный износ, истощение и амортизация	(222'918)	-	(5'036)	(227'954)
Остаточная стоимость на 30 июня 2019 г.	326'469	115'829	13'307	455'605

5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2018 г. основные средства в сумме 53'955 млн рублей, относящиеся к проекту «Арктик СПГ 2», были переклассифицированы в активы, предназначенные для продажи. В состав поступления и приобретения основных средств за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 г., включены 19'147 млн рублей, относившихся к проекту «Арктик СПГ 2» до момента продажи 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» компании «TOTAL E&P Salmanov» (см. Примечание 4).

В состав поступления и приобретения основных средств за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 2'984 млн и 2'977 млн рублей соответственно.

В состав выбытия активов за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 г., включены основные средства в сумме 2,2 млрд рублей, относившиеся к ООО «НОВАТЭК-Ярсаленефтегаз», 100%-ная доля в котором была внесена в уставный капитал АО «Арктикгаз» (см. Примечание 4).

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. включены авансы на капитальное строительство и оборудование в сумме 23'074 млн и 15'526 млн рублей соответственно.

В состав основных средств по состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. включены активы в форме права пользования с учетной стоимостью 11'720 млн и 9'570 млн рублей соответственно, относящиеся, в основном, к долгосрочным договорам фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера. Начисленная амортизация на активы в форме права пользования за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 гг., составила 1'090 млн и 882 млн рублей соответственно.

В ноябре 2018 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Южно-Лескинском лицензионном участке, расположенном на полуострове Гыдан в ЯНАО. Платеж за лицензию был определен в размере 2'041 млн рублей, из которых 35 млн рублей были перечислены в 2018 году и включены в состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 31 декабря 2018 г. Оставшаяся часть в сумме 2'006 млн рублей была перечислена в январе 2019 года после государственной регистрации лицензии.

В марте 2018 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Паютомском лицензионном участке, расположенном в Красноярском крае. Платеж за лицензию составил 66 млн рублей и был включен в состав активов, задействованных в добыче нефти и газа.

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

	На 30 июня 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	72'925	71'087
Минус: накопленная амортизация		
стоимости доказанных запасов углеводородов	(19'795)	(19'197)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	13'025	11'947
Итого стоимость запасов углеводородов	66'155	63'837

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

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 22.

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 30 июня 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Совместные предприятия:		
ООО «Арктик СПГ 2»	150'151	-
АО «Арктикгаз»	131'930	146'631
ОАО «Ямал СПГ»	116'701	48'378
ЗАО «Нортгаз»	44'576	44'064
ЗАО «Тернефтегаз»	4'246	2'434
ООО «Криогаз-Высоцк»	4'238	2'991
«Rostock LNG GmbH»	2	2
Итого инвестиции в совместные предприятия	451'844	244'500

Группа определила, что «Арктик СПГ 2», «Арктикгаз», «Ямал СПГ», «Нортгаз», «Тернефтегаз», «Криогаз-Высоцк» и «Rostock LNG GmbH» являются совместно контролируемыми предприятиями на основании существующих договорных взаимоотношений. Уставы и соглашения участников этих компаний предусматривают, что стратегические и/или ключевые решения финансового, операционного и инвестиционного характера требуют фактически единогласного одобрения всеми участниками или группой участников. Группа учитывает свои доли в совместных предприятиях по «методу долевого участия».

ООО «Арктик СПГ 2». В марте 2019 года Группа продала 10%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2», являвшимся на тот момент дочерним обществом Группы, компании «TOTAL E&P Salmanov» (см. Примечание 4).

Группа сохранила 90%-ную долю участия в ООО «Арктик СПГ 2» после завершения сделки и стала осуществлять совместный контроль над обществом. Группа определила «Арктик СПГ 2» как совместное предприятие и учитывает свою долю в нем по методу долевого участия.

По состоянию на 30 июня 2019 г. часть доли участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» в размере 30% была классифицирована как актив, предназначенный для продажи.

По состоянию на 30 июня 2019 г. часть доли участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» в размере 15% была передана в залог в рамках одной из кредитных линий, открытых в пользу Группы.

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

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

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 и эксплуатацию 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 2019 г. и 31 декабря 2018 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.

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)

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.

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

ООО «Криогаз-Высоцк». Группа владеет 51%-ной долей участия в ООО «Криогаз-Высоцк», своем совместном предприятии с АО «Газпромбанк». «Криогаз-Высоцк» осуществляет проект по эксплуатации первой очереди среднетоннажного завода по производству сжиженного природного газа мощностью 660 тыс. тонн в год, расположенного в порту Высоцк на берегу Балтийского моря.

В марте 2019 года ООО «Криогаз-Высоцк» начало производство в режиме пуско-наладки на первой очереди своего среднетоннажного СПГ завода и в апреле 2019 года вышло на проектную мощность.

По состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. 51%-ная доля Группы в ООО «Криогаз-Высоцк» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных совместным предприятием с российским банком на получение внешнего проектного финансирования.

«Rostock LNG GmbH». Группа владеет 49%-ной долей участия в «Rostock LNG GmbH», своем совместном предприятии с «Fluxys Germany Holding GmbH». Совместное предприятие осуществляет проект по строительству среднетоннажного терминала по перевалке СПГ мощностью около 300 тыс. тонн в год в порту города Росток в Германии.

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018
На 1 января	244'500	285'326
Доля в прибыли от операционной деятельности	65'948	40'151
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	46'574	(59'681)
Доля в экономии (расходах) по налогу на прибыль	(18'267)	2'478
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	94'255	(17'052)
Доля в прочем совокупном доходе (расходе) совместных предприятий	448	(93)
Продажа долей в дочерних обществах, приводящая к признанию инвестиций в совместные предприятия (см. Примечание 4)	147'366	-
Реорганизация совместных предприятий (см. Примечание 4)	2'163	-
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	737	646
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 21)	2'125	-
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	(24)	-
Прибыль от выбытия долей в совместных предприятиях (см. Примечание 4)	-	1'645
Дивиденды от совместных предприятий	(38'500)	(4'100)
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	(1'226)	709
На 30 июня	451'844	267'081

6 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 гг., Группа отразила в составе инвестиции в «Ямал СПГ» комиссионные затраты по гарантии, выданной Государственной корпорацией «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» в сумме 737 млн и 646 млн рублей соответственно (см. Примечание 22).

В апреле 2019 года капитал ООО «Арктик СПГ 2» был увеличен за счет денежного вклада в размере 2'710 млн рублей, осуществленного «TOTAL E&P Salmandov» в счет платежей в виде вкладов в имущество, являвшихся частью возмещения в сделке по продаже 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2». Разница между долей Группы в фактически внесенных средствах и ранее признанной суммой в составе инвестиции в ООО «Арктик СПГ 2» составила 24 млн рублей и была отражена в уменьшение инвестиции в ООО «Арктик СПГ 2» с признанием соответствующего эффекта в консолидированном отчете об изменениях в капитале согласно учетной политике Группы. В результате данной операции доля участия Группы в ООО «Арктик СПГ 2» не изменилась.

В апреле 2019 года «Арктикгаз» объявил о выплате дивидендов в сумме 77 млрд рублей, из которых 38,5 млрд рублей относились к «НОВАТЭКу». Дивиденды были получены Группой в апреле и мае 2019 года.

В апреле 2018 года «Нортгаз» объявил о выплате дивидендов в сумме 8'201 млн рублей, из которых 4'100 млн рублей относились к «НОВАТЭКу». Дивиденды были получены Группой в апреле 2018 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.

7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В таблице ниже представлены долгосрочные займы выданные (с учетом начисленных процентов) и дебиторская задолженность:

	На 30 июня 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Долгосрочные займы выданные	320'907	272'901
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	460	407
Итого	321'367	273'308
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(64'812)	(40'386)
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	256'555	232'922

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 30 июня 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
ОАО «Ямал СПГ»	246'769	265'606
ООО «Арктик СПГ 2»	67'213	-
ООО «Криогаз-Высоцк»	6'275	6'012
ЗАО «Тернефтегаз»	650	1'283
Итого долгосрочные займы выданные	320'907	272'901

7 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

ОАО «Ямал СПГ». Группа заключила договоры с «Ямалом СПГ», совместным предприятием Группы, о кредитных линиях в долларах США и евро, согласно которым в прошлые годы предоставляла заемные средства. В 2018 году акционеры открыли для «Ямала СПГ» дополнительные кредитные линии, номинированные в евро, для финансирования строительства четвертой очереди Завода СПГ. Процентные ставки по займам определяются на основе рыночных процентных ставок, процентных ставок по заемным средствам акционеров или их комбинации. Графики погашения займов привязаны к свободным денежным потокам совместного предприятия.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 г., «Ямал СПГ» погасил часть начисленных процентов Группе в сумме 14'949 млн рублей.

ООО «Арктик СПГ 2». Группа предоставила ООО «Арктик СПГ 2», совместному предприятию Группы, займы в евро в рамках согласованных кредитных линий. Процентные ставки по займам зависят от рыночных процентных ставок и процентных ставок по заемным средствам участников. Графики погашения займов привязаны к свободным денежным потокам совместного предприятия.

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

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

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 гг., «Тернефтегаз» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 556 млн и 726 млн рублей соответственно.

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

8 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 30 июня 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Финансовые активы		
Условное возмещение (см. Примечание 21)	34'527	-
Производные товарные инструменты	1'078	2'397
Прочие финансовые активы	7	7
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	12'377	15'289
Материалы на строительство	10'010	10'852
Отложенные налоговые активы	4'835	6'486
Нематериальные активы, нетто	2'566	2'119
Прочие нефинансовые активы	484	277
Итого прочие долгосрочные активы	65'884	37'427

По состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. статья «Долгосрочные авансы» представляла собой авансы, выданные компании ОАО «Российские железные дороги» («РЖД»). Авансы были выданы в соответствии с Соглашением о стратегическом партнерстве, подписанным с «РЖД» в 2012 году.

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

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

9 ТРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 30 июня 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 275 млн и 349 млн рублей на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. соответственно)	39'178	48'347
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 326 млн и 323 млн рублей на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. соответственно)	49'412	6'086
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	88'590	54'433

Торговая дебиторская задолженность на сумму 10'040 млн и 8'921 млн рублей по состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 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).

По состоянию на 30 июня 2019 г. прочая дебиторская задолженность включала 44'153 млн рублей, относящихся к дебиторской задолженности компании «TOTAL E&P Salmanov» по сделке по продаже 10%-ной доли в ООО «Арктик СПГ 2» (см. Примечание 4).

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

10 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 30 июня 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Финансовые активы		
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 7)	64'812	40'386
Производные товарные инструменты	11'909	9'313
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	16'170	12'646
НДС, подлежащий возмещению	13'520	8'467
Предоплаты и авансы поставщикам	7'448	7'066
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	2'821	3'963
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	1'958	3'100
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	1'057	3'210
Предоплаты по таможенным пошлинам	148	604
Прочие нефинансовые активы	1'480	890
Итого предоплаты и прочие текущие активы	121'323	89'645

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 30 июня 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	62'988	69'359
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	40'956	45'094
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	44'675	48'757
Банковские кредиты	8'189	8'953
Итого	156'808	172'163
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(12'031)	(2'120)
Итого долгосрочные заемные средства	144'777	170'043

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.

Займ от «Фонда Шелкового Пути». В декабре 2015 года Группа получила займ от китайского инвестиционного фонда «Фонд Шелкового Пути». Займ подлежит погашению до декабря 2030 года равными полугодовыми платежами, начиная с декабря 2019 года, и предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Банковские кредиты. В декабре 2016 года Группа получила 100 млн евро от российского дочернего общества зарубежного банка в рамках возобновляемой кредитной линии. Кредит подлежит погашению в апреле 2020 года и предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

По состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. банковские кредиты также включали кредитную линию, полученную дочерним обществом Группы от российского банка в размере 1'007 млн рублей с погашением в декабре 2020 года равными ежемесячными платежами, начиная с января 2020 года.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая их текущую часть, составила 167'270 млн и 176'984 млн рублей на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. соответственно. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21). Справедливая стоимость остальных долгосрочных заемных средств была определена на основании будущих денежных потоков, дисконтированных с использованием оценочной ставки дисконтирования, скорректированной с учетом риска (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 21).

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

Период погашения:	На 30 июня 2019 г.
С 1 июля 2020 г. по 30 июня 2021 г.	45'884
С 1 июля 2021 г. по 30 июня 2022 г.	4'386
С 1 июля 2022 г. по 30 июня 2023 г.	67'374
С 1 июля 2023 г. по 30 июня 2024 г.	4'386
После 30 июня 2024 г.	22'747
Итого долгосрочные заемные средства	144'777

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Доступные кредитные линии. По состоянию на 30 июня 2019 г. Группа дополнительно располагала доступными долгосрочными банковскими кредитными линиями с кредитными лимитами в размере 164 млрд рублей, эквивалента 750 млн долл. США и 50 млн евро. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

12 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

Краткосрочные заемные средства. По состоянию на 30 июня 2019 г. краткосрочные заемные средства включали займ в сумме 1 млрд рублей со сроком погашения в июле 2019 года, полученный Группой в рамках возобновляемой кредитной линии, открытой в российском банке на сумму до 65 млрд рублей с доступным периодом выборки до февраля 2022 года. Оставшаяся часть кредитной линии не была использована.

В 2019 и 2018 годах 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 2019 г. и 31 декабря 2018 г. данные займы были погашены.

Текущая часть долгосрочных заемных средств. По состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. текущая часть долгосрочных заемных средств составила 12'031 млн и 2'120 млн рублей соответственно.

Доступные кредитные линии. По состоянию на 30 июня 2019 г. Группа располагала краткосрочными доступными возобновляемыми банковскими кредитными линиями с кредитными лимитами в общем размере 20 млрд рублей.

13 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 30 июня 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	42'453	46'692
Производные товарные инструменты	12'664	8'492
Проценты, подлежащие уплате	1'340	1'451
Прочая кредиторская задолженность	3'588	7'639
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	3'490	5'447
Задолженность по заработной плате	800	837
Прочая задолженность и начисленные обязательства	6'620	8'683
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	70'955	79'241

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 (Cyprus) Limited» приобретает обыкновенные акции ПАО «НОВАТЭК» в форме Глобальных Депозитарных Расписок («ГДР») на Лондонской фондовой бирже и обыкновенные акции на Московской бирже через независимых брокеров. «НОВАТЭК» также приобретает свои обыкновенные акции у акционеров в случаях, предусмотренных российским законодательством.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 гг., Группа приобрела суммарно 1,7 млн и 2,6 млн обыкновенных акций на общую сумму 1'863 млн и 1'971 млн рублей соответственно. По состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. на балансе Группы находилось 25,1 млн и 23,4 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 12'308 млн и 10'445 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:	
	2019	2018
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	-	1
Дивиденды объявленные (*)	50'618	24'109
Дивиденды выплаченные (*)	(50'618)	(24'109)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 30 июня	-	1
Дивиденды на акцию, объявленные в течение периода (в рублях)	16,81	8,00
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение периода (в рублях)	168,10	80,00

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

15 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Природный газ	99'987	66'798	224'969	155'283
Нафта	40'106	49'539	77'390	78'829
Сырая нефть	30'238	28'425	57'289	50'873
Прочие продукты				
переработки газа и газового конденсата	22'483	26'538	45'428	45'310
Сжиженный углеводородный газ	12'573	13'310	23'349	23'914
Стабильный газовый конденсат	10'402	10'208	18'548	19'094
Итого выручка от реализации нефти и газа	215'789	194'818	446'973	373'303

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

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

16 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Природный газ	41'254	19'884	99'417	49'529
Нестабильный газовый конденсат	37'299	42'209	72'343	73'522
Прочие жидкие углеводороды	4'476	1'492	7'108	2'349
Обратный акциз	(1'215)	-	(2'294)	-
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	81'814	63'585	176'574	125'400

Группа покупает не менее 50% объемов природного газа, добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Нортгаз», часть добываемого своим совместным предприятием АО «Арктикгаз» природного газа, весь объем добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Тернефтегаз» природного газа и часть объемов сжиженного природного газа, производимого своими совместными предприятиями ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк» (см. Примечание 23).

Группа покупает весь нестабильный газовый конденсат, добываемый своими совместными предприятиями «Нортгаз», «Арктикгаз» и «Тернефтегаз», по рыночным ценам региона добычи, основываясь в основном на мировых котировках цен на нефть, а также часть стабильного газового конденсата, производимого своим совместным предприятием «Ямал СПГ» (см. Примечание 23).

Начиная с января 2019 года Группа начисляет акциз по нефтяному сырью (смесь углеводородов, состоящая из одного или нескольких компонентов нефти, стабильного газового конденсата, вакуумного газойля, гудрона, мазута, направленная собственником в переработку) и одновременно с этим заявляет двойной вычет по нему. Чистый результат от этих операций отражен в уменьшение расходов на покупку природного газа и жидких углеводородов по строке «обратный акциз», так как большую часть нефтяного сырья Группа получает из нестабильного газового конденсата, приобретаемого у своих совместных предприятий.

17 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	22'876	21'688	48'918	48'305
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	8'533	8'755	16'795	15'901
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	2'335	2'194	4'501	4'280
Транспортировка стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, нефти и сжиженного природного газа танкерами	1'974	1'680	4'280	3'407
Прочие	1'200	237	2'527	455
Итого транспортные расходы	36'918	34'554	77'021	72'348

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:	
	2019	2018	2019	2018
Налог на добычу полезных ископаемых	15'157	13'734	29'740	26'119
Налог на имущество	952	978	1'819	1'927
Прочие налоги	145	159	237	247
Итого налоги, кроме налога на прибыль	16'254	14'871	31'796	28'293

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:	
	2019	2018	2019	2018
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	2'259	2'149	4'559	4'113
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	28	23	28	87
Итого	2'287	2'172	4'587	4'200
Минус: капитализированные проценты	(1'486)	(1'260)	(2'984)	(2'300)
Расходы в виде процентов по заемным средствам	801	912	1'603	1'900
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	176	157	352	300
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде	135	141	248	229
Итого расходы в виде процентов	1'112	1'210	2'203	2'429
<i>Доходы в виде процентов</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по амортизированной стоимости	238	148	466	318
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по справедливой стоимости через прибыли или убытки	3'568	2'943	7'144	5'670
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов, депозитов и прочих активов	840	304	1'366	598
Итого доходы в виде процентов	4'646	3'395	8'976	6'586

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

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

19 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Курсовые разницы</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Положительные курсовые разницы	1'204	24'527	12'977	32'259
Отрицательные курсовые разницы	(8'984)	(20'011)	(40'132)	(24'334)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(7'780)	4'516	(27'155)	7'925

20 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2019 и 2018 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, а также прибыли от выбытия долей в дочерних обществах и совместных предприятиях, эффективная ставка налога на прибыль за три месяца, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 гг., составила 16,2% и 17,1% соответственно, и эффективная ставка налога на прибыль за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 гг., составила 15,7% и 17,7% 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 2019 г.		На 31 декабря 2018 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные займы выданные	14'136	-	9'556	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	460	88'590	407	54'433
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	31'084	-	27'788
Денежные средства и их эквиваленты	-	51'714	-	41'472
Прочие	7	-	7	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Долгосрочные займы выданные	241'959	64'812	222'959	40'386
Условное возмещение	34'527	-	-	-
Производные товарные инструменты	1'078	11'909	2'397	9'313
Итого финансовые активы	292'167	248'109	235'326	173'392
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	144'777	12'031	170'043	2'120
Краткосрочные заемные средства	-	1'000	-	-
Долгосрочные обязательства по аренде	9'050	2'865	7'473	2'325
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	47'381	-	55'782
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	1'596	12'664	2'403	8'492
Итого финансовые обязательства	155'423	75'941	179'919	68'719

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

- котировки на активных рынках (Уровень 1);
- исходные данные, отличные от котироваемых цен, включенных в Уровень 1, которые прямо или косвенно наблюдаются на рынке (внешне идентифицируемые данные) (Уровень 2); или
- 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 цен на природный газ.

Данные контракты содержат ценовые параметры, основанные на различных товарных котировках и индексах, и/или возможность изменения объема поставки, и, таким образом, по совокупности причин попадают под действие требований МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», несмотря на то, что по некоторым из таких контрактов предусмотрены физические поставки природного газа. Все вышеуказанные контракты отражаются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости – в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Суммы, признанные Группой в отношении производных газовых контрактов, учитываемых в соответствии с МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», представлены ниже:

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 30 июня 2019 г.		На 31 декабря 2018 г.	
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	12'987		11'710	
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(14'260)		(10'895)	

<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Операционная прибыль (убыток)				
от торговли природным газом за рубежом	227	63	(523)	(207)
Изменение справедливой стоимости	(928)	(619)	(621)	(479)

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</i>	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018
Увеличение на 10%	(1'699)	(1'971)
Снижение на 10%	1'699	1'971

Признание и переоценка акционерных займов, выданных совместным предприятиям. Условия некоторых договоров акционерных займов, предоставленных Группой совместным предприятиям ОАО «Ямал СПГ», ООО «Арктик СПГ 2» и ЗАО «Тернефтегаз», включают в себя определенные финансовые (базовая процентная ставка, скорректированная на кредитный риск заемщика) и нефинансовые (фактические ставки заимствования акционеров, ожидаемые свободные денежные потоки заемщика и ожидаемые сроки погашения задолженности) переменные, и, согласно учетной политике Группы, были классифицированы как финансовые активы по справедливой стоимости через прибыли или убытки.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В таблице ниже представлено движение акционерных займов, выданных «Ямалу СПГ», «Арктик СПГ 2» и «Тернефтегазу», учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018
На 1 января	263'345	207'051
Предоставление займов	12'816	-
Погашение займов и начисленных процентов	(15'505)	(726)
Признание займов, ранее классифицированных как внутригрупповые, в связи с выбытием дочернего общества (см. Примечание 4)	58'329	-
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение инвестиций Группы в совместные предприятия (см. Примечание 6)	(2'125)	-
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	7'144	5'670
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(31'317)	17'347
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	14'084	700
На 30 июня	306'771	230'042

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

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

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018
Увеличение на 1%	(9'193)	(11'914)
Снижение на 1%	12'110	12'876

Условное возмещение. Согласно условиям сделки по продаже 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» компании «TOTAL E&P Salmanov», общее возмещение включает, в том числе, условные денежные платежи в общей сумме до эквивалента 800 млн долл. США, зависящие от среднего уровня котировок цен на нефть за год, предшествующий каждому платежу. Даты платежей привязаны к срокам запуска очередей завода СПГ Проекта.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В соответствии с МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», данное условное возмещение было классифицировано как финансовый актив, оцениваемый по справедливой стоимости через прибыли или убытки. Доходы в виде процентов и курсовые разницы (рассчитанные по методу «эффективной процентной ставки»), и оставшийся эффект от переоценки по справедливой стоимости (включается в статью «прочие операционные прибыли (убытки)») отражаются отдельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Справедливая стоимость условного возмещения определяется на основе модели денежных потоков с использованием ставки дисконтирования, внутренних прогнозов динамики котировок цен на нефть и графика реализации проекта «Арктик СПГ 2». Учитывая допущения при определении справедливой стоимости, условное возмещение отнесено к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цен на нефть на оценку справедливой стоимости условного возмещения на протяжении всего периода оценки.

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	<i>На 30 июня 2019 г.</i>
Увеличение на 1%	1'139
Снижение на 1%	(1'147)

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 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 номинированы в валюте, отличающейся от функциональной валюты.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

На 30 июня 2019 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	6'275	60'853	188'967	-	256'095
Торговая и прочая дебиторская задолженность	391	1	-	68	460
Условное возмещение	-	34'527	-	-	34'527
Производные товарные инструменты	-	-	1'078	-	1'078
Прочие	-	-	-	7	7
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	20'792	57'950	8'900	948	88'590
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	46'300	18'512	-	64'812
Производные товарные инструменты	-	-	11'909	-	11'909
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	31'084	-	-	31'084
Денежные средства и их эквиваленты	5'306	22'185	23'323	900	51'714
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(542)	(144'235)	-	-	(144'777)
Долгосрочные обязательства по аренде	(310)	(5'679)	(2'985)	(76)	(9'050)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'596)	-	(1'596)
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	(1'465)	(4'384)	(7'182)	-	(13'031)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(21)	(1'866)	(895)	(83)	(2'865)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(37'400)	(3'842)	(5'865)	(274)	(47'381)
Производные товарные инструменты	-	-	(12'664)	-	(12'664)
Подверженность риску (нетто)	(6'974)	92'894	221'502	1'490	308'912

ПАО «НОВАТЭК»

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

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

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

На 31 декабря 2018 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	6'012	107'713	118'790	-	232'515
Торговая и прочая дебиторская задолженность	342	2	-	63	407
Производные товарные инструменты	-	-	2'397	-	2'397
Прочие	-	-	-	7	7
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	21'379	13'577	18'393	1'084	54'433
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	20'694	19'692	-	40'386
Производные товарные инструменты	-	-	9'313	-	9'313
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	27'788	-	-	27'788
Денежные средства и их эквиваленты	6'804	11'194	22'588	886	41'472
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(1'007)	(161'090)	(7'946)	-	(170'043)
Долгосрочные обязательства по аренде	(337)	(7'043)	(1)	(92)	(7'473)
Производные товарные инструменты	-	-	(2'403)	-	(2'403)
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(2'120)	-	-	(2'120)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(20)	(2'222)	(2)	(81)	(2'325)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(35'341)	(4'489)	(15'709)	(243)	(55'782)
Производные товарные инструменты	-	-	(8'492)	-	(8'492)
Подверженность риску (нетто)	(2'168)	4'004	156'620	1'624	160'080

(б) Риск колебания цен на товары

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

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

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В 2018 году оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке для всех категорий потребителей (кроме населения) были увеличены Регулятором на 3,4% с 21 августа 2018 г. и оставались неизменными до конца второго квартала 2019 года. С 1 июля 2019 г. регулируемые оптовые цены на природный газ были увеличены на 1,4%.

Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ в Российской Федерации ограничен, и не использует товарные производные финансовые инструменты в торговых целях. Контракты Группы на покупку и продажу природного газа на российском рынке не рассматриваются как удовлетворяющие определению производного финансового инструмента и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*». Однако для эффективного управления маржой, получаемой от реализации природного газа, руководство установило целевые показатели объемов, продаваемых трейдерам на точке врезки и конечным покупателям.

Поставки СПГ на международные рынки. Группа реализует сжиженный природный газ, приобретаемый в основном у своих совместных предприятий «Ямал СПГ» и «Криогаз-Высоцк», по краткосрочным и долгосрочным контрактам на международных рынках по ценам, основанным на котировках цен на природный газ на основных газовых хабах и котировках цен на нефть. Данные контракты Группы на покупку и продажу СПГ не рассматриваются как удовлетворяющие определению производного финансового инструмента и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*».

Поставка регазифицированного СПГ в Европе. Группа покупает и продает регазифицированный СПГ в Европе в основном по ценам, привязанным к ценам на природный газ на основных газовых хабах Европы. Контракты на покупку и продажу регазифицированного газа не рассматриваются как удовлетворяющие определению производного финансового инструмента и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*».

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

Торговая деятельность по покупке и продаже природного газа и соответствующих производных финансовых инструментов за рубежом осуществляется 100%-ным дочерним обществом Группы, компанией «Novatek Gas & Power GmbH», и управляется в рамках интегрированной трейдинговой функции.

Поставки жидких углеводородов. Группа реализует свою 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 котировках цен на нефть марки Brent или Dubai и/или на нефту, в основном марки Naphtha Japan и Naphtha CIF NWE или их комбинации, плюс премия или минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация прочих продуктов переработки газового конденсата осуществляется преимущественно на европейском рынке и основывается на 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 котировках цен на нефть марки Brent или Dubai плюс премия или минус дисконт, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке или на основе котировок цен на нефть марки Brent и Urals, или их комбинации.

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Таким образом, выручка Группы от реализации жидких углеводородов подвержена волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен на нефть и продукты переработки газового конденсата. Контракты Группы на покупку и продажу жидких углеводородов заключены с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам либо для собственного потребления и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

(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. По состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. долгосрочные заемные средства Группы имели фиксированную процентную ставку.

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, прочих банковских депозитов и покупателей и заказчиков (включая непогашенную дебиторскую задолженность и операции, по которым существуют договорные обязательства). Денежные средства, их эквиваленты и депозиты размещаются только в банках, которые, по мнению Группы, имеют минимальный риск банкротства в течение всего периода размещения депозита.

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

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

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

21 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

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

<i>На 30 июня 2019 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства					
<i>Основная сумма</i>	13'031	45'929	76'243	28'521	163'724
<i>Проценты</i>	7'928	7'544	9'099	4'515	29'086
Обязательства по аренде	3'211	3'109	7'175	-	13'495
Торговая и прочая кредиторская задолженность	47'381	-	-	-	47'381
Итого финансовые обязательства	71'551	56'582	92'517	33'036	253'686
<i>На 31 декабря 2018 г.</i>					
Заемные средства					
<i>Основная сумма</i>	2'416	13'786	129'124	33'831	179'157
<i>Проценты</i>	8'775	8'494	13'371	5'739	36'379
Обязательства по аренде	2'408	2'396	6'294	-	11'098
Торговая и прочая кредиторская задолженность	55'782	-	-	-	55'782
Итого финансовые обязательства	69'381	24'676	148'789	39'570	282'416

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)**

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

<i>На 30 июня 2019 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Итого
Приток денежных средств	100'832	46'746	30'494	178'072
Отток денежных средств	(101'586)	(47'128)	(30'631)	(179'345)
Чистые денежные потоки	(754)	(382)	(137)	(1'273)
<i>На 31 декабря 2018 г.</i>				
Приток денежных средств	133'167	47'403	42'251	222'821
Отток денежных средств	(132'409)	(47'367)	(42'292)	(222'068)
Чистые денежные потоки	758	36	(41)	753

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

По состоянию на 30 июня 2019 г. Группе были присвоены кредитные рейтинги инвестиционной категории: BBB по «Standard & Poor's», BBB по «Fitch Ratings» и Baa2 по «Moody's Investors Service». В целях поддержания и повышения кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

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

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

Группа определяет термин «капитал» как капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», плюс чистый долг (общая сумма задолженности по займам минус денежные средства и их эквиваленты и банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев). В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. капитал Группы составлял 1'339 млрд и 971 млрд рублей соответственно.

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

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

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

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

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

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 2019 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 134 млрд рублей (на 31 декабря 2018 г.: 376 млрд рублей) преимущественно на строительство инфраструктуры для будущих СПГ-проектов (до конца 2023 года), а также на разработку и обустройство Северо-Русского (до конца 2021 года), Ярудейского (до конца 2020 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2021 года) и Юрхаровского (до конца 2021 года) месторождений. По состоянию на 31 декабря 2018 г. сумма договорных обязательств включала 266 млрд рублей, относящихся к ООО «Арктик СПГ 2», которое стало совместным предприятием Группы в марте 2019 года (см. Примечание 4).

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 30 июня 2019 г. и 31 декабря 2018 г. Группа являлась участником совместных операций по разведке и добыче углеводородов в Черногории (50%-ная доля участия) и Ливанской Республике (20%-ная доля участия) в соответствии с соглашениями, заключенными с Правительством Черногории и Министерством энергетики и водных ресурсов Ливанской Республики соответственно. Совместно с другими участниками этих соглашений Группа несет обязательства, связанные с выполнением обязательных программ работ по геологоразведке в течение установленных периодов, определенных данными соглашениями (до 2021 года). Максимальная сумма, подлежащая уплате Группой в случае неисполнения программ геологоразведки, составляет 42,5 млн евро Правительству Черногории и 13,5 млн евро Министерству энергетики и водных ресурсов Ливана. Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по данным условным обязательствам не является вероятным, соответственно резерв под эти обязательства в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности создан не был.

Нефинансовые гарантии. Общая величина нефинансовых гарантий, относящихся к проекту «Ямал СПГ», выданных Группой ряду третьих лиц (Министерству Финансов Российской Федерации, российским и зарубежным банкам, владельцам СПГ-терминалов) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества, составила 1,4 млрд долл. США и 7,9 млрд евро по состоянию на 30 июня 2019 г. (на 31 декабря 2018 г.: 1,4 млрд долл. США и 7,2 млрд евро). Данные нефинансовые гарантии имеют различные сроки действия, зависящие в основном от прохождения тестов, подтверждающих успешное завершение проекта, что ожидается в ближайшее время. После прекращения действия вышеуказанных гарантий, в соответствии с договорами проектного финансирования, Группой будут выданы нефинансовые гарантии, которые будут действовать только при наступлении ряда ограниченных обстоятельств, предусмотренных данными договорами.

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

Общая величина нефинансовых гарантий, выданных Группой российскому банку по обязательствам совместного предприятия ООО «Криогаз-Высоцк», составила 279 млн евро по состоянию на 30 июня 2019 г. (на 31 декабря 2018 г.: 232 млн евро).

Общая величина нефинансовых гарантий, выданных Группой по обязательствам совместного предприятия ООО «Арктик СПГ 2» его подрядчикам, составила 168 млн евро по состоянию на 30 июня 2019 г.

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

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

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

22 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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.

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)

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Операции				
Выручка от реализации нефти и газа	1'059	-	1'263	-
Прочая выручка	1'554	430	3'176	739
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(75'779)	(57'832)	(158'371)	(114'456)
Транспортные расходы	(42)	-	(48)	-
Материалы, услуги и прочие расходы	(45)	(40)	(74)	(91)
Доходы в виде процентов по займам выданным	3'785	3'069	7'543	5'924
Дивиденды объявленные	38'500	4'100	38'500	4'100

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	На 30 июня 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Сальдо по расчетам		
Долгосрочные займы выданные	256'095	232'515
Текущая часть долгосрочных займов выданных	64'812	40'386
Торговая дебиторская задолженность	720	330
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	19'721	26'194

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.

В сентябре 2018 года «TOTAL S.A.» приобрела дополнительный пакет акций «НОВАТЭК», увеличив свою долю владения в Компании до 19,4%. С данного момента Группа рассматривает «TOTAL» как акционера со значительным влиянием и, начиная с 1 октября 2018 г., раскрывает операции с «TOTAL» и ее дочерними обществами, а также остатки по ним, как операции со связанной стороной.

<i>Связанные стороны – компании, оказывающие значительное влияние, и их дочерние общества</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Операции				
Выручка от реализации нефти и газа	13'661	-	22'915	-
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	-	-	308'578	-
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто	471	-	194	-
Доходы в виде процентов	346	-	346	-

<i>Связанные стороны – компании, оказывающие значительное влияние, и их дочерние общества</i>	На 30 июня 2019 г.	На 31 декабря 2018 г.
Сальдо по расчетам		
Торговая и прочая дебиторская задолженность	44'846	2'271
Условное возмещение	34'527	-
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	85	350

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)

<i>Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Операции				
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(4'281)	(1'531)	(7'279)	(2'495)
Транспортные расходы	(2'661)	(2'783)	(5'221)	(4'998)
Сальдо по расчетам				
Авансы, выданные на строительство			3'261	3'704
Предоплаты и прочие текущие активы			483	715
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			2'550	2'104

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

<i>Связанные стороны – ключевой руководящий персонал</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Совет директоров	91	83	121	103
Правление	1'544	1'371	2'747	2'082
Итого выплаты	1'635	1'454	2'868	2'185

Указанные суммы включают налог на доходы физических лиц, но не включают отчисления, производимые работодателем во внебюджетные фонды. Некоторые члены ключевого руководящего персонала имеют прямое и/или косвенное владение в Группе и получают дивиденды на общих основаниях в зависимости от их долей владения.

24 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

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

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

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, прочих продуктов переработки газа и газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и сырой нефти;
- *Страны Европы (в основном Нидерланды, Бельгия, Швеция, Дания, Франция, Финляндия, Италия, Великобритания, Польша, Испания, Латвия, Норвегия и Черногория)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сырой нефти, сжиженного углеводородного газа и природного газа и совместные операции по разведке участков недр;
- *Страны Азиатско-Тихоокеанского региона (в основном Китай, Япония и Сингапур)* – реализация природного газа, нефти, и сырой нефти;
- *Страны Северной Америки (в основном США)* – реализация нефти и сырой нефти;
- *Страны Ближнего Востока (в основном Турция, Оман и Ливан)* – реализация нефти, сырой нефти и совместные операции по разведке участков недр.

Информация о выручке от реализации нефти и газа в разрезе географических сегментов Группы за три месяца и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 гг., представлена ниже:

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2019	2018	2019	2018
Россия	99'586	95'297	204'996	199'085
Европа	84'047	68'952	179'549	114'297
Азиатско-Тихоокеанский регион	22'481	33'237	53'928	57'036
Северная Америка	12'354	1'500	18'700	14'954
Ближний Восток	6'264	6'665	6'875	6'665
Минус: экспортные пошлины	(8'943)	(10'833)	(17'075)	(18'734)
Итого за пределами России	116'203	99'521	241'977	174'218
Итого выручка от реализации нефти и газа	215'789	194'818	446'973	373'303

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

Крупнейшие покупатели продукции. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 гг., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 13% (57,7 млрд рублей) и 15,3% (57,4 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Крупнейший покупатель продукции Группы находится на территории Российской Федерации.

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

Юридический адрес Группы:

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

Московский офис Группы:

119415 Российская Федерация
г. Москва
Улица Удальцова, 2

Телефон: 7 (495) 730-60-00

Факс: 7 (495) 721-22-53

www.novatek.ru