

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 2021 г.**

Закключение по результатам обзорной проверки 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	10
Прим. 3. Приобретения и выбытия	11
Прим. 4. Основные средства	13
Прим. 5. Инвестиции в совместные предприятия	14
Прим. 6. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	18
Прим. 7. Прочие долгосрочные активы	19
Прим. 8. Торговая и прочая дебиторская задолженность	19
Прим. 9. Предоплаты и прочие текущие активы	20
Прим. 10. Долгосрочные заемные средства	20
Прим. 11. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	21
Прим. 12. Акционерный капитал	22
Прим. 13. Выручка от реализации нефти и газа	22
Прим. 14. Покупка природного газа и жидких углеводородов	23
Прим. 15. Транспортные расходы	23
Прим. 16. Налоги, кроме налога на прибыль	24
Прим. 17. Доходы (расходы) от финансовой деятельности	24
Прим. 18. Налог на прибыль	25
Прим. 19. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска	26
Прим. 20. Условные и договорные обязательства	36
Прим. 21. Операции со связанными сторонами	40
Прим. 22. Информация по сегментам	42
Прим. 23. Основные положения учетной политики	43
Прим. 24. Новые или пересмотренные стандарты	43
Контактная информация	44



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 2021 года и связанных с ним консолидированных промежуточных сокращенных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе за три и шесть месяцев, закончившихся на указанную дату, о движении денежных средств и об изменениях в капитале за шесть месяцев, закончившихся на указанную 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».

27 июля 2021 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

Идентификационный номер налогоплательщика: 6316031581

Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ,
Пуровский 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

Идентификационный номер налогоплательщика: 7705051102

Член Саморегулируемой организации аудиторов Ассоциация «Содружество»

Основной регистрационный номер записи в реестре аудиторов и аудиторских организаций – 12006020338

Акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» (АО «ПвК Аудит»)

Бизнес-центр «Белая площадь», ул. Бутырский Вал, 10, Москва, Российская Федерация, 125047

Т: +7 (495) 967-6000, Ф: +7 (495) 967 6001, www.pwc.ru

ПАО «НОВАТЭК»

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

	Прим.	На 30 июня 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	4	791'486	729'407
Инвестиции в совместные предприятия	5	459'293	450'632
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	6	337'755	391'053
Прочие долгосрочные активы	7	123'473	125'152
Итого долгосрочные активы		1'712'007	1'696'244
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы		15'792	10'723
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		184	302
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8	65'829	71'255
Предоплаты и прочие текущие активы	9	255'403	98'071
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев		65'106	62'876
Денежные средства и их эквиваленты		47'718	119'707
Итого текущие активы		450'032	362'934
Итого активы		2'162'039	2'059'178
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	10	153'330	168'988
Долгосрочные обязательства по аренде	19	4'869	6'670
Обязательства по отложенному налогу на прибыль		66'402	64'132
Обязательства по ликвидации активов		10'515	14'397
Прочие долгосрочные обязательства		8'220	6'568
Итого долгосрочные обязательства		243'336	260'755
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных заемных средств	10	13'657	53'152
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	19	3'633	3'798
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	11	148'754	83'995
Задолженность по текущему налогу на прибыль		1'885	3'048
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		16'000	16'003
Итого текущие обязательства		183'929	159'996
Итого обязательства		427'265	420'751
Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(20'386)	(20'386)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы			
от пересчета в валюту представления отчетности		7'227	2'652
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		1'693'340	1'600'391
Итого капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	12	1'717'488	1'619'964
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		17'286	18'463
Итого капитал		1'734'774	1'638'427
Итого обязательства и капитал		2'162'039	2'059'178

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

Л. Михельсон
Председатель Правления

М. Джитвэй
Финансовый директор

27 июля 2021 года

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

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

	Прим.	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
		2021	2020	2021	2020
Выручка от реализации					
Выручка от реализации нефти и газа	13	260'552	140'641	501'301	323'236
Прочая выручка		3'900	3'298	7'734	5'265
Итого выручка от реализации		264'452	143'939	509'035	328'501
Операционные расходы					
Покупка природного газа и жидких углеводородов	14	(104'531)	(45'240)	(197'508)	(110'302)
Транспортные расходы	15	(38'879)	(35'903)	(82'198)	(75'409)
Налоги, кроме налога на прибыль	16	(21'926)	(9'865)	(41'830)	(24'395)
Износ, истощение и амортизация		(13'012)	(8'975)	(25'432)	(17'846)
Материалы, услуги и прочие расходы		(8'443)	(7'176)	(16'707)	(13'988)
Общехозяйственные и управленческие расходы		(7'630)	(4'326)	(13'664)	(9'990)
Расходы на геологоразведку		(871)	(3'345)	(3'344)	(6'133)
Сторнирование расходов (расходы)					
по обесценению активов, нетто		6	26	29	23
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		122	(1'435)	6'671	(4'734)
Итого операционные расходы		(195'164)	(116'239)	(373'983)	(262'774)
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто	19	186	(14'077)	(436)	(47'313)
Прибыль от операционной деятельности		69'474	13'623	134'616	18'414
Доходы (расходы) от финансовой деятельности					
Расходы в виде процентов	17	(1'207)	(1'242)	(2'372)	(2'445)
Доходы в виде процентов	17	4'197	5'885	8'013	11'641
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	19	3'230	981	6'720	(4'926)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	17	(20'868)	(56'527)	(25'401)	86'280
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(14'648)	(50'903)	(13'040)	90'550
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	5	58'364	72'007	73'211	(73'224)
Прибыль до налога на прибыль		113'190	34'727	194'787	35'740
Экономия (расходы) по налогу на прибыль					
Экономия (расходы)					
по текущему налогу на прибыль		(9'149)	3'552	(19'379)	(26'646)
Экономия (расходы)					
по отложенному налогу на прибыль, нетто		84	4'617	(1'611)	6'190
Итого экономия (расходы) по налогу на прибыль	18	(9'065)	8'169	(20'990)	(20'456)
Прибыль		104'125	42'896	173'797	15'284
Прибыль, относящаяся к:					
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		4'838	1'332	9'358	4'400
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»		99'287	41'564	164'439	10'884
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		33,07	13,84	54,76	3,62
Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)		3'002,8	3'003,2	3'002,8	3'005,8

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:	
	2021	2020	2021	2020
Прибыль	104'125	42'896	173'797	15'284
Прочий совокупный доход (расход)				
Статьи, которые не будут впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)				
Переоценка обязательств по пенсионной программе	12	(816)	(488)	(1'244)
Доля в переоценке обязательств по пенсионной программе совместных предприятий	(20)	(52)	(40)	(103)
	(8)	(868)	(528)	(1'347)
Статьи, которые могут быть впоследствии переклассифицированы в состав прибылей (убытков)				
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	1'773	1'379	3'887	712
Доля в разнице совместных предприятий от пересчета в валюту представления отчетности	694	1'414	688	(797)
	2'467	2'793	4'575	(85)
Прочий совокупный доход (расход)	2'459	1'925	4'047	(1'432)
Итого совокупный доход	106'584	44'821	177'844	13'852
Итого совокупный доход, относящийся к:				
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ	4'838	1'332	9'358	4'400
Акционерам ПАО «НОВАТЭК»	101'746	43'489	168'486	9'452

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:	
		2021	2020
Прибыль до налога на прибыль		194'787	35'740
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		25'432	17'846
Признание (сторнирование)			
расходов по обесценению активов, нетто		(29)	(23)
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		25'401	(86'280)
Расходы в виде процентов		2'372	2'445
Доходы в виде процентов		(8'013)	(11'641)
Доля в убытке (прибыли) совместных			
предприятий за вычетом налога на прибыль	5	(73'211)	73'224
Эффект от изменения справедливой			
стоимости нетоварных финансовых инструментов		(6'720)	4'926
Переоценка производных товарных инструментов			
и условного возмещения через прибыли или убытки	19	(147)	46'801
Прочие корректировки		(45)	185
Уменьшение (увеличение) долгосрочных			
авансов выданных		1'940	3'007
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской			
задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(208)	18'795
Уменьшение (увеличение) остатков			
товарно-материальных запасов		(7'360)	4'351
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности			
и начисленных обязательств без учета задолженности			
по выплате процентов и дивидендов		12'538	(21'352)
Увеличение (уменьшение) задолженности			
по налогам, кроме налога на прибыль		43	(1'262)
Итого изменения оборотного капитала		5'013	532
Дивиденды и денежные средства, полученные от			
совместных предприятий		67'786	660
Проценты полученные		3'034	4'912
Налог на прибыль уплаченный		(12'817)	(28'950)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		224'783	63'384

ПАО «НОВАТЭК»

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

		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	Прим.	2021	2020
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств	4	(79'274)	(90'142)
Платежи за лицензии на право пользования недрами	4	(968)	(317)
Приобретение материалов для строительства		(5'771)	(9'223)
Приобретение нематериальных активов		(314)	(736)
Вклады в капитал совместных предприятий	5	(67)	-
Поступления от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях	5	434	46'021
Проценты уплаченные и капитализированные	4	(3'782)	(3'118)
Уменьшение (увеличение) банковских депозитов со сроком размещения более трех месяцев, нетто		(3'491)	78'796
Комиссии по гарантиям уплаченные		-	(850)
Предоставление займов совместным предприятиям	6	(86'958)	(48'857)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	6	20'462	14'095
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(159'729)	(14'331)
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Погашение долгосрочных заемных средств	10	(51'844)	(3'407)
Получение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев		-	441
Погашение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев		-	(441)
Увеличение (уменьшение) краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто		244	-
Плата за резервирование заемных средств		-	(534)
Проценты по займам уплаченные		(1'137)	(1'033)
Дивиденды выплаченные акционерам ПАО «НОВАТЭК»	12	(71'286)	(54'359)
Дивиденды выплаченные неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(10'241)	(4'802)
Платежи по обязательствам по аренде		(1'777)	(1'719)
Приобретение собственных акций	12	-	(7'806)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(136'041)	(73'660)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты		58	17'457
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто		(70'929)	(7'150)
Денежные средства и их эквиваленты, переклассифицированные в активы, предназначенные для продажи на конец отчетного периода		(1'060)	-
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		119'707	53'240
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		47'718	46'090

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)

	Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)	Уставный капитал - обыкновен- ные акции	Выкуп- ленные собственные акции	Накопленные разницы от пересчета в валюту представления капитал	Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений	Нераспре- деленная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ПАО «НОВАТЭК»	Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ	Итого капитал
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 г.</i>									
Сальдо на 1 января 2020 г.	3'011,2	393	(12'308)	3'814	5'617	1'618'696	1'647'509	19'567	1'667'076
Прибыль	-	-	-	-	-	10'884	10'884	4'400	15'284
Прочий совокупный расход	-	-	-	(85)	-	(1'347)	(1'432)	-	(1'432)
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	(85)	-	9'537	9'452	4'400	13'852
Дивиденды (см. Примечание 12)	-	-	-	-	-	(54'359)	(54'359)	(5'145)	(59'504)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 5)	-	-	-	-	-	838	838	-	838
Покупка собственных акций (см. Примечание 12)	(8,0)	-	(7'615)	-	-	-	(7'615)	-	(7'615)
Сальдо на 30 июня 2020 г.	3'003,2	393	(19'923)	3'729	5'617	1'574'712	1'595'825	18'822	1'614'647
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 г.</i>									
Сальдо на 1 января 2021 г.	3'002,8	393	(20'386)	3'297	5'617	1'600'391	1'619'964	18'463	1'638'427
Прибыль	-	-	-	-	-	164'439	164'439	9'358	173'797
Прочий совокупный доход (расход)	-	-	-	4'575	-	(528)	4'047	-	4'047
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	4'575	-	163'911	168'486	9'358	177'844
Дивиденды (см. Примечание 12)	-	-	-	-	-	(71'286)	(71'286)	(10'535)	(81'821)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 5)	-	-	-	-	-	324	324	-	324
Сальдо на 30 июня 2021 г.	3'002,8	393	(20'386)	3'297	5'617	1'693'340	1'717'488	17'286	1'734'774

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 (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 главным образом по сети магистральных газопроводов и региональным распределительным сетям, а также продает сжиженный природный газ (далее – «СПГ»), производимый на малотоннажном СПГ-заводе Группы в Челябинской области, через свои заправочные комплексы.

Группа реализует природный газ в 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.

Совместные предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк» осуществляют производство сжиженного природного газа на своих заводах СПГ. Группа покупает часть СПГ, производимого ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Криогаз-Высоцк», и реализует его преимущественно на международных рынках. Объемы реализации СПГ Группы практически не подвержены сезонным колебаниям.

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

Группа перерабатывает нестабильный газовый конденсат на своем 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 нефть, нафту и другие продукты переработки газового конденсата. Объемы реализации жидких углеводородов Группы практически не подвержены сезонным колебаниям.

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 2020 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 2020 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.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Функциональная валюта и валюта представления отчетности. Настоящая консолидированная промежуточная сокращенная финансовая отчетность представлена в российских рублях, являющихся валютой представления отчетности 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:	
	2021	2020	2021	2020
Доллар США (USD)	74,22	72,36	74,28	69,37
Евро (EUR)	89,39	79,65	89,55	76,44
Польский злотый (PLN)	19,72	17,68	19,72	17,31

Рублей за одну единицу валюты	На 30 июня:		На 31 декабря:	
	2021	2020	2020	2019
Доллар США (USD)	72,37	69,95	73,88	61,91
Евро (EUR)	86,20	78,68	90,68	69,34
Польский злотый (PLN)	19,09	17,61	20,01	16,24

3 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

Приобретение доли участия в ООО «Газпромнефть-Сахалин»

В июне 2021 года Группа заключила соглашение о приобретении у ПАО «Газпром нефть» 49%-ной доли участия в ООО «Газпромнефть-Сахалин» за денежное вознаграждение в размере 1'655 млн рублей. Сделка была завершена после отчетной даты в июле 2021 года. ООО «Газпромнефть-Сахалин» владеет лицензией на разведку и разработку Северо-Врангелевского лицензионного участка, расположенного в восточной части Восточно-Сибирского и западной части Чукотского морей.

Устав компании «Газпромнефть-Сахалин» предусматривает, что основные финансовые и операционные решения, касающиеся деятельности компании, требуют фактически единогласного одобрения обоих участников. Таким образом, механизм голосования устанавливает совместный контроль участников над ООО «Газпромнефть-Сахалин» и Группа будет учитывать свою инвестицию в компанию по методу долевого участия.

3 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Активы, предназначенные для продажи

В июне 2021 года Группа и «TOTAL E&P Transshipment SAS», являющееся дочерним обществом «TotalEnergies SE», заключили договор, согласно которому «TOTAL E&P Transshipment SAS» приобрела 10%-ную долю участия в ООО «Арктическая перевалка», которое будет оператором двух строящихся терминалов по перевалке СПГ на Камчатке и в Мурманской области. Сделка была закрыта после отчетной даты в июле 2021 года.

Возмещение по сделке включает денежный платеж в размере 368 млн рублей (эквивалент 5 млн долл. США), полученный в июле 2021 года, а также потенциальные платежи в размере до суммы, эквивалентной 20 млн долл. США, зависящие от наступления определенных событий в будущем.

Доля участия Группы в ООО «Арктическая перевалка» составляет 90% после завершения сделки, при этом ее условия предусматривают, что ключевые стратегические, операционные и финансовые решения подлежат единогласному утверждению участниками компании. Руководство полагает, что после закрытия сделки Группа осуществляет совместный контроль над ООО «Арктическая перевалка».

По состоянию на 30 июня 2021 г., в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность», были выполнены условия для признания ООО «Арктическая перевалка» как актива, предназначенного для продажи. Таким образом, активы и обязательства, относящиеся к ООО «Арктическая перевалка», за исключением внутригрупповых остатков, были классифицированы как активы и обязательства, предназначенные для продажи и отражены по статьям «Предоплаты и прочие краткосрочные активы» и «Кредиторская задолженность и начисленные обязательства» соответственно. Необходимость начисления резерва под обесценение данных активов вследствие принятия решения о продаже доли в обществе не выявлена.

Ниже приведена таблица по основным классам активов и обязательств, предназначенным для продажи:

	На 30 июня 2021 г.
Основные средства	3'128
Прочие долгосрочные активы	57
Текущие активы	1'418
Итого активы, предназначенные для продажи	4'603
Долгосрочные обязательства	108
Текущие обязательства	186
Итого обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	294

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности (не прошедшей аудит)
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

4 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств:

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 г.</i>	Активы, задействованные в добыче и реализации нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы на капитальное строительство	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	609'958	168'743	22'294	800'995
Накопленный износ, истощение и амортизация	(238'633)	-	(5'564)	(244'197)
Остаточная стоимость на 1 января 2020 г.	371'325	168'743	16'730	556'798
Поступление и приобретение	1'457	103'014	-	104'471
Ввод в эксплуатацию	29'265	(33'758)	4'493	-
Изменение затрат на ликвидацию активов	28	-	-	28
Износ, истощение и амортизация	(16'737)	-	(779)	(17'516)
Выбытие, нетто	(87)	(195)	(89)	(371)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	1'339	78	46	1'463
Первоначальная стоимость	641'682	237'882	26'756	906'320
Накопленный износ, истощение и амортизация	(255'092)	-	(6'355)	(261'447)
Остаточная стоимость на 30 июня 2020 г.	386'590	237'882	20'401	644'873
<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 г.</i>				
Первоначальная стоимость	737'953	243'616	28'107	1'009'676
Накопленный износ, истощение и амортизация	(273'013)	-	(7'256)	(280'269)
Остаточная стоимость на 1 января 2021 г.	464'940	243'616	20'851	729'407
Поступление и приобретение	2'329	93'216	-	95'545
Ввод в эксплуатацию	47'523	(48'626)	1'103	-
Изменение затрат на ликвидацию активов	(4'288)	-	-	(4'288)
Износ, истощение и амортизация	(24'003)	-	(1'096)	(25'099)
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 3)	(1'263)	(1'854)	(11)	(3'128)
Выбытие, нетто	(240)	(169)	(49)	(458)
Разницы от пересчета в валюту представления отчетности	(356)	(118)	(19)	(493)
Первоначальная стоимость	781'390	286'065	29'069	1'096'524
Накопленный износ, истощение и амортизация	(296'748)	-	(8'290)	(305'038)
Остаточная стоимость на 30 июня 2021 г.	484'642	286'065	20'779	791'486

В состав поступления и приобретения основных средств за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 и 2020 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в общей сумме 4'279 млн и 4'750 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов на капитальное строительство по состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. включены авансы подрядчикам на капитальное строительство и оборудование в сумме 66'577 млн и 66'415 млн рублей соответственно.

4 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В состав основных средств по состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. включены активы в форме права пользования с учетной стоимостью 7'718 млн и 9'839 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 2021 и 2020 гг., составила 1'715 млн и 1'457 млн рублей соответственно.

В марте 2021 года Группа выиграла аукцион на получение лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Северо-Гыданском лицензионном участке, расположенном на полуострове Гыдан в ЯНАО. Платеж за лицензию составил 775 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 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	104'536	103'002
Минус: накопленная амортизация		
стоимости доказанных запасов углеводородов	(22'671)	(21'856)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	11'760	10'924
Итого стоимость запасов углеводородов	93'625	92'070

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

Обесценение основных средств не признавалось в отношении активов, задействованных в добыче и реализации нефти и газа, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 и 2020 гг.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 20.

5 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 30 июня 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Совместные предприятия:		
ООО «Арктик СПГ 2»	261'307	250'470
АО «Арктикгаз»	114'535	151'886
ЗАО «Нортгаз»	44'170	43'805
ОАО «Ямал СПГ»	33'111	-
ЗАО «Тернефтегаз»	5'802	4'157
«Rostock LNG GmbH»	275	286
ООО «СМАРТ СПГ»	93	28
ООО «Криогаз-Высоцк»	-	-
Итого инвестиции в совместные предприятия	459'293	450'632

Группа определила, что «Арктик СПГ 2», «Арктикгаз», «Нортгаз», «Ямал СПГ», «Тернефтегаз», «Rostock LNG GmbH», «СМАРТ СПГ» и «Криогаз-Высоцк» являются совместно контролируемыми предприятиями на основании существующих договорных взаимоотношений. Уставы и/или 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.

5 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

ООО «Арктик СПГ 2». Группа владеет 60%-ной долей в «Арктик СПГ 2» совместно с «TotalEnergies SE» (доля участия: 10%), «СНРС» (доля участия: 10%), «CNOOC Limited» (доля участия: 10%) и «Japan Arctic LNG B.V.» (доля участия: 10%). «Арктик СПГ 2» реализует проект по строительству на полуострове Гыдан завода по производству сжиженного природного газа на ресурсной базе Салмановского (Утреннего) месторождения (проект «Арктик СПГ 2»). Проектная мощность завода составит 19,8 млн тонн в год (три технологические линии по 6,6 млн тонн СПГ в год каждая).

В первом квартале 2020 года Группа получила второй денежный платеж в размере 46'021 млн рублей (эквивалент 700 млн долларов США) в рамках сделки по продаже 10%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2» в первом квартале 2019 года.

По состоянию на 30 июня 2021 г. 60%-ная доля Группы в ООО «Арктик СПГ 2» была передана в залог в рамках кредитных договоров, подписанных ООО «Арктик СПГ 2» на получение внешнего проектного финансирования.

АО «Арктикгаз». Группа владеет 50%-ной долей в «Арктикгазе», своем совместном предприятии с ПАО «Газпром нефть». «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском, Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях и на Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском месторождении (Самбургский лицензионный участок). Все месторождения расположены в ЯНАО.

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.

ОАО «Ямал СПГ». Группа владеет 50,1%-ной долей в «Ямале СПГ» совместно с «TotalEnergies SE» (доля участия: 20%), «СНРС» (доля участия: 20%) и «Фондом Шелкового Пути» (доля участия: 9,9%). «Ямал СПГ» реализует проект по добыче, сжижению и поставкам природного газа на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения в ЯНАО (проект «Ямал СПГ»). Проектная мощность завода по сжижению после запуска четвертой линии в мае 2021 года составляет 17,4 млн тонн СПГ в год (по 5,5 млн тонн первые три линии и 0,9 млн тонн четвертая линия).

По состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 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.

Инвестиция Группы в «Ямал СПГ» по состоянию на 31 декабря 2020 г. была отражена по нулевой стоимости в консолидированном отчете о финансовом положении в связи с превышением накопленного с момента приобретения убытка компании над долей участия Группы на сумму 27'763 млн рублей в связи с признанием значительных неденежных отрицательных курсовых разниц. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 г., доля Группы в прибыли «Ямала СПГ» составила 60'194 млн рублей, из них 27'763 млн рублей не были признаны в консолидированном отчете о прибылях и убытках, так как были зачтены против доли в ранее непризнанных убытках.

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

«Rostock LNG GmbH». Группа владеет 49%-ной долей участия в «Rostock LNG GmbH», своем совместном предприятии с «Fluxus Germany Holding GmbH». Целью совместного предприятия является реализация проекта по строительству среднетоннажного терминала по перевалке СПГ мощностью около 300 тыс. тонн в год в порту города Росток в Германии.

ООО «СМАРТ СПГ». Группа владеет 50%-ной долей участия в ООО «СМАРТ СПГ», своем совместном предприятии с ПАО «Совкомфлот». «СМАРТ СПГ» будет являться лизингополучателем СПГ-танкеров арктического класса, необходимых для обеспечения транспортировки СПГ с проекта «Арктик СПГ 2».

По состоянию на 30 июня 2021 г. 50%-ная доля Группы в «СМАРТ СПГ» была передана в залог в рамках договоров лизинга СПГ-танкеров арктического класса, заключенных «СМАРТ СПГ».

5 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

По состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 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.

Инвестиция Группы в ООО «Криогаз-Высоцк» по состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. была отражена по нулевой стоимости в консолидированном отчете о финансовом положении в связи с превышением накопленного с момента приобретения убытка компании над долей участия Группы. Накопленная непризнанная доля в убытках ООО «Криогаз-Высоцк» по состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. составила 987 млн и 2'483 млн рублей соответственно и связана с возникновением значительных неденежных отрицательных курсовых разниц. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 г., доля Группы в прибыли «Криогаз-Высоцк» составила 1'496 млн рублей, но она не была признана в консолидированном отчете о прибылях и убытках, так как была зачтена против доли в ранее непризнанных убытках.

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

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020
На 1 января	450'632	585'340
Доля в прибыли от операционной деятельности	109'087	50'802
Доля в доходах (расходах) от финансовой деятельности	15'284	(145'374)
Доля в экономии (расходах) по налогу на прибыль	(21'901)	21'348
Непризнанная доля в убытке (прибыли) совместных предприятий	(29'259)	-
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	73'211	(73'224)
Доля в прочем совокупном доходе (расходе) совместных предприятий	648	(899)
Дивиденды и денежные средства от совместных предприятий	(67'786)	(160)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	324	838
Взносы в капитал	67	-
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 19) за вычетом отложенного налога на прибыль	-	7'017
Капитализация затрат Группы в стоимость инвестиций	-	805
Исключение доли Группы в нерезализованной прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков приобретенных у совместных предприятий углеводородов	2'197	(1'791)
На 30 июня	459'293	517'926

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 г., «Арктикгаз» объявил и выплатил дивиденды на общую сумму 134 млрд рублей, из которых 67 млрд рублей относились к «НОВАТЭКу».

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 и 2020 гг., «Тернефтегаз» перечислил 661 млн и 160 млн рублей денежных средств соответственно, распределенных в пользу Группы.

5 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 г., капитал ООО «СМАРТ СПГ» был увеличен за счет пропорциональных взносов участников на общую сумму 133 млн рублей, из которых 67 млн рублей были внесены Группой.

Группа исключает свою долю в нерезализованной прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков, приобретенных у совместных предприятий природного газа и жидких углеводородов.

Краткие отчеты о прибылях и убытках за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 и 2020 гг., по крупнейшим совместным предприятиям Группы представлены ниже (на 100%-ной основе):

<i>За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 г.</i>	<i>«Арктик СПГ 2»</i>	<i>«Арктикгаз»</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Выручка	2'114	134'740	237'136	9'138
Износ, истощение и амортизация	-	(13'010)	(57'366)	(3'491)
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	(199)	72'804	140'570	1'208
Расходы в виде процентов	(74)	(1'789)	(60'766)	(327)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	451	-	(24'477)	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	25'347	14	86'332	-
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	25'580	71'296	141'650	898
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	(7'512)	(11'709)	(21'451)	(167)
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	18'068	59'587	120'199	731
Процент владения	60%	50%	50,1%	50%
Итого с учетом доли владения	10'841	29'794	60'187	366
Исключение доли Группы в нерезализованной прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков приобретенных у них углеводородов	-	(1'853)	7	(111)
Непризнанная доля в убытке (прибыли) совместных предприятий	-	-	(27'763)	-
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	10'841	27'941	32'431	255

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности (не прошедшей аудит)
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

5 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 г.	«Арктик СПГ 2»	«Арктикгаз»	«Ямал СПГ»	«Нортгаз»
Выручка	-	72'216	161'487	7'316
Износ, истощение и амортизация	-	(15'806)	(54'610)	(3'443)
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	(1'343)	25'830	74'619	(778)
Расходы в виде процентов	(25)	(1'915)	(77'072)	(582)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(587)	-	23'951	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(10'307)	(11)	(209'665)	-
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	(12'237)	24'115	(188'133)	(1'306)
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	2'453	(3'792)	41'182	256
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(9'784)	20'323	(146'951)	(1'050)
Процент владения	60%	50%	50,1%	50%
Итого с учетом доли владения	(5'870)	10'162	(73'583)	(525)
Исключение доли Группы в нерезализованной прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков приобретенных у них углеводородов	-	1'444	41	153
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(5'870)	11'606	(73'542)	(372)

6 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

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

	На 30 июня 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Долгосрочные займы выданные	485'255	431'880
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	554	426
Итого	485'809	432'306
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(148'054)	(41'253)
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	337'755	391'053

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 30 июня 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
ООО «Арктик СПГ 2»	293'074	215'336
ОАО «Ямал СПГ»	185'095	209'637
ООО «Криогаз-Высоцк»	7'086	6'907
Итого долгосрочные займы выданные	485'255	431'880

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.

6 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. 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 2021 и 2020 гг., «Ямал СПГ» погасил часть займов и начисленных процентов Группе в общей сумме 22'646 млн и 17'696 млн рублей соответственно.

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.

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

7 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 30 июня 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Финансовые активы		
Условное возмещение (см. Примечание 19)	76'517	76'918
Производные товарные инструменты	1'597	13
Прочие финансовые активы	37	13
Нефинансовые активы		
Отложенные налоговые активы	22'637	22'694
Материалы на строительство	17'346	18'341
Нематериальные активы, нетто	2'705	2'820
Долгосрочные авансы	1'596	3'536
Прочие нефинансовые активы	1'038	817
Итого прочие долгосрочные активы	123'473	125'152

8 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 30 июня 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 471 млн и 506 млн рублей на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. соответственно)	59'163	64'073
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 297 млн и 305 млн рублей на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. соответственно)	6'666	7'182
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	65'829	71'255

Торговая дебиторская задолженность на сумму 14'201 млн и 14'568 млн рублей по состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. соответственно обеспечена аккредитивами в банках с рейтингами инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 19 в отношении раскрытия кредитных рисков).

Учетная стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости. Торговая и прочая дебиторская задолженность отнесена к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 19.

9 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 30 июня 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Финансовые активы		
Текущая часть долгосрочных займов выданных (см. Примечание 6)	148'054	41'253
Производные товарные инструменты (см. Примечание 19)	62'115	13'041
Финансовые активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 3)	1'225	-
Прочие финансовые активы	1'343	1'316
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	18'030	15'703
Предоплаты и авансы поставщикам	7'090	9'088
НДС, подлежащий возмещению	6'683	10'767
Нефинансовые активы, предназначенные для продажи (см. Примечание 3)	3'378	-
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	2'385	1'996
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	1'574	1'779
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	623	649
Предоплаты по таможенным пошлинам	430	616
Прочие нефинансовые активы	2'473	1'863
Итого предоплаты и прочие текущие активы	255'403	98'071

10 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 30 июня 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	72'331	73'820
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашены в 2021 году)	-	48'012
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	43'081	46'076
Банковские кредиты	51'575	54'232
Итого	166'987	222'140
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(13'657)	(53'152)
Итого долгосрочные заемные средства	153'330	168'988

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 были полностью погашены в соответствии с графиком 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. Первоначально кредит подлежал погашению до апреля 2020 года. В марте 2020 года срок погашения был продлен до марта 2022 года. Кредит предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

10 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В июне 2020 года Группа получила кредитную линию от российского банка в размере до 1,5 млрд евро с переменной процентной ставкой с доступным периодом выборки до марта 2022 года. Проценты подлежат погашению ежеквартально. По состоянию на отчетную дату Группа выбрала 500 млн евро в рамках данной кредитной линии со сроком погашения до сентября 2025 года. Кредитная линия предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая их текущую часть, составила 176'840 млн и 235'473 млн рублей на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. соответственно. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 19). 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 19).

Сроки погашения долгосрочных заемных средств раскрыты в Примечании 19.

Доступные кредитные линии. По состоянию на 30 июня 2021 г. Группа дополнительно располагала доступными долгосрочными банковскими кредитными линиями с кредитными лимитами на общую сумму 159 млрд рублей, а также краткосрочной банковской кредитной линией в размере 20 млрд рублей. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Кроме того, по состоянию на 30 июня 2021 г. Группа располагала возобновляемыми кредитными линиями, в рамках которых может привлекать 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.

11 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 30 июня 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	64'211	55'149
Производные товарные инструменты (см. Примечание 19)	63'898	14'278
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	294	-
Проценты, подлежащие уплате	220	1'529
Финансовые обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи (см. Примечание 3)	145	-
Прочая кредиторская задолженность	6'172	3'786
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	3'440	4'245
Задолженность по заработной плате	1'030	1'042
Нефинансовые обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи (см. Примечание 3)	149	-
Прочая задолженность и начисленные обязательства	9'195	3'966
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	148'754	83'995

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 19.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности (не прошедшей аудит)
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

12 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.

По состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. на балансе Группы находилось 33,5 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 20'386 млн рублей. 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:	
	2021	2020
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	-	-
Дивиденды объявленные (*)	71'286	54'359
Дивиденды выплаченные (*)	(71'286)	(54'359)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 30 июня	-	-
Дивиденды на акцию, объявленные в течение периода (в рублях)	23,74	18,10
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение периода (в рублях)	237,40	181,00

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

13 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020	2021	2020
Природный газ	112'990	76'372	223'792	175'166
Нафта	59'538	27'337	101'891	52'823
Нефть	31'323	13'326	59'384	34'894
Прочие продукты				
переработки газа и газового конденсата	24'881	10'976	46'093	28'448
Сжиженный углеводородный газ	19'320	6'509	41'315	17'059
Стабильный газовый конденсат	12'500	6'121	28'826	14'846
Итого выручка от реализации нефти и газа	260'552	140'641	501'301	323'236

14 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020	2021	2020
Нестабильный газовый конденсат	54'166	14'225	105'580	38'421
Природный газ	51'347	28'115	93'282	67'691
Прочие жидкие углеводороды	2'747	3'777	5'618	6'633
Обратный акциз	(3'729)	(877)	(6'972)	(2'443)
Итого покупка				
природного газа и жидких углеводородов	104'531	45'240	197'508	110'302

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 21).

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 21).

В соответствии с налоговым законодательством, Группа начисляет акциз по нефтяному сырью (смесь углеводородов, состоящая из одного или нескольких компонентов нефти, стабильного газового конденсата, вакуумного газойля, гудрона и 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.

15 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020	2021	2020
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	24'623	21'853	54'511	47'951
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	9'469	8'899	18'393	17'139
Транспортировка стабильного газового конденсата, продуктов его переработки, нефти и сжиженного природного газа танкерами	2'644	2'781	5'078	5'410
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	1'751	1'994	3'461	4'195
Прочие	392	376	755	714
Итого транспортные расходы	38'879	35'903	82'198	75'409

16 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:	
	2021	2020	2021	2020
Налог на добычу полезных ископаемых	20'766	8'950	39'346	22'419
Налог на имущество	1'072	834	2'288	1'801
Прочие налоги	88	81	196	175
Итого налоги, кроме налога на прибыль	21'926	9'865	41'830	24'395

17 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:	
	2021	2020	2021	2020
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	1'672	2'476	3'630	4'783
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	272	-	545	-
Итого	1'944	2'476	4'175	4'783
Минус: капитализированные проценты	(1'099)	(1'618)	(2'557)	(3'118)
Расходы в виде процентов по заемным средствам	845	858	1'618	1'665
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	222	239	464	495
Расходы в виде процентов по обязательствам по аренде	112	145	234	285
Прочие расходы в виде процентов	28	-	56	-
Итого расходы в виде процентов	1'207	1'242	2'372	2'445
<i>Доходы в виде процентов</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020	2021	2020
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по амортизированной стоимости	238	230	469	472
Доходы в виде процентов по займам выданным, оцениваемым по справедливой стоимости через прибыли или убытки	2'906	4'689	5'574	8'700
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов, депозитов и прочих активов	1'053	966	1'970	2'469
Итого доходы в виде процентов	4'197	5'885	8'013	11'641

17 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Курсовые разницы</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020	2021	2020
Положительные курсовые разницы	8'182	20'468	16'086	195'930
Отрицательные курсовые разницы	(29'050)	(76'995)	(41'487)	(109'650)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(20'868)	(56'527)	(25'401)	86'280

18 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2021 и 2020 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 дивиденды, получаемые от совместных предприятий, в которых доля Группы составляет не менее 50%, облагаются налогом на дивиденды по нулевой ставке согласно действующему российскому налоговому законодательству.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 г., Группа заплатила денежными средствами налог на прибыль в размере 12,8 млрд рублей и произвела зачет прочих налогов в размере 7,0 млрд рублей в счет уплаты налога на прибыль.

Без учета влияния прибыли (убытка) от совместных предприятий, а также эффектов от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях (признания прибыли от выбытия и последующей неденежной переоценки условного возмещения), эффективная ставка налога на прибыль за три месяца, закончившихся 30 июня 2021 и 2020 гг., составила 16,4% и 23,7% соответственно, и эффективная ставка налога на прибыль за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 и 2020 гг., составила 17,6% и 18,9% соответственно.

19 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 2021 г.		На 31 декабря 2020 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные займы выданные	11'203	6'272	11'558	6'017
Торговая и прочая дебиторская задолженность	554	65'829	426	71'255
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	65'106	-	62'876
Денежные средства и их эквиваленты	-	47'718	-	119'707
Финансовые активы, предназначенные для продажи	-	1'225	-	-
Прочие	37	1'343	13	1'316
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Долгосрочные займы выданные	325'998	141'782	379'069	35'236
Условное возмещение	76'517	-	76'918	-
Производные товарные инструменты	1'597	62'115	13	13'041
Итого финансовые активы	415'906	391'390	467'997	309'448
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизированной стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	153'330	13'657	168'988	53'152
Долгосрочные обязательства по аренде	4'869	3'633	6'670	3'798
Проценты, подлежащие уплате	-	220	-	1'529
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	70'383	-	58'935
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	-	294	-	-
Финансовые обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	-	145	-	-
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	1'771	63'898	880	14'278
Итого финансовые обязательства	159'970	152'230	176'538	131'692

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

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

Производные товарные финансовые инструменты. Группа осуществляет торговлю природным газом на активных рынках за рубежом по долгосрочным и краткосрочным контрактам на покупку и продажу газа, а также покупает и продает различные производные финансовые инструменты (с привязкой к газовым хамам Европы) с целью оптимизации поставок и снижения рисков негативного изменения цен на природный газ. Кроме того, время от времени Группа заключает производные товарные контракты для управления риском колебания цен по договорам Группы на покупку жидких углеводородов для собственного использования.

19 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 углеводородов. Все вышеуказанные контракты отражаются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости – в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Для оценки справедливой стоимости долгосрочных производных товарных инструментов, предусматривающих физические поставки углеводородов, 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 товарные инструменты отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Оценка справедливой стоимости краткосрочных производных товарных инструментов, предусматривающих физические поставки, 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 товарных инструментов, учитываемых в соответствии с МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*», представлены ниже:

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 30 июня 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	63'712	13'054
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(65'669)	(15'158)

<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020	2021	2020
Операционная реализованная прибыль (убыток)	854	907	(782)	(929)
Изменение справедливой стоимости	(767)	(1'370)	147	1'022

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цен на углеводороды на 10% на оценку справедливой стоимости производных товарных инструментов:

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020
Увеличение на 10%	892	(226)
Снижение на 10%	(892)	226

Признание и переоценка акционерных займов, выданных совместным предприятиям. Условия некоторых договоров акционерных займов, предоставленных Группой совместным предприятиям ОАО «Ямал СПГ» и ООО «Арктик СПГ 2», 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.

19 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В таблице ниже представлено движение акционерных займов, выданных совместным предприятиям, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020
На 1 января	414'305	268'024
Предоставление займов	86'931	48'638
Погашение займов и начисленных процентов	(22'646)	(17'780)
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение инвестиций Группы в совместные предприятия (см. Примечание 5)	-	(8'019)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	5'574	8'700
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(23'104)	35'845
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	6'720	(4'926)
На 30 июня	467'780	330'482

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, утвержденных 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:	
	2021	2020
Увеличение на 1%	(13'096)	(12'102)
Снижение на 1%	13'792	12'795

Условное возмещение. Согласно условиям сделок по продаже в 2019 году 40%-ной доли участия в ООО «Арктик СПГ 2», общее возмещение включает, в том числе, условные денежные платежи в общей сумме до эквивалента 3'200 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 «Арктик СПГ 2».

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

19 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В таблице ниже представлено изменение учетной стоимости условного возмещения:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020
На 1 января	76'918	101'391
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	1'195	1'523
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(1'596)	16'614
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к прогнозу котировок цен на нефть)	-	(47'823)
На 30 июня	76'517	71'705

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>	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020
Увеличение на 1%	5'023	4'705
Снижение на 1%	(5'295)	(4'959)

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.

19 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)

(а) Риск колебания курсов иностранных валют

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

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

19 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

На 30 июня 2021 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	7'086	-	330'115	-	337'201
Торговая и прочая дебиторская задолженность	366	-	3	185	554
Условное возмещение	-	76'517	-	-	76'517
Производные товарные инструменты	-	-	1'597	-	1'597
Прочие	-	-	-	37	37
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	28'128	119'926	-	148'054
Торговая и прочая дебиторская задолженность	29'909	20'423	13'913	1'584	65'829
Производные товарные инструменты	-	-	62'115	-	62'115
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	65'106	-	-	65'106
Денежные средства и их эквиваленты	8'124	16'750	21'972	872	47'718
Финансовые активы, предназначенные для продажи	166	-	1'059	-	1'225
Прочие	955	-	388	-	1'343
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(110'374)	(42'956)	-	(153'330)
Долгосрочные обязательства по аренде	(209)	(2'628)	(1'776)	(256)	(4'869)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'771)	-	(1'771)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(5'037)	(8'620)	-	(13'657)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(195)	(2'172)	(1'113)	(153)	(3'633)
Проценты, подлежащие уплате	-	(219)	(1)	-	(220)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(53'890)	(979)	(15'163)	(351)	(70'383)
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(294)	-	-	-	(294)
Производные товарные инструменты	-	-	(63'898)	-	(63'898)
Финансовые обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	(21)	(64)	(60)	-	(145)
Подверженность риску (нетто)	(8'003)	85'451	415'730	1'918	495'096

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

На 31 декабря 2020 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	6'907	14'227	369'493	-	390'627
Торговая и прочая дебиторская задолженность	348	-	-	78	426
Условное возмещение	-	76'918	-	-	76'918
Производные товарные инструменты	-	-	13	-	13
Прочие	-	-	-	13	13
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	33'089	26'963	9'758	1'445	71'255
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	35'166	6'087	-	41'253
Производные товарные инструменты	-	-	13'041	-	13'041
Краткосрочные банковские депозиты со сроком размещения более трех месяцев	-	62'876	-	-	62'876
Денежные средства и их эквиваленты	13'056	78'812	26'519	1'320	119'707
Прочие	908	-	408	-	1'316
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(114'755)	(54'233)	-	(168'988)
Долгосрочные обязательства по аренде	(276)	(3'706)	(2'367)	(321)	(6'670)
Производные товарные инструменты	-	-	(880)	-	(880)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(53'152)	-	-	(53'152)
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	(260)	(2'220)	(1'162)	(156)	(3'798)
Проценты, подлежащие уплате	-	(1'528)	(1)	-	(1'529)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(47'568)	(4'487)	(6'500)	(380)	(58'935)
Производные товарные инструменты	-	-	(14'278)	-	(14'278)
Подверженность риску (нетто)	6'204	115'114	345'898	1'999	469'215

(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 по Единой системе газоснабжения. 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.

Оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке для всех категорий потребителей были увеличены Федеральной антимонопольной службой на 3% с 1 августа 2020 г. и оставались неизменными до конца второго квартала 2021 года. С 1 июля 2021 г. оптовые цены были увеличены на 3%.

19 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ в Российской Федерации ограничен, и не использует товарные производные финансовые инструменты в торговых целях. 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. 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. Группа реализует сжиженный природный газ, произведенный на малотоннажном СПГ-заводе в Челябинской области, по краткосрочным контрактам на внутреннем рынке по ценам, зависящим от цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. 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 европейских рынках. Группа покупает и продает природный газ на европейских рынках по краткосрочным и долгосрочным 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.

Поставки жидких углеводородов. Группа реализует свои нефть, стабильный газовый конденсат и продукты переработки газового конденсата по краткосрочным контрактам. Реализация стабильного газового конденсата и нефти на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона, Европы и Северной Америки преимущественно основывается на котировках цен на нефть марки Brent и/или на нефту, в основном марки Naphtha Japan или Naphtha CIF NWE, 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 или Urals, или их комбинации.

Таким образом, выручка Группы от реализации жидких углеводородов подвержена волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен на нефть и продукты переработки газового конденсата. Контракты Группы на покупку и продажу жидких углеводородов в основном заключаются с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам либо для собственного потребления и не попадают под действие МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*». Время от времени Группа также заключает производные товарные контракты для управления риском колебания цен по договорам Группы на покупку жидких углеводородов для собственного использования. Такие производные товарные контракты учитываются в соответствии с МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты*».

19 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 30 июня 2021 г.		На 31 декабря 2020 г.	
	млн рублей	Процент	млн рублей	Процент
С фиксированной ставкой	124'061	74%	176'623	80%
С переменной ставкой	42'926	26%	45'517	20%
Итого	166'987	100 %	222'140	100 %

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

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

Управление кредитным риском осуществляется на уровне Группы. Кредитный риск возникает в отношении денежных средств и их эквивалентов, 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 ВВВ-, 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.

19 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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

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 2021 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>	13'657	77'409	58'211	22'665	171'942
<i>Проценты</i>	6'401	4'496	6'548	2'562	20'007
Обязательства по аренде	3'781	3'656	1'535	69	9'041
Торговая и прочая кредиторская задолженность	70'383	-	-	-	70'383
Задолженность по выплате дивидендов неконтролирующим акционерам дочерних обществ	294	-	-	-	294
Финансовые обязательства, относящиеся к активам, предназначенным для продажи	145	-	-	-	145
Итого финансовые обязательства	94'661	85'561	66'294	25'296	271'812
<i>На 31 декабря 2020 г.</i>					
Заемные средства					
<i>Основная сумма</i>	53'159	88'083	60'758	25'696	227'696
<i>Проценты</i>	8'322	6'416	7'690	3'194	25'622
Обязательства по аренде	3'949	3'819	3'436	71	11'275
Торговая и прочая кредиторская задолженность	58'935	-	-	-	58'935
Итого финансовые обязательства	124'365	98'318	71'884	28'961	323'528

19 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:

На 30 июня 2021 г.	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Итого
Приток денежных средств	281'032	19'161	300'193
Отток денежных средств	(282'809)	(19'334)	(302'143)
Чистые денежные потоки	(1'777)	(173)	(1'950)
На 31 декабря 2020 г.			
Приток денежных средств	155'732	18'975	174'707
Отток денежных средств	(156'944)	(19'843)	(176'787)
Чистые денежные потоки	(1'212)	(868)	(2'080)

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 2021 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 50% от консолидированной чистой прибыли Группы, рассчитанной в соответствии с МСФО, скорректированной на единовременные прибыли и убытки (до декабря 2020 года минимальный уровень дивидендных выплат был установлен в размере 30% от скорректированной консолидированной чистой прибыли Группы). Размер дивидендов за конкретный год определяется с учетом стратегии развития 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 2021 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. капитал Группы составлял 1'772 млрд и 1'660 млрд рублей соответственно.

20 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условия ведения деятельности. Экономике Российской Федерации по-прежнему присущи некоторые характерные особенности развивающегося рынка. Кроме того, российская экономика чувствительна к ценам на нефть и газ. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и частым изменениям. Группа осуществляет свою финансово-хозяйственную деятельность преимущественно на территории Российской Федерации и поэтому подвергается рискам, связанным с состоянием экономики и финансовых рынков Российской Федерации.

20 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Распространение коронавируса COVID-19 в 2020 году вызвало финансовую и экономическую напряженность на мировых рынках, что находится вне контроля руководства Группы. В частности, пандемия коронавируса привела к снижению спроса на нефть, природный газ и нефтепродукты, что вместе с увеличением предложения нефти в результате отмены соглашения по добыче ОПЕК+ в марте 2020 года привело к падению мировых цен на углеводороды. Со второго квартала и до конца 2020 года наблюдалось постепенное восстановление глобальной экономической активности в связи с частичным снятием ограничений, направленных на предотвращение распространения эпидемии, а также частичным восстановлением мировых цен на нефть в результате принятия нового соглашения по добыче ОПЕК+ в апреле 2020 года и соблюдения целевых показателей по сокращению объемов добычи.

В начале 2021 года участники ОПЕК+ продолжили курс на ограничение целевых уровней добычи с учетом сохраняющейся нестабильности ситуации, вызванной распространением коронавируса и ужесточением карантинных мер в ряде стран. Ограничение добычи, а также увеличение потребления углеводородов на фоне резкого похолодания в Европе, Азии и Северной Америке привели к значительному росту мировых цен на углеводороды в первом квартале 2021 года. Во втором квартале 2021 года мировые цены на углеводороды продолжили свой рост, несмотря на принятое в апреле 2021 года решение участниками ОПЕК+ об увеличении объемов добычи, начиная с мая 2021 года, на фоне увеличения мобильности населения и восстановления спроса на нефть в крупнейших странах-потребителях. В июле 2021 года участники ОПЕК+ приняли решение о дальнейшем увеличении объемов добычи нефти и продлили действие соглашения по ограничению добычи до конца 2022 года.

Дальнейшее развитие ситуации с распространением COVID-19 остается неопределенным и может продолжать оказывать влияние на наши доходы, денежные потоки и финансовое положение в будущем.

Руководство Группы предпринимает необходимые меры предосторожности для обеспечения безопасности и защиты здоровья работников, контрагентов и их семей от распространения коронавируса одновременно с выполнением обязательств по обеспечению потребностей в энергетических ресурсах со стороны потребителей на внутреннем и международных рынках. Руководство Группы продолжает работать в тесном контакте с органами власти на федеральном, региональном и местном уровнях, а также с партнерами для сдерживания распространения коронавируса и предпринимать необходимые меры для минимизации возможных сбоев в деятельности Группы.

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. 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 запланированных программ капитального строительства дочерних обществ, а также для своевременного обслуживания и погашения 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.

20 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Договорные обязательства. По состоянию на 30 июня 2021 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 240 млрд рублей (на 31 декабря 2020 г.: 248 млрд рублей) преимущественно на развитие СПГ-проектов (до конца 2025 года), разработку и обустройство Геофизического (до конца 2022 года) и Харбейского (до конца 2023 года) месторождений, Ево-Яхинского (до конца 2024 года) и Северо-Русского (до конца 2022 года) лицензионных участков, а также на строительство установки гидрокрекинга в комплексе по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, расположенном в порту Усть-Луга на берегу Балтийского моря (до конца 2022 года).

По состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 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. Максимальная сумма, подлежащая уплате Группой в случае неисполнения программ геологоразведки, по состоянию на 30 июня 2021 г. составляет 42,5 млн евро Правительству Черногории и 5,8 млн евро Министерству энергетики и водных ресурсов Ливана (на 31 декабря 2020 г.: 42,5 млн и 5,8 млн евро соответственно). Группа ожидает, что обязательные программы геологоразведки по совместной деятельности будут выполнены, и, соответственно, резерв под эти условные обязательства в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности создан не был.

Группа подписала ряд договоров фрахтования морских танкеров на условиях тайм-чартера на срок от 20 до 29 лет, оказание услуг по которым еще не началось. По состоянию на 30 июня 2021 г. будущие минимальные платежи Группы в рамках данных договоров фрахтования составили 36 млрд рублей (на 31 декабря 2020 г.: 135 млрд рублей). По состоянию на 31 декабря 2020 г. 97 млрд рублей относились к договору фрахтования СПГ-танкера ледового класса, переданного Группой своему совместному предприятию ООО «Арктик СПГ 2» по договору новации во втором квартале 2021 года.

По состоянию на 31 декабря 2020 г. ООО «Арктическая перевалка», являвшееся на тот момент дочерним обществом Группы, а в июле 2021 года ставшее совместным предприятием Группы (см. Примечание 3), подписало договоры фрахтования плавучих хранилищ газа на условиях бербоут-чартера на срок 20 лет, оказание услуг по которым еще не началось. Данные плавучие хранилища газа будут частью двух строящихся терминалов по перевалке СПГ на Камчатке и в Мурманской области. Во втором квартале 2021 года ООО «Арктическая перевалка» заключило долгосрочный договор с совместным предприятием Группы ООО «Арктик СПГ 2» на пользование данными терминалами СПГ на условиях «бери или плати». По состоянию на 30 июня 2021 г. будущие минимальные платежи ООО «Арктическая перевалка» в рамках данных договоров фрахтования составили 95 млрд рублей (на 31 декабря 2020 г.: 99 млрд рублей).

Гарантии выданные. В соответствии с договорами проектного финансирования ОАО «Ямал СПГ», Группой были выданы гарантии, финансовые и нефинансовые, покрывающие только ограниченные специфические риски проекта. Нефинансовые гарантии представляют собой обязательства предоставить возвратное финансирование проекту в той части, которая необходима проекту для исполнения обязательств перед кредиторами, при наступлении определенных ограниченных событий на общую сумму, не превышающую 5,9 млрд долл. США по состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. Финансовые гарантии могут быть предъявлены только в случае неисполнения «Ямалом СПГ» обязательств перед кредиторами, и размер этих финансовых гарантий зависит от макроэкономических факторов (мировых цен на углеводороды и обменных курсов иностранных валют), но не может превышать 2,4 млрд долл. США и 1,0 млрд евро по состоянию на 30 июня 2021 г. и 31 декабря 2020 г. Исходя из текущих оценок и долгосрочных макроэкономических прогнозов руководства Группы, возможность предъявления указанных финансовых гарантий является маловероятной.

Общая величина нефинансовых гарантий, относящихся к проекту «Арктик СПГ 2», выданных Группой ряду третьих лиц (судовладельцам СПГ-танкеров и банкам) по обязательствам совместного предприятия Группы ООО «Арктик СПГ 2», составила 0,4 млрд евро и 2,1 млрд долл. США по состоянию на 30 июня 2021 г. (на 31 декабря 2020 г.: 2,0 млрд долл. США). Данные нефинансовые гарантии имеют различные сроки действия, зависящие, в основном, от срока успешного завершения проекта (окончания строительства завода СПГ и его выхода на проектную мощность).

20 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Общая величина нефинансовых гарантий, выданных Группой российскому банку по обязательствам совместного предприятия «Криогаз-Высоцк», составила 259 млн евро по состоянию на 30 июня 2021 г. (на 31 декабря 2020 г.: 276 млн евро).

Также Группа выдала нефинансовые гарантии ООО «Арктик СПГ 2» по обязательствам своего совместного предприятия ООО «СМАРТ СПГ» по оказанию услуг по долгосрочным договорам фрахтования морских судов в пределах доли участия Группы в ООО «СМАРТ СПГ».

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

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

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

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

Большинство нефтегазовых месторождений и лицензионных участков Группы находятся на территории ЯНАО. Лицензии на них выдаются Федеральным агентством по недропользованию Российской Федерации, при этом Группа уплачивает налог на добычу полезных ископаемых при добыче 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.

20 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

21 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

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

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020	2021	2020
Операции				
Выручка от реализации нефти и газа	1'370	810	2'633	1'660
Прочая выручка	3'123	1'693	6'199	2'695
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(102'015)	(40'415)	(190'487)	(98'734)
Транспортные расходы	(7)	(45)	(28)	(56)
Материалы, услуги и прочие расходы	(27)	(54)	(71)	(95)
Материалы, услуги и прочие расходы (капитализировано в составе основных средств)	(22)	(109)	(27)	(145)
Приобретение основных средств и материалов для строительства	-	(10)	-	(146)
Доходы в виде процентов по займам выданным	3'121	4'898	5'995	9'121
Дивиденды объявленные и распределенные денежные средства	67'377	-	67'786	160

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	На 30 июня 2021 г.	На 31 декабря 2020 г.
---	--------------------	-----------------------

Сальдо по расчетам

Долгосрочные займы выданные	337'201	390'627
Текущая часть долгосрочных займов выданных	148'054	41'253
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'214	2'974
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	33'591	27'532

Сроки и условия по займам, выданным совместным предприятиям, описаны в Примечании 6.

Группа выпустила гарантии по обязательствам своих совместных предприятий, как описано в Примечании 20.

ПАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности (не прошедшей аудит)
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

21 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Связанные стороны – компании, оказывающие значительное влияние, и их дочерние общества</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020	2021	2020
Операции				
Выручка от реализации нефти и газа	21'446	3'922	30'589	12'725
Прочая выручка	118	-	118	-
Покупка природного газа и жидких углеводородов	-	(443)	-	(443)
Прочие операционные прибыли (убытки), нетто	78	(3'008)	(154)	(10'856)
Доходы в виде процентов	168	184	333	404

*Связанные стороны – компании, оказывающие значительное влияние,
и их дочерние общества*

На 30 июня 2021 г. На 31 декабря 2020 г.

Сальдо по расчетам

Торговая и прочая дебиторская задолженность	5'214	8'943
Условное возмещение	21'358	21'470
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	133	114

<i>Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала</i>	За три месяца, закончившихся 30 июня:		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня:	
	2021	2020	2021	2020
Операции				
Транспортные расходы	(2'996)	(2'802)	(5'790)	(5'342)
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(3'340)	(4'065)	(6'600)	(8'813)

*Связанные стороны – компании под контролем
ключевого руководящего персонала*

На 30 июня 2021 г. На 31 декабря 2020 г.

Сальдо по расчетам

Авансы на капитальное строительство	4'329	4'768
Предоплаты и прочие текущие активы	634	585
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'957	2'126

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:	
	2021	2020	2021	2020
Совет директоров	91	91	121	129
Правление	760	1'568	946	3'305
Итого выплаты	851	1'659	1'067	3'434

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.

22 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 4).

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 нефти;
- *Страны Европы (в основном Франция, Нидерланды, Великобритания, Бельгия, Польша, Испания, Финляндия, Дания, Латвия, Норвегия, Литва, Эстония, Германия, Швеция и Черногория)* – реализация природного газа, нефти, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа и совместные операции по разведке участков недр;
- *Страны Азиатско-Тихоокеанского региона (в основном Китай (включая Тайвань), Южная Корея, Япония, Малайзия и Сингапур)* – реализация нефти, нефти и стабильного газового конденсата;
- *Страны Северной Америки (в основном США)* – реализация нефти и продуктов переработки стабильного газового конденсата;
- *Страны Ближнего Востока (в основном Саудовская Аравия, Объединенные Арабские Эмираты и Ливан)* – реализация нефти, стабильного газового конденсата, нефти и совместные операции по разведке участков недр.

Информация о выручке Группы от реализации нефти и газа в разрезе географических сегментов за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 и 2020 гг., представлена ниже:

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2021	2020	2021	2020
Россия	117'889	76'965	250'456	179'848
Европа	85'191	37'374	144'499	92'007
Азиатско-Тихоокеанский регион	44'386	24'607	85'494	48'584
Северная Америка	10'441	1'283	21'428	7'547
Ближний Восток	7'904	2'909	8'524	4'066
Прочие	5	-	16	-
Минус: экспортные пошлины	(5'264)	(2'497)	(9'116)	(8'816)
Итого за пределами России	142'663	63'676	250'845	143'388
Итого выручка от реализации нефти и газа	260'552	140'641	501'301	323'236

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.

22 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Крупнейшие покупатели продукции. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 и 2020 гг., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 12,5% (63,8 млрд рублей) и 15,6% (51,2 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Крупнейший покупатель продукции Группы находится на территории Российской Федерации.

23 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Основные элементы учетной политики и методики расчетов, используемые Группой, соответствуют описанным в аудированной консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2020 г., за исключением признания расходов по налогу на прибыль и применения пересмотренного стандарта, как описано ниже.

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

Нижеследующие изменения к стандарту были досрочно приняты Группой с 1 января 2021 г.:

Изменения к МСФО (IAS) 16 «*Основные средства*» (выпущены в мае 2020 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2022 г., разрешено досрочное применение). Данные изменения запрещают вычитать из стоимости объекта основных средств какую-либо выручку, полученную от продажи готовой продукции, произведенной в период подготовки организацией данного актива к предполагаемому использованию. Выручка от продажи такой готовой продукции вместе с затратами на ее производство теперь признаются в составе прибылей или убытков. Группа оценила, что применение данных изменений не оказало существенного влияния на ее финансовое положение на дату их первоначального применения.

24 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Нижеследующие изменения к стандарту были выпущены и при этом не были досрочно применены Группой:

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

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