

**ОАО «НОВАТЭК»**

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,  
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО,  
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2015 г.**

**И АУДИТОРСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Аудиторское заключение .....	3
Консолидированный отчет о финансовом положении .....	5
Консолидированный отчет о прибылях и убытках .....	6
Консолидированный отчет о совокупном доходе .....	7
Консолидированный отчет о движении денежных средств .....	8
Консолидированный отчет об изменениях в капитале .....	10
Примечания к консолидированной финансовой отчетности:	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности .....	12
Прим. 2. Основные принципы составления консолидированной финансовой отчетности .....	12
Прим. 3. Основные положения учетной политики .....	13
Прим. 4. Наиболее существенные оценки и суждения .....	24
Прим. 5. Приобретения и выбытия .....	28
Прим. 6. Основные средства .....	30
Прим. 7. Инвестиции в совместные предприятия .....	32
Прим. 8. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность .....	37
Прим. 9. Прочие долгосрочные активы .....	39
Прим. 10. Товарно-материальные запасы .....	39
Прим. 11. Торговая и прочая дебиторская задолженность .....	39
Прим. 12. Предоплаты и прочие текущие активы .....	41
Прим. 13. Денежные средства и их эквиваленты .....	41
Прим. 14. Долгосрочные заемные средства .....	42
Прим. 15. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств .....	43
Прим. 16. Обязательства по пенсионной программе .....	44
Прим. 17. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства .....	46
Прим. 18. Акционерный капитал .....	46
Прим. 19. Выручка от реализации нефти и газа .....	48
Прим. 20. Транспортные расходы .....	48
Прим. 21. Покупка природного газа и жидких углеводородов .....	48
Прим. 22. Налоги, кроме налога на прибыль .....	49
Прим. 23. Общехозяйственные и управленческие расходы .....	49
Прим. 24. Материалы, услуги и прочие расходы .....	50
Прим. 25. Доходы (расходы) от финансовой деятельности .....	50
Прим. 26. Налог на прибыль .....	51
Прим. 27. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска .....	55
Прим. 28. Условные и договорные обязательства .....	65
Прим. 29. Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия .....	69
Прим. 30. Операции со связанными сторонами .....	70
Прим. 31. Информация по сегментам .....	73
Прим. 32. Новые или пересмотренные стандарты .....	77
Дополнительная информация о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированная .....	79
Контактная информация .....	84



## **Аудиторское заключение**

Акционерам и Совету директоров ОАО «НОВАТЭК»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ОАО «НОВАТЭК» и его дочерних компаний (далее – «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2015 года и консолидированных отчетов о прибылях и убытках, совокупном доходе, движении денежных средств и изменениях в капитале за 2015 год, а также примечаний, состоящих из краткого обзора основных положений учетной политики и прочей пояснительной информации.

### **Ответственность руководства аудируемого лица за консолидированную финансовую отчетность**

Руководство аудируемого лица несет ответственность за составление и достоверность указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для составления консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

### **Ответственность аудитора**

Наша ответственность заключается в выражении мнения о достоверности данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с российскими федеральными стандартами аудиторской деятельности и Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют соблюдения применимых этических норм, а также планирования и проведения аудита таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений.

Аудит включает проведение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств, подтверждающих числовые показатели в консолидированной финансовой отчетности и раскрытие в ней информации. Выбор процедур зависит от профессионального суждения аудитора, включая оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок. В процессе оценки этих рисков аудитор рассматривает систему внутреннего контроля за составлением и достоверностью консолидированной финансовой отчетности, чтобы разработать аудиторские процедуры, соответствующие обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля. Аудит также включает оценку надлежащего характера применяемой учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством аудируемого лица, а также оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства дают достаточные и надлежащие основания для выражения нашего мнения о достоверности данной консолидированной финансовой отчетности.



*Аудиторское заключение (продолжение)*

**Мнение**

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2015 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за 2015 год в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

25 февраля 2016  
Москва, Российская Федерация



А.Г. Яшков, Старший менеджер (квалификационный аттестат № 01-001391),  
АО «ПрайсвоटरхаусКуперс Аудит»

Аудируемое лицо: ОАО «НОВАТЭК»

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

Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ выдано 20 августа 2002 г. за № 1026303117642.

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

Независимый аудитор: АО «ПрайсвоटरхаусКуперс Аудит»

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

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

Свидетельство о членстве в Саморегулируемой организации аудиторов НП «Аудиторская Палата России» № 870. ОРНЗ в реестре аудиторов и аудиторских организаций – 10201003683.

**ОАО «НОВАТЭК»**  
**Консолидированный отчет о финансовом положении**  
(в миллионах рублей)

Прим. На 31 декабря 2015 г. На 31 декабря 2014 г.

**АКТИВЫ**

**Долгосрочные активы**

Основные средства	6	331'712	291'726
Инвестиции в совместные предприятия	7	154'725	166'231
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	8	230'799	94'142
Прочие долгосрочные активы	9	34'316	20'449
<b>Итого долгосрочные активы</b>		<b>751'552</b>	<b>572'548</b>

**Текущие активы**

Товарно-материальные запасы	10	8'226	7'024
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		84	3'576
Торговая и прочая дебиторская задолженность	11	37'564	34'592
Предоплаты и прочие текущие активы	12	45'424	40'081
Денежные средства и их эквиваленты	13	29'187	41'318

**Итого текущие активы** **120'485** **126'591**

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

**Итого активы** **880'024** **699'139**

**ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ**

**Долгосрочные обязательства**

Долгосрочные заемные средства	14	252'050	204'699
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	26	23'706	21'063
Обязательства по ликвидации активов		4'149	1'493
Прочие долгосрочные обязательства		2'273	3'552

**Итого долгосрочные обязательства** **282'178** **230'807**

**Текущие обязательства**

Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	15	106'655	40'980
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	17	48'535	30'578
Задолженность по текущему налогу на прибыль		3'165	406
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		11'320	9'244

**Итого текущие обязательства** **169'675** **81'208**

**Итого обязательства** **451'853** **312'015**

**Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»**

Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(5'997)	(5'222)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		(5'092)	208
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		399'861	352'462

**Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»** **18** **426'079** **384'755**

**Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ** **2'092** **2'369**

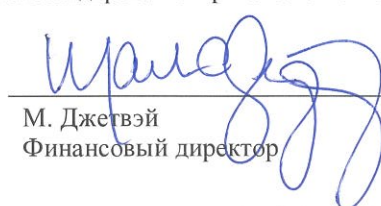
**Итого капитал** **428'171** **387'124**

**Итого обязательства и капитал** **880'024** **699'139**

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.



Л. Михельсон  
Председатель Правления



М. Джетвэй  
Финансовый директор

25 февраля 2016 года

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Консолидированный отчет о прибылях и убытках**

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

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2015	2014
<b>Выручка от реализации</b>			
Выручка от реализации нефти и газа	19	472'007	355'673
Прочая выручка		3'318	1'970
<b>Итого выручка от реализации</b>		<b>475'325</b>	<b>357'643</b>
<b>Операционные расходы</b>			
Транспортные расходы	20	(130'229)	(114'511)
Покупка природного газа и жидких углеводородов	21	(120'504)	(52'596)
Налоги, кроме налога на прибыль	22	(36'630)	(29'336)
Износ, истощение и амортизация	6	(19'980)	(17'172)
Общехозяйственные и управленческие расходы	23	(15'163)	(11'831)
Материалы, услуги и прочие расходы	24	(14'086)	(11'442)
Расходы на геологоразведку		(767)	(112)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто		204	229
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		2'113	259
<b>Итого операционные расходы</b>		<b>(335'042)</b>	<b>(236'512)</b>
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	5	989	2'623
Прочие операционные прибыли (убытки)		(542)	4'009
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>		<b>140'730</b>	<b>127'763</b>
<b>Доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>			
Расходы в виде процентов	25	(8'792)	(5'722)
Доходы в виде процентов	25	12'622	5'063
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	27	(10'505)	(20'205)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	25	(9'507)	(25'881)
<b>Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>		<b>(16'182)</b>	<b>(46'745)</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	(31'607)	(28'175)
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>92'941</b>	<b>52'843</b>
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(22'780)	(16'251)
Экономия (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		3'958	323
<b>Итого расходы по налогу на прибыль</b>	26	<b>(18'822)</b>	<b>(15'928)</b>
<b>Прибыль</b>		<b>74'119</b>	<b>36'915</b>
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ <b>Акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>		(277)	(381)
		<b>74'396</b>	<b>37'296</b>
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		24,63	12,34
Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)		3'020,3	3'022,2

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**ОАО «НОВАТЭК»****Консолидированный отчет о совокупном доходе**

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2015	2014
<b>Прибыль</b>		<b>74'119</b>	<b>36'915</b>
<b>Прочий совокупный доход (расход), который не будет впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков):</b>			
Переоценка обязательств по пенсионной программе	16	(642)	644
<b>Прочий совокупный доход (расход), который может быть впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков), за вычетом налога на прибыль:</b>			
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		(5'300)	(475)
<b>Прочий совокупный доход (расход)</b>		<b>(5'942)</b>	<b>169</b>
<b>Итого совокупный доход</b>		<b>68'177</b>	<b>37'084</b>
Итого совокупный доход (расход), относящийся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(277)	(381)
<b>Акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>		<b>68'454</b>	<b>37'465</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Консолидированный отчет о движении денежных средств**

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2015	2014
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>92'941</b>	<b>52'843</b>
<b>Корректировки к прибыли до налога на прибыль:</b>			
Износ, истощение и амортизация		19'980	17'172
Признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто		(204)	(229)
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		9'507	25'881
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		(941)	(3'170)
Расходы в виде процентов		8'792	5'722
Доходы в виде процентов		(12'622)	(5'063)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	31'607	28'175
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов		10'505	20'205
Переоценка финансовых инструментов через убытки (прибыли)		1'006	(2'093)
Увеличение долгосрочных авансов выданных		(9'352)	(5'069)
Прочие корректировки		(10)	77
<b>Изменения оборотного капитала</b>			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(4'537)	(3'136)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(2'280)	(1'101)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		(310)	4'780
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		2'009	2'023
<b>Итого изменения оборотного капитала</b>		<b>(5'118)</b>	<b>2'566</b>
Дивиденды полученные от совместных предприятий		1'850	-
Проценты полученные		1'454	988
Налог на прибыль уплаченный		(16'531)	(26'764)
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>		<b>132'864</b>	<b>111'241</b>
<b>Движение денежных средств от инвестиционной деятельности</b>			
Приобретение основных средств		(42'224)	(56'233)
Приобретение материалов для строительства		(2'313)	(1'970)
Платежи за приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств	5	(3'630)	(1'476)
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	7	-	(4'342)
Поступления от выбытия долей владения в совместных предприятиях	5	-	53'534
Проценты уплаченные и капитализированные		(6'047)	(3'837)
Предоставление займов совместным предприятиям	8	(108'570)	(45'906)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	8	3'710	11'747
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>		<b>(159'074)</b>	<b>(48'483)</b>



**ОАО «НОВАТЭК»**

**Консолидированный отчет о движении денежных средств**

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2015	2014
<b>Движение денежных средств от финансовой деятельности</b>			
Получение долгосрочных заемных средств		71'345	15'551
Погашение долгосрочных заемных средств		(42'240)	(10'000)
Получение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев		21'300	1'619
Погашение краткосрочных заемных средств со сроком погашения более трех месяцев		-	(6'656)
Увеличение краткосрочных заемных средств со сроком погашения не более трех месяцев, нетто		5'880	-
Проценты уплаченные		(7'149)	(4'907)
Дивиденды выплаченные	18	(35'640)	(28'967)
Приобретение собственных акций	18	(782)	(2'824)
Продажа собственных акций		-	35
Приобретение доли неконтролирующих акционеров	5	-	(102)
<b>Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности</b>		<b>12'714</b>	<b>(36'251)</b>
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты		1'365	14'491
<b>Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто</b>		<b>(12'131)</b>	<b>40'998</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		41'318	320
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>		<b>29'187</b>	<b>41'318</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## ОАО «НОВАТЭК»

### Консолидированный отчет об изменениях в капитале

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

За год, закончившийся 31 декабря 2014 г.	Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)	Уставный капитал - обыкновен- ные акции	Выкуп- ленные собственные акции	Добавочный капитал	Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений	Нераспре- деленная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ	Итого капитал
<b>Сальдо на 1 января 2014 г.</b>	<b>3'028,1</b>	<b>393</b>	<b>(2'406)</b>	<b>31'297</b>	<b>683</b>	<b>5'617</b>	<b>334'614</b>	<b>370'198</b>	<b>2'859</b>	<b>373'057</b>
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	(475)	-	-	(475)	-	(475)
Переоценка обязательств по пенсионной программе (см. Примечание 16)	-	-	-	-	-	-	644	644	-	644
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	37'296	37'296	(381)	36'915
<b>Итого совокупный доход (расход)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(475)</b>	<b>-</b>	<b>37'940</b>	<b>37'465</b>	<b>(381)</b>	<b>37'084</b>
Дивиденды (см. Примечание 18)	-	-	-	-	-	-	(28'966)	(28'966)	-	(28'966)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 7)	-	-	-	-	-	-	8'867	8'867	-	8'867
Приобретение доли неконтролирующих акционеров (см. Примечание 5)	-	-	-	-	-	-	7	7	(109)	(102)
Покупка собственных акций (см. Примечание 18)	(7,7)	-	(2'816)	-	-	-	-	(2'816)	-	(2'816)
<b>Сальдо на 31 декабря 2014 г.</b>	<b>3'020,4</b>	<b>393</b>	<b>(5'222)</b>	<b>31'297</b>	<b>208</b>	<b>5'617</b>	<b>352'462</b>	<b>384'755</b>	<b>2'369</b>	<b>387'124</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## ОАО «НОВАТЭК»

### Консолидированный отчет об изменениях в капитале

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)	Уставный капитал - обыкновен- ные акции	Выкуп- ленные собственные акции	Добавочный капитал	Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений	Нераспре- деленная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ	Итого капитал
<b>Сальдо на 1 января 2015 г.</b>	<b>3'020,4</b>	<b>393</b>	<b>(5'222)</b>	<b>31'297</b>	<b>208</b>	<b>5'617</b>	<b>352'462</b>	<b>384'755</b>	<b>2'369</b>	<b>387'124</b>
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	(5'300)	-	-	(5'300)	-	(5'300)
Переоценка обязательств по пенсионной программе (см. Примечание 16)	-	-	-	-	-	-	(642)	(642)	-	(642)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	74'396	74'396	(277)	74'119
<b>Итого совокупный доход (расход)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(5'300)</b>	<b>-</b>	<b>73'754</b>	<b>68'454</b>	<b>(277)</b>	<b>68'177</b>
Дивиденды (см. Примечание 18)	-	-	-	-	-	-	(35'640)	(35'640)	-	(35'640)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий (см. Примечание 7)	-	-	-	-	-	-	9'285	9'285	-	9'285
Покупка собственных акций (см. Примечание 18)	(1,3)	-	(775)	-	-	-	-	(775)	-	(775)
<b>Сальдо на 31 декабря 2015 г.</b>	<b>3'019,1</b>	<b>393</b>	<b>(5'997)</b>	<b>31'297</b>	<b>(5'092)</b>	<b>5'617</b>	<b>399'861</b>	<b>426'079</b>	<b>2'092</b>	<b>428'171</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## **1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

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

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

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

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

В декабре 2015 года «НОВАТЭК» и китайский инвестиционный фонд «Фонд Шелкового Пути» заключили договор купли-продажи о реализации фонду 9,9%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ». Сделка содержит ряд отлагательных условий и не была завершена по состоянию на 31 декабря 2015 г. (см. Примечание 7).

В рамках достигнутого принципиального соглашения с ПАО «Газпром нефть» о выравнивании долей владения в ООО «СеверЭнергия», совместном предприятии Группы, в марте 2014 года и августе 2015 года доля Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 59,8% до 54,9% и 53,3% соответственно (см. Примечание 5).

## **2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее – «МСФО») исходя из принципов учета по первоначальной стоимости, с корректировкой на первоначальное признание финансовых инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости, переоценку финансовых активов, удерживаемых для продажи, и финансовых инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки. При отсутствии в МСФО конкретных указаний в отношении нефтегазодобывающих компаний Группа разработала свою учетную политику в соответствии с другими общепринятыми стандартами для нефтегазодобывающих компаний, в основном общепринятыми правилами бухгалтерского учета США (ОПБУ США или US GAAP) в части, не противоречащей принципам МСФО.

## 2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует использования определенных существенных оценок. Она также требует от руководства Группы применять суждения в процессе применения учетной политики Группы. Области, связанные с высокой степенью допущения или сложности, или области, где оценки и допущения являются существенными для консолидированной финансовой отчетности, раскрываются в Примечании 4.

Большинство обществ, входящих в Группу, составляют бухгалтерскую отчетность в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета и составления отчетности в Российской Федерации (РСБУ). Консолидированная финансовая отчетность Группы была подготовлена на основе данных бухгалтерского учета согласно РСБУ с внесением корректировок и проведением переклассификаций для целей достоверного представления информации в соответствии с МСФО. Основные корректировки были сделаны в отношении: (а) износа, истощения и амортизации и оценки основных средств; (б) консолидации дочерних обществ; (в) приобретения компаний; (г) учета налога на прибыль; (д) переоценки акционерных займов, предоставляемых Группой своим совместным предприятиям по справедливой стоимости; и (е) оценки невозмещаемых активов, признания расходов и прочих резервов.

**Функциональная валюта и валюта представления отчетности.** Консолидированная финансовая отчетность представлена в российских рублях, являющихся валютой отчетности (представления) Группы и функциональной валютой большинства дочерних обществ Группы. Активы и обязательства (как денежные, так и неденежные) дочерних обществ Группы, функциональной валютой которых не является российский рубль, переводятся в российские рубли по обменному курсу на каждую отчетную дату. Статьи, включенные в акционерный капитал, за исключением прибыли и убытков, пересчитываются по историческому курсу. Результаты деятельности этих обществ переводятся в российские рубли по среднему обменному курсу для каждого отчетного периода. Курсовые разницы, относящиеся к чистым активам на начало отчетного периода, и прибыли за отчетный период отражаются в составе прочего совокупного дохода до момента выбытия иностранного общества как разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ в консолидированном отчете об изменениях в капитале и в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Ниже представлены обменные курсы, используемые при подготовке данной консолидированной финансовой отчетности для дочерних обществ, функциональной валютой которых не является российский рубль:

Рублей за одну единицу валюты	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.	Средний курс за год, закончившийся 31 декабря:	
			2015	2014
Доллар США (USD)	72,88	56,26	60,96	38,42
Польский злотый (PLN)	18,79	15,94	16,18	12,14

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

## 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

**Применение новых и пересмотренных стандартов и интерпретаций.** В 2015 году Группа применила все МСФО (IFRS), изменения и дополнения к ним, которые вступили в силу с 1 января 2015 г. и относятся к деятельности Группы. Применение данных изменений не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

**3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Принципы консолидации.** Дочерние общества представляют собой все компании (включая структурированные компании), над которыми Группа осуществляет контроль. Группа контролирует компанию, когда Группа обладает полномочиями или имеет право на различные доходы от участия в компании и имеет возможность влиять на такие доходы посредством своего влияния на компанию. Дочерние общества консолидируются начиная с момента перехода контроля над ними к Группе (дата приобретения) и исключаются из консолидации после прекращения возможности контроля деятельности общества.

Все операции между обществами, входящими в Группу, и нереализованная прибыль по этим операциям, а также сальдо по расчетам внутри Группы исключаются. Учетные политики дочерних обществ были изменены, где это было необходимо, для соответствия политике, применяемой Группой.

Доля неконтролирующих акционеров представляет собой часть чистого результата и капитала дочернего общества, относящегося к доле владения, которая не принадлежит напрямую или косвенно Группе. Доля неконтролирующих акционеров представляет собой отдельный элемент капитала Группы. Изменения доли владения Группы в дочерних обществах, которое не приводит к потере контроля, учитываются как операции с капиталом.

**Объединения бизнеса.** Учет приобретения дочерних обществ осуществляется по «методу покупки». Приобретенные в результате покупки бизнеса идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства учитываются по их справедливой стоимости на дату приобретения, независимо от размера пакета неконтролирующих акционеров.

Группа оценивает долю неконтролирующих акционеров для каждого приобретения отдельно, или: (а) по справедливой стоимости, или (б) как пропорциональную долю неконтролирующих акционеров в чистых активах приобретаемого общества.

Деловая репутация (гудвилл) оценивается путем вычитания чистых активов приобретаемой компании из суммы средств, переданных за приобретение компании, доли неконтролирующих акционеров в приобретаемой компании и справедливой стоимости доли в приобретаемой компании непосредственно перед датой приобретения. Любое отрицательное значение («отрицательная деловая репутация») признается в составе прибылей или убытков, после того как руководство убедится, что Группа идентифицировала все приобретенные активы, все обязательства и условные обязательства и проанализировала правильность их оценок.

Средства, переданные за приобретаемую компанию, оцениваются по справедливой стоимости переданных активов, выпущенных долевым инструментам и обязательствам, включая договоры об отложенных платежах, принятых или предполагаемых, а также справедливую стоимость активов и обязательств, передаваемых по договорам об отложенных платежах, но исключают затраты, связанные с приобретением, такие как консультационные, юридические, затраты на оценку и аналогичные профессиональные услуги. Транзакционные издержки, понесенные при выпуске долевого инструмента, вычитаются из собственного капитала; транзакционные издержки на получение кредита вычитаются из его учетной стоимости, и все другие транзакционные издержки, связанные с приобретением, относятся на расходы.

**Совместная деятельность.** Инвестиции в совместную деятельность классифицируются как совместные операции или совместные предприятия в зависимости от договорных прав и обязательств каждого инвестора, а не в зависимости от юридической структуры совместной деятельности.

Группа учитывает инвестиции в совместные предприятия по методу долевого участия. Согласно методу долевого участия инвестиция в совместное предприятие первоначально признается по стоимости приобретения. Разница между стоимостью приобретения и долей в справедливой стоимости чистых активов совместного предприятия представляет собой деловую репутацию (гудвилл) при приобретении совместного предприятия.

**3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Изменения в доле Группы в чистых активах совместного предприятия, произошедшие после приобретения, отражаются следующим образом: (а) доля Группы в прибылях или убытках отражается в консолидированной прибыли или убытке за год как доля в финансовом результате совместного предприятия; (б) доля Группы в прочем совокупном доходе отражается в прочем совокупном доходе и представлена отдельно; (в) дивиденды, полученные или объявленные к получению от совместного предприятия, уменьшают балансовую стоимость инвестиции; (г) все прочие изменения в доле Группы в учетной стоимости чистых активов совместных предприятий отражаются в составе нераспределенной прибыли в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

После применения метода долевого участия, включая признание убытков совместного предприятия, балансовая стоимость инвестиции тестируется на обесценение как единый актив при наличии событий или обстоятельств, указывающих на возможность превышения балансовой стоимости инвестиции над возмещаемой стоимостью.

Когда доля Группы в убытках совместного предприятия равна или превышает ее долю участия в данное общество, Группа не отражает дальнейшие убытки, за исключением случаев, когда она приняла на себя обязательства или осуществила платежи от имени совместного предприятия. Доля участия в совместном предприятии соответствует балансовой стоимости инвестиции в совместное предприятие и долгосрочных вложений, которые, в сущности, составляют часть чистых инвестиций Группы в совместное предприятие, включая дебиторскую задолженность или займы, погашение которых не планируется и не является вероятным в обозримом будущем.

Нереализованная прибыль по операциям между Группой и ее совместными предприятиями исключается в пределах доли владения Группы в совместных предприятиях; нереализованные убытки также исключаются, кроме случаев, когда имеются признаки обесценения переданного актива.

Учетные политики совместных предприятий были изменены, где это было необходимо, для унификации с политикой, применяемой Группой.

***Выбытие долей участия в дочерних обществах, зависимых обществах и совместных предприятиях.***

Когда Группа прекращает консолидировать или учитывать по методу долевого участия инвестицию в результате потери контроля, совместного контроля или значительного влияния, оставшаяся доля участия в такой компании подлежит переоценке по справедливой стоимости с признанием изменения учетной стоимости доли в прибылях и убытках. Указанная справедливая стоимость будет являться первоначальной учетной стоимостью для целей последующего учета оставшейся доли участия в качестве зависимого общества, совместного предприятия или финансового актива. Кроме того, любые суммы, признанные ранее в совокупном доходе в отношении компании, учитываются как если бы Группа напрямую осуществила выбытие соответствующих активов или обязательств. Это может означать, что суммы, признанные ранее в совокупном доходе, перераспределятся в прибыли и убытки.

Если доля участия в совместном предприятии снижается, но совместный контроль сохраняется или заменяется значительным влиянием, Группа продолжает применять метод долевого участия и не переоценивает оставшуюся долю участия. При этом только пропорциональная доля сумм, признанных ранее в прочем совокупном доходе, при необходимости переклассифицируется в прибыли и убытки.

***Операции в иностранной валюте.*** Операции в иностранной валюте переводятся в функциональную валюту каждого общества Группы по курсу обмена, действующему на дату совершения операции. Отрицательные и положительные курсовые разницы, связанные с пересчетом иностранной валюты в функциональную валюту, включаются в состав прибыли (убытка) отчетного периода.

Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, переводятся в функциональную валюту каждого общества Группы по обменному курсу на конец периода, а финансовый результат от этой операции отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Неденежные активы и обязательства, выраженные в иностранных валютах и отражаемые по фактической стоимости, переводятся в функциональную валюту каждого общества Группы по историческому обменному курсу. Неденежные активы, переоцениваемые до справедливой стоимости, возмещаемой стоимости или по цене возможной реализации, переводятся по обменному курсу на дату переоценки.

**3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Основные средства.** Основные средства отражаются по первоначальной стоимости приобретения или сооружения за вычетом обесценения и накопленного износа, истощения и амортизации.

Группа использует метод «результативных затрат» при учете объектов нефтегазодобычи, в соответствии с которым затраты, связанные с приобретением прав на разведку и разработку участков недр, бурением успешных разведочных скважин, а также все затраты на строительство эксплуатационных скважин и затраты на вспомогательное оборудование и промышленные сооружения капитализируются. Затраты на бурение разведочных скважин, оказавшихся нерезультативными, относятся на расходы в тот момент, когда данные скважины признаются непродуктивными. Затраты на добычу, накладные расходы и все затраты на разведку, кроме затрат на разведочное бурение и на приобретение лицензий, списываются на расходы по мере их возникновения. Затраты на приобретение прав на разведку и разработку участков недр с недоказанными запасами периодически тестируются на обесценение. В случае признания обесценения соответствующие расходы относятся на результаты деятельности.

Основные запасы нефти и газа Группы были определены международно признанными независимыми инженерами-оценщиками. Прочие запасы нефти и газа Группы были определены на основании оценок запасов природных ресурсов, подготовленных руководством Группы в соответствии с международно признанными определениями.

Текущая стоимость затрат по демонтажу объектов, задействованных в добыче нефти и газа, включая затраты на свертывание производства и восстановление участков ведения производственной деятельности, признается в момент возникновения обязательства и включается в учетную стоимость основных средств с последующим начислением амортизации пропорционально объему добытой продукции.

Стоимость основных средств, построенных хозяйственным способом, включает стоимость материалов, затраты на оплату труда работников, занятых в строительстве, пропорциональную часть амортизации активов, использованных для строительства, и соответствующую долю накладных расходов Группы.

**Затраты на геологоразведочные работы.** Затраты на геологоразведочные работы (геологические и геофизические затраты, затраты, связанные с изучением недоказанных запасов и прочие затраты, относящиеся к геологоразведочным работам), кроме затрат на разведочное бурение и затрат на приобретение лицензий отражаются в составе операционных расходов консолидированного отчета о прибылях и убытках по мере их возникновения. Затраты на приобретение лицензий и бурение разведочных скважин отражаются в составе активов в статье «основные средства» до момента установления наличия либо отсутствия доказанных запасов, дальнейшая разработка которых экономически целесообразна. Если доказанные запасы не были найдены, капитализированные расходы на бурение списываются в консолидированный отчет о прибылях и убытках. Затраты на приобретение лицензий и разведочное бурение, отраженные в составе активов, пересматриваются на предмет наличия признаков обесценения ежегодно.

Затраты на 3D-сейсморазведочные работы, направленные на поддержание добычи, увеличение извлекаемости запасов и повышение эффективности бурения дополнительных эксплуатационных скважин на доказанных запасах, капитализируются в составе активов. Все затраты на прочие сейсморазведочные работы признаются в составе расходов по мере их возникновения.

**Амортизация, обесценения и выбытия.** Износ, истощение и амортизация объектов нефтегазодобычи (за исключением перерабатывающих мощностей) рассчитываются для каждого месторождения пропорционально объему добытой продукции. При этом для расчета используется величина доказанных разрабатываемых запасов для амортизации затрат на разработку и общая величина доказанных запасов для амортизации затрат на приобретение прав на разработку недр с доказанными запасами нефти и газа. Часть запасов, используемых для расчета износа, истощения и амортизации, включает запасы, извлечение которых ожидается и после истечения срока действия лицензии. Руководство Группы полагает, что действующее законодательство и предыдущий опыт позволяет по инициативе Группы продлить сроки действия лицензий, и намеревается воспользоваться этим правом в отношении активов, по которым ожидается добыча и после истечения срока действия имеющихся лицензий.



### 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Амортизация основных средств, за исключением активов, задействованных в добыче нефти и газа, осуществляется линейным методом на протяжении ожидаемого срока полезного использования. На землю и объекты незавершенного строительства амортизация не начисляется.

Предполагаемые сроки полезного использования основных средств Группы, кроме задействованных в добыче нефти и газа, представлены ниже:

	Количество лет
Машины и оборудование	5-15
Перерабатывающие мощности	20-30
Здания и сооружения	25-50

Расходы на техническое обслуживание и ремонт оборудования учитываются в составе затрат по мере их возникновения. Расходы на замену крупных деталей или составных частей объектов основных средств капитализируются и амортизируются в течение предполагаемого расчетного срока использования крупных деталей или составных частей объектов. Все составные части, которые были заменены, подлежат списанию.

На каждую отчетную дату руководство определяет наличие признаков обесценения основных средств. Если выявлен хотя бы один такой признак, руководство оценивает возмещаемую стоимость, которая определяется как наибольшая из двух величин: справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию актива и ценности его использования. Учетная стоимость актива уменьшается до возмещаемой стоимости, убыток от обесценения отражается в составе прибыли (убытка) отчетного периода. Убыток от обесценения актива, признанный в прошлые отчетные периоды, сторнируется, если произошло изменение в оценке возмещаемой стоимости объекта.

Прибыль или убыток от выбытия основных средств, определяемый как разница между стоимостью реализации и учетной стоимостью, отражается в статье «прочие операционные прибыли (убытки)» отчета о прибылях и убытках.

**Затраты по займам.** Проценты по заемным средствам и курсовые разницы, возникающие по деноминированным в иностранной валюте кредитам и займам (в той степени, в которой они могут рассматриваться как поправка к процентам), использованным для финансирования строительства основных средств, капитализируются в составе стоимости объектов основных средств в течение периода, необходимого для завершения строительства и подготовки объектов для предполагаемого использования. Прочие расходы по кредитам и займам отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**Нематериальные активы.** Нематериальные активы, имеющие ограниченный срок полезного использования, амортизируются с применением линейного метода в течение срока их полезного использования. По состоянию на отчетные даты Группа не имела объектов нематериальных активов с неопределенным сроком полезного использования.

**Внеоборотные активы, предназначенные для продажи.** Внеоборотные активы классифицируются как предназначенные для продажи, если их балансовая стоимость будет возмещена, главным образом, за счет продажи, а не посредством продолжающегося использования, и продажа является в высшей степени вероятной. Они оцениваются по меньшей из двух величин: балансовой стоимости или справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу.

Группа прекращает использование метода долевого участия в отношении долей участия в совместные предприятия или зависимые общества, классифицированных как активы, предназначенные для продажи.

**3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Товарно-материальные запасы.** Товарно-материальные запасы природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости или чистой цене реализации. Себестоимость запасов включает прямые затраты на материалы и прямые производственные затраты, а также соответствующие накладные производственные расходы и отражается по методу «первых по времени приобретения материально-производственных запасов» (далее – «ФИФО»). Чистая цена реализации представляет собой расчетную цену реализации в обычных условиях ведения деятельности за вычетом торговых издержек.

Сырье и материалы учитываются по стоимости, которая не превышает их возмещаемой стоимости в обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности.

**Метод «эффективной процентной ставки».** Метод «эффективной процентной ставки» используется для расчета учетной стоимости финансового актива или финансового обязательства, учитываемых по амортизируемой стоимости, и распределения процентного дохода или расхода в течение соответствующего периода.

Эффективная процентная ставка – это ставка дисконтирования будущих денежных выплат и поступлений, ожидаемых в течение срока действия финансового инструмента или (если применимо) более короткого срока, до чистой учетной стоимости финансового актива или финансового обязательства.

**Финансовые активы.** Финансовые активы включают денежные средства и их эквиваленты, торговую дебиторскую задолженность, прочую финансовую дебиторскую задолженность, займы выданные, прочие инвестиции и производные финансовые инструменты. Группа классифицирует свои финансовые активы по следующим категориям: финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки; инвестиции, удерживаемые до погашения; займы выданные и дебиторская задолженность; а также финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи. Классификация зависит от цели приобретения финансовых активов. Руководство определяет классификацию своих финансовых активов при первоначальном признании. Последующая переклассификация финансовых активов производится только в результате изменений в намерении или возможности руководства удерживать финансовые активы.

Финансовые активы первоначально признаются по справедливой стоимости, которая в общем случае представляет собой фактическую цену сделки плюс прямые транзакционные издержки. Последующее отражение стоимости финансовых активов зависит от их классификации, представленной ниже.

*(а) Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки*

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки, включают финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании в категорию оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки. Финансовый актив классифицируется как предназначенный для торговли, если он приобретен главным образом для продажи в краткосрочной перспективе. Производные финансовые инструменты также относятся к категории предназначенных для торговли, если только они не предназначены для целей хеджирования.

Финансовые активы Группы, предназначенные для торговли, состоят из производных финансовых инструментов. Производные финансовые инструменты представляют собой контракты: (а) стоимость которых изменяется в зависимости от изменения одной или нескольких наблюдаемых переменных; (б) которые не требуют существенных первоначальных инвестиций; и (в) которые будут исполнены в будущем. Производные финансовые инструменты учитываются как активы, когда их справедливая стоимость положительная, и как обязательства, когда их справедливая стоимость отрицательная. Прибыли и убытки, возникающие от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Группа не применяет учет хеджирования.

**3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Контракты на покупку или продажу нефинансового актива, исполнение обязательств по которым может быть произведено денежными средствами или другим финансовым инструментом, или путем обмена финансовыми инструментами, за исключением контрактов, которые были заключены для получения или передачи нефинансового актива в соответствии с ожидаемыми потребностями Группы в покупке, продаже или потреблении, учитываются как производные финансовые инструменты. Прибыли или убытки от изменения справедливой стоимости производных товарных инструментов включаются в статью «Прочие операционные прибыли (убытки)» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

Встроенные производные финансовые инструменты, которые являются частью непроемких финансовых инструментов или частью нефинансового основного договора, признаются в качестве отдельных производных финансовых инструментов в том случае, когда их риски и экономические характеристики не связаны тесно с параметрами основного договора и когда основной договор учитывается не по справедливой стоимости.

В ситуации, когда существует активный рынок товара или аналогичный рынок другого нефинансового актива, являющегося предметом договора купли-продажи, формула формирования цены будет предположительно близка формуле основного контракта купли-продажи в том случае, когда формирование цены основано на условиях рынка для подобных основных контрактов купли-продажи. Формула цены, основанная на индексах других рынков или же товаров, приводит к признанию самостоятельного производного финансового инструмента. В том случае, когда не существует активного рынка товара или рынка другого нефинансового товара, Руководство Группы оценивает такую цену как близкую по своим условиям основному договору, если формула цены такого инструмента основана на релевантных индексах, широко используемых другими участниками рынка. Контракты оцениваются на предмет наличия встроенных производных финансовых инструментов в том случае, когда Группа становится участником такого контракта, включая дату объединения бизнеса.

Некоторые акционерные займы, предоставленные Группой своим совместным предприятиям, содержат встроенные производные финансовые инструменты, которые изменяют денежные потоки займов в зависимости от финансовых (рыночные процентные ставки) и нефинансовых (процентные ставки по заемным средствам кредитора и свободные денежные потоки заемщика) переменных показателей. Риски, связанные с этими переменными, являются взаимозависимыми, поэтому условия каждого из этих займов, связанные с данными переменными, были определены как единый комбинированный встроенный производный финансовый инструмент. Группа относит данные займы в категорию финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки (см. Примечание 27).

В соответствии с МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*», такие займы первоначально оцениваются по справедливой стоимости, основанной на ожидаемых денежных потоках, дисконтированных по базовым процентным ставкам с поправкой на кредитный риск заемщика (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 27). Разница между суммой поступлений заемных средств и их первоначальной справедливой стоимостью относится на стоимость инвестиций Группы в совместные предприятия. Впоследствии займы оцениваются по справедливой стоимости на каждую отчетную дату с признанием переоценки в составе прибыли или убытков. Доходы в виде процентов и курсовые разницы (рассчитанные по методу «эффективной процентной ставки»), и оставшийся эффект от переоценки по справедливой стоимости раскрываются отдельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**(б) *Инвестиции, удерживаемые до погашения***

Инвестиции, удерживаемые до погашения, включают непроемкие финансовые активы с фиксированными или рассчитываемыми платежами и фиксированными сроками погашения, в отношении которых у руководства Группы имеется как намерение, так и возможность удержания до срока погашения. После первоначального признания инвестиции, удерживаемые до погашения, учитываются по амортизируемой стоимости с использованием метода «эффективной процентной ставки». Прибыли и убытки признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в случае выбытия или обесценения таких инвестиций, равно как и путем начисления амортизации.

### **3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Инвестиции, удерживаемые до погашения, включаются в состав текущих активов, за исключением инвестиций со сроком погашения более 12 месяцев после отчетной даты, которые классифицируются как долгосрочные активы. По состоянию на отчетные даты Группа не имела таких инвестиций.

#### *(в) Займы выданные и дебиторская задолженность*

Займы выданные и дебиторская задолженность представляют собой производные финансовые инструменты с фиксированными или рассчитываемыми выплатами, не имеющие котировок на активном рынке. Финансовые активы, классифицированные как займы выданные и дебиторская задолженность учитываются по амортизируемой стоимости с использованием метода «эффективной процентной ставки». Прибыли и убытки признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в случае погашения или обесценения займов или дебиторской задолженности, а также путем начисления амортизации.

Займы выданные и дебиторская задолженность включаются в состав текущих активов, за исключением займов и дебиторской задолженности со сроком погашения более 12 месяцев после отчетной даты. Такие активы классифицируются как долгосрочные.

Займы выданные и дебиторская задолженность анализируются на предмет обесценения по каждому контрагенту отдельно. Резерв под обесценение займов выданных и дебиторской задолженности создается, когда существует объективное свидетельство того, что Группа не сможет получить всю сумму первоначально возникшей задолженности. Величину резерва составляет разница между учетной стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых потоков денежных средств, дисконтированных по эффективной процентной ставке, соответствующей первоначальным условиям финансирования. Величина резерва отражается в составе операционных расходов консолидированного отчета о прибылях и убытках. Последующее восстановление сумм, списанных ранее, кредитруется против сумм резервов в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

#### *(г) Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи*

Финансовые активы, классифицированные как имеющиеся в наличии для продажи, являются производными финансовыми активами, которые либо соответствуют этой категории, либо не отнесены ни к какой другой категории. После первоначального признания финансовые активы, классифицированные как имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а прибыли и убытки от переоценки признаются в прочем совокупном доходе и аккумулируются в резерве по переоценке в капитале до момента выбытия или обесценения инвестиции, при этом накопленная прибыль или убыток, ранее отраженные в составе капитала, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках как поправка по переклассификации из прочего совокупного дохода. По состоянию на отчетные даты Группа не имела финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи.

**Финансовые обязательства.** Финансовые обязательства при первоначальном признании классифицируются как финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки, либо производные финансовые инструменты как инструменты эффективного хеджирования, либо финансовые обязательства, учитываемые по амортизируемой стоимости. По состоянию на отчетные даты Группа не имела производных финансовых инструментов, являющихся инструментами эффективного хеджирования. Оценка стоимости финансовых обязательств зависит от их классификации и определяется следующим образом:

#### *(а) Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки*

Производные финансовые инструменты, кроме классифицируемых как инструменты хеджирования, учитываются как предназначенные для торговли и включаются в данную категорию. Данные финансовые обязательства отражаются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, при этом прибыли и убытки, возникающие от изменения справедливой стоимости, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)****(б) Финансовые обязательства, учитываемые по амортизируемой стоимости**

Все прочие финансовые обязательства включаются в данную категорию и первоначально признаются по справедливой стоимости. Справедливая стоимость процентного долга представляет собой справедливую стоимость полученных денежных средств за вычетом затрат, связанных с их получением. После первоначального признания финансовые обязательства, включенные в данную категорию, признаются по амортизируемой стоимости с использованием метода «эффективной процентной ставки». Данная категория финансовых обязательств включает торговую и прочую кредиторскую задолженность и заемные средства в консолидированном отчете о финансовом положении.

**Взаимозачет финансовых инструментов.** Финансовые активы и обязательства подлежат взаимозачету, а сумма, оставшаяся после взаимозачета, отражается в отчете о финансовом положении, только когда есть юридически закрепленное право осуществить зачет признанных сумм и намерение либо произвести нетто-расчет, либо одновременно реализовать актив и погасить обязательство. Такое право (а) не должно зависеть от будущих событий, и (б) должно иметь юридическую силу во всех следующих обстоятельствах: (i) в ходе операционной деятельности, (ii) в случае дефолта и (iii) в случае неплатежеспособности или банкротства.

**Договоры финансовой гарантии.** Договоры финансовой гарантии представляют собой договоры, требующие осуществления платежа в возмещение убытков, понесенных владельцем этого договора вследствие неспособности определенного должника осуществить своевременный платеж в соответствии с условиями долгового инструмента. Договоры финансовой гарантии первоначально признаются как обязательство по справедливой стоимости с учетом затрат по сделке, напрямую связанных с выпуском гарантии. Впоследствии обязательство оценивается по наибольшей из следующих величин: наилучшая оценка затрат, необходимых для погашения существующего обязательства на отчетную дату, и признанная сумма обязательства за вычетом накопленной амортизации, если применимо.

**Резервы под возникновение обязательств.** Резервы создаются в тех случаях, когда у Группы имеются правовые обязательства или обязательства, возникающие из сложившейся деловой практики, относящиеся к событиям, произошедшим в прошлые периоды, когда вероятен отток средств или экономических выгод для погашения таких обязательств в будущем, и есть возможность достоверно оценить размер этих обязательств.

При наличии ряда аналогичных обязательств вероятность того, что для урегулирования потребуется отток денежных средств, определяется посредством анализа категории обязательств в целом. Резерв признается даже в том случае, если вероятность оттока денежных средств в отношении одной отдельной позиции, включенной в эту же категорию обязательств, является низкой.

Резервы отражаются по текущей стоимости затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательства, с использованием ставки до уплаты налога на прибыль, отражающей текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие данному обязательству. Резервы пересматриваются на каждую отчетную дату, и изменения, происходящие в резервах с течением времени, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье «расходы в виде процентов». В тех случаях, когда Группа ожидает возмещения затрат, сумма возмещения отражается как отдельный актив, но только когда существует высокая вероятность получения такого возмещения.

**Обязательства по ликвидации активов.** Обязательства по ликвидации активов признаются, когда у Группы есть правовое или иное обязательство, возникающие из сложившейся деловой практики, по демонтажу объектов основных средств, строительство которых в основном завершено. Обязательства представляют собой дисконтированную стоимость оценочных расходов, необходимых для погашения обязательства, которая была определена с использованием ставки дисконтирования, скорректированной на риски, характерные для данного обязательства. Изменение размера обязательств с течением времени признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье «расходы в виде процентов». Изменение суммы обязательств, которые переоцениваются на каждую отчетную дату в связи с изменением предполагаемых способов исполнения обязательств, предполагаемой суммы обязательств или ставок дисконтирования, трактуется как изменение бухгалтерской оценки в текущем отчетном периоде. Такие изменения отражаются как корректировки учетной стоимости основных средств и соответствующих обязательств.

**3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Деятельность Группы по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием таких активов как: скважины, оборудование и прилегающие площади, установки по сбору и первичной переработке нефти и трубопроводы на месторождениях. Как правило, лицензии и прочие нормативные акты устанавливают требования по ликвидации данных активов после окончания добычи, т.е. Группа обязана произвести ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие сопутствующие действия. Оценка Группой данных обязательств основывается на действующем законодательстве или лицензионных требованиях, а также фактических расходах по ликвидации данных активов и других необходимых расходов.

Руководство Группы полагает, что принимая во внимание отсутствие либо ограниченность истории использования объектов по переработке газового конденсата, срок полезного использования данных объектов в целом определить невозможно (несмотря на то, что некоторые компоненты таких комплексов и оборудование имеют определенные сроки полезного использования). По этим причинам, а также ввиду отсутствия четких законодательных требований к признанию обязательств, текущая стоимость обязательств по ликвидации данных производственных комплексов не может быть точно оценена и, как следствие, законодательные и договорные обязательства по ликвидации этих активов не признаются.

В связи с постоянными изменениями законодательства Российской Федерации в будущем возможны изменения требований и условных обязательств, связанных с ликвидацией долгосрочных активов.

**Обязательства по пенсионным взносам и выплатам.** Группа осуществляет взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации за своих сотрудников из расчета заработной платы до вычета налога на доходы физических лиц. Обязательные взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации, которые представляют собой план с установленными взносами, учитываются в составе расходов на оплату труда по мере их возникновения и отражаются по статье «вознаграждения работникам» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

Группа также реализует не предусматривающую предварительных взносов программу с установленными выплатами работникам после выхода на пенсию, сумма которых зависит от стажа работы и средней заработной платы работников (см. Примечание 16).

Задолженность, отраженная в консолидированном отчете о финансовом положении в отношении программы с установленными пенсионными выплатами, представляет собой рассчитанную на отчетную дату текущую стоимость установленных пенсионных обязательств. Текущая стоимость пенсионных обязательств определяется дисконтированием прогнозируемых будущих выплат с последующим отнесением данной текущей стоимости на годы трудовой деятельности данных работников. Установленные пенсионные обязательства ежегодно рассчитываются независимым актуарием с использованием метода «прогнозируемой условной единицы» (the project unit credit method). Ставка дисконтирования соответствует доходности по рублевым облигациям, выпущенным Правительством Российской Федерации, сроки погашения которых соответствуют срокам погашения пенсионных обязательств.

Актуарные прибыли и убытки в отношении активов и обязательств, возникающие в результате корректировок на основе опыта и изменений актуарных допущений, отражаются в составе прочего совокупного дохода в том периоде, в котором они возникают. Впоследствии они не переводятся в прибыли и убытки. Стоимость услуг прошлых лет признается в составе прибылей или убытков за период, когда произошло изменение в программе, и сокращение прибылей и убытков учитываются как стоимость услуг прошлых лет.

**Договоры нефинансовой гарантии.** Группа выпустила ряд гарантий материнской компании, предусматривающих выплату компенсаций третьим лицам в случае неисполнения совместным предприятием своих договорных обязательств. Данные гарантии удовлетворяют определению договоров страхования и учитываются в соответствии с МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования». Обязательства в отношении договоров нефинансовых гарантий признаются, когда отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств, вероятен. Обязательства признаются на основании наилучших оценок такого оттока.

**3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Налог на прибыль.** Российское налоговое законодательство предоставляет возможность подготавливать и подавать единую консолидированную декларацию по налогу на прибыль группам налогоплательщиков, состоящим из материнской компании и любого количества компаний, участие в которых составляет, по меньшей мере, 90% в каждой (напрямую или косвенно). Чтобы подлежать регистрации, группа налогоплательщиков должна быть зарегистрирована налоговыми органами и соответствовать некоторым условиям и критериям. Налоговая декларация может быть подана любым членом группы. Руководство Группы приняло решение воспользоваться данной возможностью.

Налог на прибыль отражается в консолидированной финансовой отчетности в соответствии с требованиями российского законодательства, действующего или фактически применимого на конец отчетного периода. Расходы или экономия по налогу на прибыль включают текущий и отложенный налоги и признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках за исключением налога, относящегося к операциям, отраженным в прочем совокупном доходе или напрямую в составе капитала в том же или другом отчетном периоде. Текущий налог на прибыль представляет собой сумму, которую ожидается уплатить или возместить в налоговых органах в отношении налогооблагаемых прибылей или убытков за текущий или предыдущие отчетные периоды.

Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении ожидаемых будущих налоговых последствий, относящихся к разнице между бухгалтерской учетной стоимостью активов и обязательств и соответствующей им налогооблагаемой базой. В соответствии с исключением по первоначальному признанию отложенный налог не отражается в учете, если он возникает при первоначальном признании актива или обязательства в ходе операции, отличной от объединения компаний, которая не оказывает влияние на прибыль (убыток), рассчитанную для целей бухгалтерского учета или налогообложения в момент осуществления операции. Учетная величина отложенного налога рассчитывается согласно налоговым ставкам, применение которых ожидается в период использования временных разниц или использования убытков, перенесенных на будущие периоды для целей налогообложения, согласно ставкам налога, которые действовали или фактически были применимы на отчетную дату.

Отложенные налоговые активы и обязательства принимаются к взаимозачету, когда есть юридически закрепленное право взаимозачета текущих налоговых активов в счет текущих налоговых обязательств, и когда отложенные налоговые активы и обязательства относятся к налогу на прибыль, взимаемым одним и тем же налоговым органом либо с одного и того же юридического лица, подлежащего налогообложению, либо с консолидированной группы юридических лиц, подлежащих налогообложению, либо с различных юридических лиц, подлежащих налогообложению, в которых есть намерение урегулировать остатки на нетто-основе. Отложенные налоговые активы могут быть зачтены против отложенных налоговых обязательств только в рамках каждого отдельного общества Группы (для компаний за пределами консолидированной группы компаний, подлежащей налогообложению) и компаниями-участниками консолидированной группы налогоплательщиков. Отложенные налоговые активы в отношении уменьшающих налогооблагаемую базу временных разниц и налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, признаются лишь в том случае, когда существует достаточная вероятность получения в будущем налогооблагаемой прибыли, которая может быть уменьшена на сумму таких вычетов.

Группа контролирует восстановление временных разниц, относящихся к налогам на дивиденды от дочерних обществ или на доходы от их выбытия. По таким временным разницам Группа не признает отложенные налоговые обязательства, за исключением случаев, когда руководство ожидает, что временные разницы будут восстановлены в обозримом будущем.

**Выкупленные собственные акции.** В случае, если какая-либо компания Группы приобретает акции ОАО «НОВАТЭК» (выкупленные собственные акции), выплаченная сумма, включая любые дополнительные расходы, напрямую относящиеся к приобретению (за вычетом налога на прибыль), относится на уменьшение капитала, относящегося к акционерам ОАО «НОВАТЭК», до тех пор, пока акции не будут аннулированы, перевыпущены или проданы. В тех случаях, когда такие акции впоследствии будут перевыпущены или проданы, полученные суммы за вычетом непосредственно связанных транзакционных издержек и соответствующих налоговых начислений включаются в капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК». Выкупленные собственные акции учитываются по средневзвешенной стоимости. Прибыли и убытки, возникающие в результате последующей продажи акций, отражаются в консолидированном отчете об изменениях в капитале за вычетом связанных расходов, в том числе налогов.

### **3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Дивиденды.** Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы акционерного капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в консолидированной финансовой отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты или рекомендованы, либо объявлены, после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности.

**Признание выручки.** Выручка представляет собой справедливую стоимость полученного вознаграждения или вознаграждения, подлежащего получению за реализацию товаров, работ и услуг при обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности, за вычетом скидок, экспортных пошлин, налога на добавленную стоимость, акциза и топливного налога.

Выручка от реализации нефти и газа признается в момент доставки или отгрузки товара покупателю в соответствии с условиями контрактов, при этом цена должна быть зафиксирована или определяема, и право собственности должно быть передано. Выручка от оказания услуг признается в том периоде, в котором услуги были оказаны.

Доходы в виде процентов признаются по мере начисления на основании учетной стоимости актива с использованием метода эффективной процентной ставки и включаются в состав доходов от финансовой деятельности в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**Общехозяйственные и управленческие расходы.** Общехозяйственные и управленческие расходы представляют собой расходы на корпоративное управление и другие расходы, относящиеся к общему управлению и администрированию бизнеса в целом. Они включают в себя выплаты руководству и административному персоналу, юридические и прочие консультационные услуги, страхование собственности, расходы социального характера и компенсационные выплаты общего характера (не связанные напрямую с деятельностью Группы по добыче нефти и газа), благотворительность и прочие расходы, необходимые для управления Группой.

**Прибыль на акцию.** Прибыль на акцию определяется путем деления суммы, отраженной по статье «прибыль (убыток)», относящиеся к акционерам ОАО «НОВАТЭК» на средневзвешенное количество акций в обращении в течение отчетного периода.

**Консолидированный отчет о движении денежных средств.** Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в кассе, депозиты в банках и краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев, которые могут быть в любое время обращены в известные суммы денежных средств, и риск изменения стоимости которых не является значительным.

Для целей представления консолидированного отчета о движении денежных средств банковские овердрафты вычитаются из суммы денежных средств и их эквивалентов. Банковские овердрафты отражены в составе краткосрочных заемных средств в разделе текущие обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении.

Группа представляет поступления и выплаты денежных средств по краткосрочным займам со сроком погашения не более трех месяцев свернуто в консолидированном отчете о движении денежных средств.

**Сегментная отчетность.** Операционные сегменты определяются как компоненты Группы, в отношении которых имеется отдельная финансовая информация, которая предоставляется ответственному лицу, принимающему операционные решения (далее именуемое как «ответственное лицо», представленное Правлением ОАО «НОВАТЭК»). Сегменты, чья выручка, результаты деятельности или активы составляют десять и более процентов от всех сегментов, раскрываются отдельно.

### **4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ**

При подготовке консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО руководство Группы применяет некоторые оценки и допущения, которые влияют на величину активов и обязательств, и раскрытие условных активов и обязательств на дату составления консолидированной финансовой отчетности, а также на величину доходов и расходов, отраженных в отчетном периоде.



**4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (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 последующих периодах, если изменение затрагивает оба периода. 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.

Суждения и оценки, оказывающие наиболее существенное влияние на суммы, которые отражены в данной консолидированной финансовой отчетности и которые могут повлечь за собой риск существенного изменения учетной стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года, представлены ниже.

**Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств.** Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, кроме финансовых инструментов, которые обращаются на активных рынках, определяется путем применения различных методов оценки. Руководство Группы использует свое профессиональное суждение для принятия допущений, основанных в первую очередь на рыночных условиях, существующих на каждую отчетную дату. Анализ дисконтированных денежных потоков используется в отношении займов и дебиторской задолженности, а также долговых инструментов, которые не обращаются на активных рынках. Эффективная процентная ставка определяется исходя из процентных ставок финансовых инструментов, доступных для Группы на активных рынках. В отсутствие таких инструментов эффективная процентная ставка определяется исходя из процентных ставок, обращающихся на активном рынке финансовых инструментов, которые корректируются с учетом премии за риски, специфичные для Группы, рассчитанные руководством. Для производных товарных контрактов, по которым нет доступных наблюдаемых на активном рынке данных, оценка справедливой стоимости осуществляется методом рыночной переоценки (mark-to-market analysis) и другими оценочными методами, исходными данными для которых являются будущие цены, волатильность, корреляция цен, кредитный риск контрагента и рыночная ликвидность. Справедливая стоимость производных товарных инструментов и анализ чувствительности представлены в Примечании 27. Оценка справедливой стоимости акционерных займов, предоставленных совместным предприятиям, осуществляется с использованием сопоставимых процентных ставок, скорректированных на кредитный риск заемщика и свободных денежных потоков, основанных на бизнес-планах заемщика, утвержденных акционерами совместных предприятий. Справедливая стоимость акционерных займов совместным предприятиям и анализ чувствительности представлены в Примечании 27.

**Признание отложенных налоговых активов.** Руководство оценивает отложенные налоговые активы на каждую отчетную дату и определяет сумму для отражения в той степени, в которой вероятно использование соответствующих налоговых вычетов. При определении будущей налогооблагаемой прибыли и суммы налоговых вычетов руководство использует оценки и суждения, исходя из величины налогооблагаемой прибыли предыдущих лет и ожиданий в отношении прибыли будущих периодов, которые являются обоснованными в сложившихся обстоятельствах.

**Оценка запасов нефти и газа.** Оценкам запасов нефти и газа присуща некоторая неопределенность, они требуют применения профессионального суждения и подлежат пересмотру в будущем. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с правилами, выпускаемыми Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC), относящимся к доказанным запасам. Оценки износа, истощения и амортизации, оценки обесценения и обязательств по ликвидации активов, которые основаны на размере доказанных запасов, могут изменяться в соответствии с изменениями в оценке запасов нефти и газа.

Доказанные запасы рассчитываются исходя из имеющейся информации о пластах и скважинах, включая данные о добыче и динамике изменения давления в разрабатываемых пластах. Кроме того, оценка доказанных запасов включает только объемы, для которых объективно существует доступ на рынок. Все оценки доказанных запасов подлежат пересмотру, как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения на основании новых данных, полученных, в том числе, в результате разведочного бурения и добычи или изменений экономических факторов, включая цены на продукцию, условия договоров или планы развития.

**4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Доказанные запасы определяются как предполагаемое количество нефти и газа, которое рассчитывается на основании геологических и инженерных данных и которое с достаточной долей уверенности может быть извлечено в будущем из существующих пластов при существующих экономических условиях. В некоторых случаях для извлечения указанных запасов требуются значительные инвестиции в дополнительные скважины и связанные с ними вспомогательные устройства и оборудование. Из-за существующей неопределенности и ограниченного количества данных о пластах, оценки запасов могут меняться с течением времени по мере поступления дополнительной информации.

В целом, оценки запасов на неразработанных или частично разработанных месторождениях подвергаются большей неопределенности, связанной со сроком извлечения запасов, чем оценки запасов на полностью разработанных и истощенных месторождениях. По мере разработки месторождений может возникнуть необходимость дальнейшего пересмотра оценок в связи с получением новых данных.

Запасы нефти и газа оказывают непосредственное влияние на определенные суммы, опубликованные в консолидированной финансовой отчетности, в основном, на износ, истощение и амортизацию, а также на расходы по обесценению. Ставки амортизации основных средств, задействованных в добыче нефти и газа, рассчитываются по методу начисления амортизации пропорционально объему добытой продукции по каждому месторождению. Данные ставки основаны на доказанных разрабатываемых запасах для затрат на 3D-сейсморазведочные работы и разработку и на суммарных доказанных запасах для затрат, связанных с приобретением доказанных запасов. Предполагая, что все переменные остаются неизменными, увеличение доказанных разрабатываемых запасов по каждому месторождению уменьшает расходы по статье «износ, истощение и амортизация». И наоборот, снижение оценочных доказанных разрабатываемых запасов увеличит расходы по статье «износ, истощение и амортизация». Кроме того, оценочные доказанные запасы используются при расчетах будущих денежных потоков от активов, задействованных в добыче нефти и газа, которые рассчитываются для определения наличия признаков обесценения.

Несмотря на возможность существенного влияния пересмотра оценок размеров запасов на оценки износа, истощения и амортизации и, соответственно, на размер прибыли отчетного года, ожидается, что в обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности диверсифицированность активов Группы ограничит вероятность возникновения подобной ситуации.

**Обесценение нефинансовых активов.** В отношении всех нефинансовых активов руководство проводит оценку существования каких-либо признаков их обесценения на каждую отчетную дату, основываясь на событиях или обстоятельствах, указывающих на то, что учетная стоимость активов может быть не возмещена. Данные признаки обесценения включают изменение бизнес-планов Группы, изменения цен на продукцию, ведущие к неблагоприятным последствиям для деятельности Группы, изменение состава продукции, и по отношению к активам, задействованным в добыче нефти и газа, – пересмотр в сторону существенных уменьшений оценок доказанных запасов. Прочие нефинансовые активы проходят тестирование на предмет обесценения, когда есть признаки того, что учетная стоимость может быть не возмещена.

При осуществлении расчетов ценности использования руководство проводит оценку ожидаемых будущих потоков денежных средств от актива или группы активов, генерирующих денежные средства, и выбирает приемлемую ставку дисконтирования для расчета приведенной стоимости данных денежных потоков.

Информация об учетной стоимости основных групп нефинансовых активов (основных средствах и долгосрочных инвестициях) представлена в Примечаниях 6 и 7.

**Резерв под обесценение дебиторской задолженности.** Резерв под обесценение дебиторской задолженности создается исходя из оценки руководством вероятности погашения конкретных задолженностей конкретных покупателей. Существенные финансовые трудности покупателя, вероятность того, что покупатель будет признан банкротом или произведет финансовую реорганизацию, а также невыполнение обязательств или отсрочка платежей считаются признаками обесценения дебиторской задолженности. Если происходит ухудшение кредитоспособности какого-либо из крупных покупателей или фактически убытки от невыполнения обязательств должниками превышают оценки, сделанные руководством, то окончательный результат от обесценения дебиторской задолженности может отличаться от указанных оценок.

**4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

В случае, когда более не ожидается получение денежных средств, относящихся к дебиторской задолженности, такая дебиторская задолженность списывается в счет ранее созданного резерва под обесценение.

Величина будущих денежных потоков в отношении дебиторской задолженности, оцениваемой на предмет обесценения, определяется на основании контрактных денежных потоков и накопленного опыта руководства относительно срока, на который задолженность может быть просрочена в результате убытков, понесенных в прошлом, и успешности получения просроченной задолженности. Опыт, полученный в прошлом, корректируется на основании данных, имеющихся на текущий момент, с целью отражения текущих условий, которые не оказывали влияния на предыдущие периоды, и для того чтобы исключить влияние условий, имевших место в прошлом, которые более не существуют.

**Пенсионные обязательства.** Затраты на пенсионную программу с установленными выплатами и соответствующие текущие расходы по пенсионной программе определяются с применением актуарных оценок. Актуарные оценки предусматривают использование допущений в отношении демографических данных (показатели смертности, возраст выхода на пенсию, оборачиваемость кадров и потери трудоспособности) и финансовых данных (ставки дисконтирования, ожидаемые ставки возврата на активы, будущее увеличение заработной платы и пенсий). Поскольку данная программа является долгосрочной, существует значительная неопределенность в отношении таких оценок.

**Обязательства по ликвидации активов.** Руководство создает резерв по затратам будущих периодов на вывод из эксплуатации объектов добычи нефти и газа, трубопроводов и соответствующего вспомогательного оборудования на основании наилучших оценок будущих расходов и сроков экономической службы этих активов. Оценка обязательств по ликвидации активов является комплексным расчетом, требующим от руководства принятия оценок и суждений в отношении обязательств по ликвидации, которые возникнут через много лет.

Изменения в расчете существующих обязательств могут возникнуть в результате изменений ожидаемых сроков эксплуатации, суммы будущих расходов или ставок дисконтирования, используемых при оценке.

Группа также оценивает свои обязательства по восстановлению участков проведения работ на каждую отчетную дату с использованием положений КРМФО (IFRIC) 1 «Изменения в существующих обязательствах по выводу объектов из эксплуатации, восстановлению природных ресурсов и иных аналогичных обязательствах». Величина признанных обязательств отражает наилучшую оценку затрат, необходимых для исполнения существующих на отчетную дату обязательств, рассчитанных на основе действующего законодательства, действующего на территориях, где расположены соответствующие операционные активы Группы. Данная величина может изменяться в связи с изменением законов, правовых норм и их интерпретаций. Поскольку обязательства оценены субъективно, существует неопределенность, касающаяся как размеров будущих расходов, так и времени их возникновения.

**Оценка справедливой стоимости инвестиций.** Группа использует модели дисконтированных денежных потоков для определения справедливой стоимости инвестиций. Прогноз дисконтированных денежных потоков требует от руководства применения оценок в отношении ряда существенных допущений. Такими допущениями являются прогнозируемые цены на природный газ и газовый конденсат, ожидаемые объемы добычи, будущие капиталовложения, требуемые для строительства инфраструктуры и бурения эксплуатационных скважин, а так же ставки дисконтирования, используемые при определении справедливой стоимости.

**Оценка соглашений о совместной деятельности.** Группа применила суждение касательно того, являются ли заключенные ею соглашения о совместной деятельности совместными операциями или совместными предприятиями. Группа определила тип соглашения о совместной деятельности исходя из своих прав и обязательств, вытекающих из соглашения, включая оценку структуры и юридической формы соглашения, условий принятых решений, согласованных участниками в договоре о совместной деятельности, а также других факторов и обстоятельств, если применимо. Группа оценила характер каждой из своих совместных деятельностей и определила их как совместные предприятия.

## ОАО «НОВАТЭК»

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

### 5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

#### *Выбытия долей владения в «Artic Russia» B.V.*

В марте 2014 года «НОВАТЭК» и ПАО «Газпром нефть» пришли к принципиальному соглашению о проведении ряда сделок для достижения равных долей участия в совместном предприятии ООО «СеверЭнергия», которым стороны владеют через свои совместные предприятия ООО «Ямал развитие» и «Artic Russia B.V.». В рамках этого соглашения в марте 2014 года Группа продала 20%-ную долю владения в «Artic Russia», владеющей 49%-ной долей участия в «СеверЭнергии», «Ямалу развитие» за 34'972 млн рублей (980 млн долл. США), которые были получены денежными средствами 1 апреля 2014 г. В результате этой сделки эффективная доля участия Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 59,8% до 54,9%.

Доход от выбытия 20%-ной доли владения в «Artic Russia» был определен на основе учетной стоимости инвестиции Группы в компанию «Artic Russia», которая рассматривается как юридически самостоятельное совместное предприятие Группы, и детализирован ниже:

	млн рублей
Стоимость продажи (980 млн долл. США по обменному курсу 35,69 рубля за долл. США)	34'972
Минус: учетная стоимость проданной 20%-ной доли Группы в «Artic Russia»	(29'726)
Минус: нереализованная прибыль Группы от выбытия	(2'623)
<b>Итого доход от выбытия до налога на прибыль, отраженный в консолидированном отчете о прибылях и убытках</b>	<b>2'623</b>

Таким образом, в марте 2014 года «НОВАТЭК» признал прибыль от сделки в сумме 5'246 млн рублей. При этом, так как «НОВАТЭК» реализовал акции «Artic Russia» своему совместному предприятию «Ямалу развитие», в котором у него 50%-ная доля участия, Группа исключила нереализованную прибыль от выбытия на уровне консолидации в сумме 2'623 млн рублей.

В июле 2015 года «НОВАТЭК» и «Газпром нефть» утвердили очередной этап реструктуризации, направленной на достижение равных долей участия в «СеверЭнергии». В августе 2015 года «НОВАТЭК» внес 6,4%-ную долю владения в «Artic Russia» в капитал «Ямала развитие». Одновременно с этим, Группа и «Газпром нефть» произвели взносы в капитал «Ямала развитие» путем конвертации займов и начисленных процентов на суммы 2'512 млн и 14'922 млн рублей соответственно. В результате данных сделок эффективная доля участия Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 54,9% до 53,3%.

Доход от выбытия 6,4%-ной доли владения в «Artic Russia» детализирован ниже:

	млн рублей
Доля Группы в справедливой стоимости взносов в капитал «Ямала развитие»	14'922
Минус: учетная стоимость внесенной 6,4%-ной доли Группы в «Artic Russia»	(10'432)
Минус: учетная стоимость займа и начисленных процентов, конвертированных Группой	(2'512)
Минус: нереализованная прибыль Группы от выбытия	(989)
<b>Итого доход от выбытия до налога на прибыль, отраженный в консолидированном отчете о прибылях и убытках</b>	<b>989</b>

В результате данных сделок в августе 2015 года «НОВАТЭК» признал прибыль в сумме 1'978 млн рублей. При этом, так как «НОВАТЭК» внес акции «Artic Russia» в капитал своего совместного предприятия «Ямала развитие», в котором у него 50%-ная доля участия, Группа исключила нереализованную прибыль от выбытия на уровне консолидации в сумме 989 млн рублей.

Руководство Группы ожидает, что дальнейшие шаги по достижению паритетного владения «СеверЭнергией» будут завершены до конца 2016 года.

**5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*****Приобретение ООО «НоваЭнерго»***

22 декабря 2014 г. Группа приобрела 100%-ную долю участия в ООО «НоваЭнерго» от компаний под контролем ключевого руководящего персонала Группы, за 229 млн рублей, выплаченных до конца 2014 года. Группа произвела независимую оценку данного актива и полагает, что сумма сделки полностью соответствует рыночным условиям. Приобретенная компания занимается ремонтом и обслуживанием энергетического оборудования, и была приобретена для поддержания производственных мощностей Группы, расположенных в ЯНАО. Руководство оценило справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств «НоваЭнерго» и посчитало, что при приобретении деловой репутации (гудвила) не возникло. Если бы приобретение произошло в январе 2014 года, то финансовая и операционная деятельность «НоваЭнерго» была бы несущественной по отношению к выручке и результатам деятельности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2014 г.

***Приобретение АО «Офис»***

В августе 2014 года Группа приобрела 100%-ную долю владения в АО «Офис» за 4'895 млн рублей (135 млн долл. США) и осуществила платежи в размере 3'630 млн рублей (62 млн долл. США) и 1'283 млн рублей (34 млн долл. США) за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 г. соответственно. Приобретенная компания владеет участком земли в непосредственной близости от головного офиса «НОВАТЭКа» в Москве, на котором Группа планирует строительство нового офисного здания в связи с расширением своей деятельности. АО «Офис» не вело никакой операционной деятельности на момент покупки, и соответственно данное приобретение не попадает под определение «бизнеса», приведенного в МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса». Стоимость приобретения была распределена на стоимость участка земли в полной сумме.

***Покупка дополнительной доли участия в ООО «НОВАТЭК-Кострома»***

В феврале 2014 года Группа приобрела дополнительную 15%-ную долю участия в ООО «НОВАТЭК-Кострома» за 102 млн рублей. В результате сделки Группа увеличила долю участия в дочернем обществе до 100%, снизила общую учетную стоимость доли неконтролирующих акционеров дочерних обществ на 109 млн рублей и отразила разницу в 7 млн рублей в составе нераспределенной прибыли.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

Ниже в таблице представлено движение основных средств:

	Активы, задействован- ные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы по капитальному строительству	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	249'933	46'626	8'254	304'813
Накопленный износ, истощение и амортизация	(59'432)	-	(1'693)	(61'125)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2013 г.</b>	<b>190'501</b>	<b>46'626</b>	<b>6'561</b>	<b>243'688</b>
Поступление и приобретение	1'640	61'701	273	63'614
Ввод в эксплуатацию	43'798	(44'869)	1'071	-
Приобретение дочерних обществ	117	-	4'906	5'023
Изменение затрат на ликвидацию активов	(2'107)	-	-	(2'107)
Износ, истощение и амортизация	(16'286)	-	(472)	(16'758)
Выбытие, нетто	(1'413)	(296)	(25)	(1'734)
Первоначальная стоимость	291'212	63'162	14'422	368'796
Накопленный износ, истощение и амортизация	(74'962)	-	(2'108)	(77'070)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2014 г.</b>	<b>216'250</b>	<b>63'162</b>	<b>12'314</b>	<b>291'726</b>
Поступление и приобретение	1'558	55'695	306	57'559
Ввод в эксплуатацию	53'366	(53'882)	516	-
Изменение затрат на ликвидацию активов	2'410	-	-	2'410
Износ, истощение и амортизация	(19'009)	-	(552)	(19'561)
Выбытие, нетто	(193)	(197)	(32)	(422)
Первоначальная стоимость	348'268	64'778	15'195	428'241
Накопленный износ, истощение и амортизация	(93'886)	-	(2'643)	(96'529)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 г.</b>	<b>254'382</b>	<b>64'778</b>	<b>12'552</b>	<b>331'712</b>

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в размере 8'515 млн и 4'521 млн рублей соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов по капитальному строительству по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. включены авансы на оборудование в сумме 2'719 млн и 4'697 млн рублей соответственно.

В декабре 2014 года в результате участия в аукционе Группа приобрела лицензию на разведку и добычу углеводородов на Трехбугорном лицензионном участке, расположенном в ЯНАО. Платеж за лицензию составил 435 млн рублей и был включен в состав поступления и приобретения активов, задействованных в добыче нефти и газа. По состоянию на 31 декабря 2014 г. извлекаемые запасы данного лицензионного участка согласно российской классификации запасов C1+C2 составили 5,9 млрд куб. метров природного газа.

В течение 2015 года наибольшая часть вводов в эксплуатацию активов, задействованных в добыче нефти и газа, в размере 26'408 млн рублей относилась к запуску Ярудейского месторождения.

## ОАО «НОВАТЭК»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

## 6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В течение 2014 года наибольшая часть вводов в эксплуатацию активов, задействованных в добыче нефти и газа, в размере 10'266 млн рублей относилась к завершению проекта по расширению Пуровского ЗПК, увеличившего максимальную мощность по переработке до 12 млн тонн конденсата в год.

В течение 2014 года Группа приобрела компании ООО «НоваЭнерго» и АО «Офис» (см. Примечание 5) и отразила поступление основных средств в сумме 5'023 млн рублей по строке «Приобретение дочерних обществ».

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

	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	46'343	44'882
Минус: накопленная амортизация стоимости доказанных запасов углеводородов	(15'540)	(14'352)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	7'874	7'265
<b>Итого стоимость запасов углеводородов</b>	<b>38'677</b>	<b>37'795</b>

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

Сверка износа, истощения и амортизации приведена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Износ, истощение и амортизация основных средств	19'561	16'758
Плюс: Износ, истощение и амортизация нематериальных активов	566	545
Минус: Износ, истощение и амортизация, капитализированные в процессе оказания внутригрупповых услуг по строительству	(147)	(131)
<b>Износ, истощение и амортизация в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках</b>	<b>19'980</b>	<b>17'172</b>

По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. никакие объекты основных средств не были переданы в залог под обеспечение кредитов Группы. Обесценение основных средств не признавалось в отношении активов, задействованных в добыче нефти и газа, за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 28.

## ОАО «НОВАТЭК»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

## 6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

*Разведка и оценка полезных ископаемых.* Суммы активов, обязательств, расходов, а также движения денежных средств, возникающие в результате разведки и оценки запасов полезных ископаемых, представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
<b>Чистая учетная стоимость активов на 1 января</b>	<b>8'295</b>	<b>6'789</b>
Поступления	1'004	1'649
Списание на расходы	-	(130)
Переклассификация в доказанные запасы	(929)	(13)
<b>Чистая учетная стоимость активов на 31 декабря</b>	<b>8'370</b>	<b>8'295</b>
Обязательства	74	56
Денежные средства, использованные на операционную деятельность	627	108
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	324	1'049

## 7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
<i>Совместные предприятия:</i>		
ЗАО «Нортгаз»	50'298	47'998
ООО «Ямал развитие»	43'551	19'639
ОАО «Ямал СПГ»	38'798	63'783
«Artic Russia» B.V.	22'078	30'489
ЗАО «Тернефтегаз»	-	4'322
<b>Итого инвестиции в совместные предприятия</b>	<b>154'725</b>	<b>166'231</b>

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

**ОАО «Ямал СПГ».** Группа владеет 60%-ной долей в «Ямале СПГ», своем совместном предприятии с французской «TOTAL S.A.» (доля участия: 20%) и «China National Petroleum Corporation» (далее – «CNPC», доля участия: 20%). Совместное предприятие осуществляет реализацию Проекта «Ямал СПГ», включающего создание мощностей по добыче природного газа, газового конденсата и производству сжиженного природного газа (СПГ) на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного на полуострове Ямал в ЯНАО. В сентябре 2014 года «Ямал СПГ» получил лицензию на экспорт СПГ.

В декабре 2015 года «НОВАТЭК» и китайский инвестиционный фонд «Фонд Шелкового Пути» заключили договор купли-продажи о реализации фонду 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ». Сделка предусматривает получение денежного платежа и предоставление Группе целевого займа сроком на 15 лет на финансирование проекта «Ямал СПГ» (см. Примечание 14).



**7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Сделка содержит ряд отлагательных условий, исполнение которых ожидается в начале 2016 года. Таким образом, по состоянию на 31 декабря 2015 г. 9,9%-ная доля владения Группы в «Ямале СПГ» была классифицирована как актив, предназначенный для продажи, в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность». Учетная стоимость актива была определена исходя из величины чистых активов «Ямала СПГ» на дату заключения договора и составила 7'987 млн рублей. В соответствии с МСФО (IAS 12) «Налоги на прибыль» Группа признала соответствующий отложенный налоговый актив в сумме 4'316 млн рублей, рассчитанный на основе разницы между данной учетной стоимостью и ее налоговой базой.

Обесценения актива вследствие принятия решения о продаже доли в совместном предприятии не было выявлено.

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

**«Artic Russia» B.V.** Группа напрямую владеет 13,6%-ной долей участия в «Artic Russia», зарегистрированной в Нидерландах (на 31 декабря 2014 г.: 20%-ной долей). В августе 2015 года Группа внесла 6,4%-ную долю участия в «Artic Russia» в капитал «Ямала развитие» (см. Примечание 5). «Artic Russia» владеет 49%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия».

**ООО «Ямал развитие».** Группа владеет 50%-ной долей участия в «Ямале развитие», своем совместном предприятии с ПАО «Газпром нефть» (доля участия: 50%). «Ямал развитие» владеет 51%-ной долей участия в «СеверЭнергии» и 86,4%-ной долей участия в «Artic Russia» (на 31 декабря 2014 г.: 80%-ной долей).

**ООО «СеверЭнергия».** Группа владеет эффективной 53,3%-ной долей участия в «СеверЭнергии» (на 31 декабря 2014 г.: 54,9%-ной долей) через два других своих совместных предприятия, «Ямал развитие» и «Artic Russia». «СеверЭнергия» через свое 100%-ное дочернее общество ОАО «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском, Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях и осуществляет подготовку к вводу в эксплуатацию Ево-Яхинского и Северо-Часельского месторождений. Все месторождения расположены в ЯНАО.

**ЗАО «Тернефтегаз».** Группа владеет 51%-ной долей в «Тернефтегазе», своем совместном предприятии с «TOTAL S.A.» (доля участия: 49%). В мае 2015 года «Тернефтегаз» запустил в эксплуатацию Термокарстовое месторождение, расположенное в ЯНАО, и в июне вышел на проектную мощность, составляющую 2,4 млрд куб. метров природного газа и 0,8 млн тонн газового конденсата в год.

Инвестиция Группы в «Тернефтегаз» по состоянию на 31 декабря 2015 г. была отражена по нулевой стоимости в консолидированном отчете о финансовом положении в связи с превышением накопленного с момента приобретения убытка компании над долей участия Группы. Непризнанная доля убытков «Тернефтегаза» за год, закончившийся 31 декабря 2015 г., составила 1'409 млн рублей и связана с возникновением существенных неденежных отрицательных курсовых разниц.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Представленная ниже таблица раскрывает движение в учетной стоимости инвестиций в совместные предприятия:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
<b>На 1 января</b>	<b>166'231</b>	<b>210'066</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(31'607)	(28'175)
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 27)	14'185	5'318
Выбытия долей владения в совместных предприятиях	(11'421)	(32'349)
Взносы в капитал	14'922	4'355
Дивиденды к получению от совместного предприятия	-	(1'850)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	9'285	8'866
Исключение доли Группы в прибыли совместных предприятий из учетной стоимости остатков углеводородов, приобретенных у совместных предприятий и непроданных на отчетную дату	1'117	-
Переклассификация в активы, предназначенные для продажи	(7'987)	-
<b>На 31 декабря</b>	<b>154'725</b>	<b>166'231</b>

В августе 2015 года Группа отразила выбытие своей 6,4%-ной доли в «Artic Russia» по учетной стоимости 11'421 млн рублей, включая нереализованную прибыль от выбытия. Одновременно уставный капитал «Ямала развитие» был увеличен пропорциональными вкладами его участников на 29'844 млн рублей, из которых 14'922 млн рублей было внесено «НОВАТЭКом» (см. Примечание 5).

В марте 2014 года Группа отразила выбытие своей 20%-ной доли в «Artic Russia» по учетной стоимости 32'349 млн рублей, включая нереализованную прибыль от выбытия (см. Примечание 5).

В 2014 году акционерный капитал «Тернефтегаза» был увеличен пропорциональными вкладами его участников на 8'507 млн рублей, из которых 4'339 млн рублей относятся к «НОВАТЭКу». Кроме того, акционерный капитал «Artic Russia» был увеличен пропорциональными вкладами его участников на 82 млн рублей, из которых 16 млн рублей относятся к «НОВАТЭКу». В результате пропорциональных вкладов доля владения Группы в обеих компаниях не изменилась.

В декабре 2014 года «Нортгаз» объявил о выплате дивидендов в сумме 3'700 млн рублей, из которых 1'850 млн рублей относились к «НОВАТЭКу». Дивиденды были выплачены в феврале 2015 года.

В декабре 2015 года капитал «Ямала СПГ» был увеличен на 21'256 млн рублей путем конвертации займов, полученных совместным предприятием от компаний «Total S.A.» и «CNPC». Данные вклады были осуществлены «Total S.A.» и «CNPC» в счет оплаты ими третьего транша (по 143 млн долл. США), являвшегося частью выручки в сделках по покупке каждой из них 20%-ной доли участия в «Ямале СПГ» в 2011 и 2013 годах. Доля Группы (50,1% за вычетом доли участия, предназначенной для продажи) в увеличении капитала «Ямала СПГ» составила 10'649 млн рублей. Превышение доли Группы в фактически внесенных средствах над ранее признанной суммой третьего транша в составе инвестиции в «Ямал СПГ» составило 5'956 млн рублей и было отражено в увеличении инвестиции в «Ямал СПГ» с признанием соответствующего эффекта в консолидированном отчете об изменениях в капитале согласно учетной политике Группы. В результате данной операции доля Группы в «Ямале СПГ» практически не изменилась.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг., Группа отразила в капитале доход в сумме 3'329 млн и 8'866 млн рублей соответственно от первоначальной переоценки стоимости непропорциональных займов, выданных «Ямалу СПГ» другими акционерами.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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

Краткие отчеты о финансовом положении по каждому существенному совместному предприятию Группы представлены ниже:

<i>На 31 декабря 2015 г.</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«СеверЭнергия»</i>	<i>«Нортгаз»</i>
Основные средства	717'685	395'056	141'223
Прочие долгосрочные активы	34'838	97'701	10'626
<b>Итого долгосрочные активы</b>	<b>752'523</b>	<b>492'757</b>	<b>151'849</b>
Денежные средства и их эквиваленты	64'813	13'801	2'160
Прочие текущие активы	29'201	14'441	3'142
<b>Итого текущие активы</b>	<b>94'014</b>	<b>28'242</b>	<b>5'302</b>
Долгосрочные финансовые обязательства	(753'099)	(152'051)	(24'841)
Прочие долгосрочные обязательства	(3'488)	(54'853)	(23'540)
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>	<b>(756'587)</b>	<b>(206'904)</b>	<b>(48'381)</b>
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(11'994)	(23'234)	(241)
Прочие текущие финансовые обязательства	-	(28'976)	(5'908)
Прочие текущие нефинансовые обязательства	(514)	(9'110)	(2'025)
<b>Итого текущие обязательства</b>	<b>(12'508)</b>	<b>(61'320)</b>	<b>(8'174)</b>
<b>Чистые активы</b>	<b>77'442</b>	<b>252'775</b>	<b>100'596</b>
<i>На 31 декабря 2014 г.</i>			
Основные средства	346'233	391'609	146'798
Прочие долгосрочные активы	28'672	217	9'571
<b>Итого долгосрочные активы</b>	<b>374'905</b>	<b>391'826</b>	<b>156'369</b>
Денежные средства и их эквиваленты	6'366	694	3'831
Прочие текущие активы	20'996	9'654	3'071
<b>Итого текущие активы</b>	<b>27'362</b>	<b>10'348</b>	<b>6'902</b>
Долгосрочные финансовые обязательства	(269'301)	(115'778)	(34'550)
Прочие долгосрочные обязательства	(11'321)	(52'175)	(23'118)
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>	<b>(280'622)</b>	<b>(167'953)</b>	<b>(57'668)</b>
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(8'572)	(14'762)	(4'557)
Прочие текущие финансовые обязательства	(16'090)	-	(3'414)
Прочие текущие нефинансовые обязательства	(47)	(2'925)	(1'637)
<b>Итого текущие обязательства</b>	<b>(24'709)</b>	<b>(17'687)</b>	<b>(9'608)</b>
<b>Чистые активы</b>	<b>96'936</b>	<b>216'534</b>	<b>95'995</b>

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Краткие отчеты о совокупном доходе по каждому существенному совместному предприятию представлены ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.</i>	«Ямал СПГ»	«СеверЭнергия»	«Нортгаз»
Выручка	2'606	126'129	28'893
Износ, истощение и амортизация	(814)	(28'944)	(8'205)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	19'036	-	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(102'084)	(15)	-
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	(84'962)	47'049	5'793
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	13'655	(8'697)	(1'192)
<b>Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль</b>	<b>(71'307)</b>	<b>38'352</b>	<b>4'601</b>
<i>За год, закончившийся 31 декабря 2014 г.</i>			
Выручка	525	32'110	28'136
Износ, истощение и амортизация	(275)	(9'018)	(7'985)
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	49'123	-	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	(101'545)	(39)	4
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	(54'618)	10'611	10'607
Экономия (расходы) по налогу на прибыль	8'356	(1'250)	(2'121)
<b>Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль</b>	<b>(46'262)</b>	<b>9'361</b>	<b>8'486</b>

Вышеуказанная информация представлена в финансовых отчетах совместных предприятий и скорректирована на разницу между учетными политиками Группы и совместных предприятий. Все вышеперечисленные совместные предприятия зарегистрированы на территории Российской Федерации.

Представленная ниже таблица раскрывает приведение представленной краткой финансовой информации к доле Группы в чистых активах совместных предприятий:

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2015 г.</i>	«Ямал СПГ»	«СеверЭнергия»	«Нортгаз»
<b>Чистые активы на 1 января 2015 г.</b>	<b>96'936</b>	<b>216'534</b>	<b>95'995</b>
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(71'307)	38'352	4'601
Прочие изменения в капитале	51'813	-	-
Выбытия долей владения в совместных предприятиях	-	(2'111)	-
<b>Чистые активы на 31 декабря 2015 г.</b>	<b>77'442</b>	<b>252'775</b>	<b>100'596</b>
Процент владения за вычетом доли, предназначенной для продажи	50,1%	53,3%	50%
<b>Доля Группы в чистых активах</b>	<b>38'798</b>	<b>134'729</b>	<b>50'298</b>

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**7 ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2014 г.</i>	«Ямал СПГ»	«СеверЭнергия»	«Нортгаз»
<b>Чистые активы на 1 января 2014 г.</b>	<b>106'905</b>	<b>215'003</b>	<b>91'209</b>
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(46'262)	9'361	8'486
Прочие изменения в капитале	36'293	-	-
Выбытия долей владения в совместных предприятиях	-	(7'830)	-
Дивиденды	-	-	(3'700)
<b>Чистые активы на 31 декабря 2014 г.</b>	<b>96'936</b>	<b>216'534</b>	<b>95'995</b>
Процент владения	60%	54,9%	50%
<b>Доля Группы в чистых активах</b>	<b>58'162</b>	<b>118'877</b>	<b>47'998</b>

На 31 декабря 2014 г. инвестиция Группы в «Ямал СПГ», составлявшая 63'783 млн рублей, отличалась от доли Группы в чистых активах. Разница в размере 5'621 млн рублей относилась к доле Группы в сумме третьего транша, являющегося частью выручки в сделках по продаже 20%-ных долей участия в «Ямале СПГ» компаниям «Total S.A.» и «СНРС». В декабре 2015 года третий транш был внесен в капитал «Ямала СПГ».

На 31 декабря 2015 и 2014 гг. суммарные инвестиции Группы в «Artic Russia» и «Ямал развитие», составившие 65'629 млн и 50'128 млн рублей соответственно, отличаются от доли Группы в чистых активах в «СеверЭнергии». Разницы в сумме 69'100 млн и 68'749 млн рублей в основном относятся к доле Группы в займах и деловой репутации (гудвилле), отраженных в финансовой отчетности «Artic Russia» и «Ямала развитие», компаний, через которые Группа владеет «СеверЭнергией».

**8 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Займы выданные в евро	110'296	16'278
Займы выданные в долларах США	90'650	66'835
Займы выданные в рублях	13'105	13'361
<b>Итого</b>	<b>214'051</b>	<b>96'474</b>
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	-	(8'107)
<b>Итого долгосрочные займы выданные</b>	<b>214'051</b>	<b>88'367</b>
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	16'190	5'291
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	558	484
<b>Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность</b>	<b>230'799</b>	<b>94'142</b>

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
ОАО «Ямал СПГ»	196'533	78'825
ООО «Ямал развитие»	13'105	13'361
ЗАО «Тернефтегаз»	4'413	4'288
<b>Итого долгосрочные займы выданные</b>	<b>214'051</b>	<b>96'474</b>

**8 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**ОАО «Ямал СПГ».** В соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Ямалом СПГ», совместным предприятием Группы, о предоставлении кредитных линий в долларах США и евро. В рамках данных договоров Группа предоставляет заемные средства траншами на основании годового бюджета «Ямала СПГ», утвержденного Советом директоров совместного предприятия. Процентная ставка по займам составляет 4,46% годовых и может быть изменена на последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи «Ямалом СПГ» и отражены в составе долгосрочных активов в консолидированном отчете о финансовом положении (см. Примечание 30). График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

В течение 2015 года Группа предоставила «Ямалу СПГ» денежные средства на сумму 104'076 млн рублей (1'423 млн евро) в рамках указанных кредитных линий.

В январе 2014 года в связи со вхождением в Проект «Ямал СПГ» нового акционера («СНПС»), «Ямал СПГ» погасил Группе часть займа и начисленные проценты за счет финансирования от компании «СНПС» в сумме 12'045 млн рублей (364 млн долл. США).

**ООО «Ямал развитие».** Группа предоставляет «Ямалу развитие», совместному предприятию Группы, займы в рублях в рамках согласованных кредитных линий. В течение 2015 года было выдано займов на сумму 4'494 млн рублей. Займы подлежат погашению в 2020 и 2021 годах, процентные ставки составляют от 9,25% до 10,90% годовых. График погашения займов может быть изменен в последующие годы в зависимости от ряда определенных условий.

В августе 2015 года Группа осуществила вклад в капитал «Ямала развитие» путем конвертации части займов в сумме 2'200 млн рублей (см. Примечание 5), а в декабре 2015 года «Ямал развитие» досрочно погасил часть займов Группе в сумме 2'550 млн рублей.

По состоянию на 31 декабря 2014 г. часть займов в сумме 8'107 млн рублей была отражена в составе текущих активов, так как первоначальный срок погашения был установлен в декабре 2015 года, впоследствии он был пролонгирован до декабря 2020 года.

**ЗАО «Тернефтегаз».** В соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Тернефтегазом», совместным предприятием Группы, о предоставлении кредитных линий в долларах США. В рамках данных договоров Группа предоставляет заемные средства траншами на основании годового бюджета «Тернефтегаза», утвержденного Советом директоров совместного предприятия. Процентная ставка по займам первоначально составляла 4,52% годовых, и в октябре 2015 года была увеличена до 4,60% годовых. Процентная ставка может быть изменена на последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи «Тернефтегазом» (см. Примечание 30). График погашения займов привязан к свободным денежным потокам совместного предприятия.

За год, закончившийся 31 декабря 2015 г., «Тернефтегаз» погасил часть займов Группе в сумме 1'160 млн рублей (19 млн долл. США).

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

**ОАО «НОВАТЭК»**

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

**9 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ**

	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>
<b>Финансовые активы</b>		
Производные товарные инструменты	1'511	1'871
Прочие финансовые активы	10	7
<b>Нефинансовые активы</b>		
Долгосрочные авансы	17'551	8'199
Отложенные налоговые активы	11'183	4'651
Материалы на строительство	2'407	3'838
Нематериальные активы, нетто	1'567	1'796
Прочие нефинансовые активы	87	87
<b>Итого прочие долгосрочные активы</b>	<b>34'316</b>	<b>20'449</b>

По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. долгосрочные авансы представляли собой авансы, выданные компании ОАО «Российские железные дороги» («РЖД»). Авансы были выданы в соответствии с Соглашением о стратегическом партнерстве, подписанным с «РЖД» в 2012 году.

**10 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ**

	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>
Природный газ и жидкие углеводороды	6'462	5'279
Сырье и материалы (за вычетом резерва под обесценение в размере 4 млн и 57 млн рублей на 31 декабря 2015 и 2014 гг. соответственно)	1'745	1'662
Прочие товарно-материальные запасы	19	83
<b>Итого товарно-материальные запасы</b>	<b>8'226</b>	<b>7'024</b>

Никакие товарно-материальные запасы не были переданы в залог под обеспечение кредитов или кредиторской задолженности Группы по состоянию на обе даты.

**11 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 95 млн и 310 млн рублей на 31 декабря 2015 и 2014 гг. соответственно)	35'221	30'430
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 18 млн и 7 млн рублей на 31 декабря 2015 и 2014 гг. соответственно)	2'343	4'162
<b>Итого торговая и прочая дебиторская задолженность</b>	<b>37'564</b>	<b>34'592</b>

Торговая дебиторская задолженность на сумму 18'507 млн и 11'289 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. соответственно обеспечена аккредитивами в банках с рейтингом инвестиционной категории. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 27 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 27.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**11 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Торговая и прочая дебиторская задолженность, которая просрочена менее чем на три месяца, как правило, не считается обесцененной, за исключением случаев, когда имеются другие признаки обесценения. Торговая и прочая дебиторская задолженность в сумме 4'998 млн и 5'472 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. соответственно была просроченной, но необесцененной. Группа оценивает необходимость создания резерва под обесценение на основании истории платежей такой задолженности, если считает это необходимым.

Анализ по срокам возникновения данной просроченной, но необесцененной торговой и прочей дебиторской задолженности представлен ниже:

	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Просроченная до 90 дней	3'624	3'254
Просроченная от 91 до 360 дней	1'225	2'048
Просроченная более 360 дней	149	170
<b>Итого просроченная, но необесцененная</b>	<b>4'998</b>	<b>5'472</b>
Непросроченная и необесцененная	32'566	29'120
<b>Итого торговая и прочая дебиторская задолженность</b>	<b>37'564</b>	<b>34'592</b>

Движение резерва по обесценению торговой и прочей дебиторской задолженности Группы представлено ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
<b>На 1 января</b>	<b>317</b>	<b>721</b>
Создание резерва по обесценению	79	311
Списание нереальной к взысканию задолженности	(58)	(173)
Восстановление неиспользованного резерва	(225)	(542)
<b>На 31 декабря</b>	<b>113</b>	<b>317</b>

Начисление и списание резервов по обесценению торговой и прочей дебиторской задолженности было включено в консолидированный отчет о прибылях и убытках по статье «сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто».



**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**12 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ**

	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>
<b>Финансовые активы</b>		
Денежные средства на специальных счетах	6'477	1'098
Производные товарные инструменты	5'039	2'758
Займы выданные в рублях (см. Примечание 8)	-	8'107
Прочие финансовые активы	-	2
<b>Нефинансовые активы</b>		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	13'437	10'870
НДС, подлежащий возмещению	7'554	2'324
Предоплаты и авансы поставщикам	5'304	4'352
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	2'955	2'229
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	2'251	5'951
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	1'720	1'447
Предоплаты по таможенным пошлинам	559	691
Прочие нефинансовые активы	128	252
<b>Итого предоплаты и прочие текущие активы</b>	<b>45'424</b>	<b>40'081</b>

**13 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ**

	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>
Банковские депозиты		
с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев	17'944	25'849
Денежные средства на расчетных счетах	11'243	15'469
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>29'187</b>	<b>41'318</b>

Все депозиты могут быть в любое время обращены в известные суммы денежных средств, и риск изменения их стоимости не является значительным (см. Примечание 27 в отношении раскрытия кредитных рисков).

**ОАО «НОВАТЭК»**

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

**14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА**

	<u>На 31 декабря 2015 г.</u>	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>
<b>Корпоративные облигации</b>		
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	72'662	56'059
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	47'207	36'409
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	43'725	33'707
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'977	13'956
Облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	-	19'991
<b>Банковские кредиты</b>		
Синдицированная кредитная линия	83'861	83'938
<b>Прочие заемные средства</b>		
Займ от «Фонда Шелкового Пути»	48'619	-
Прочие займы	19'268	-
<b>Итого</b>	<b>329'319</b>	<b>244'060</b>
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(77'269)	(39'361)
<b>Итого долгосрочные заемные средства</b>	<b>252'050</b>	<b>204'699</b>

**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. Облигации выпущены сроком на 10 лет и подлежат погашению в декабре 2022 года.

В феврале 2011 года Группа выпустила долларовые Еврооблигации на общую сумму 1'250 млн долл. США. Еврооблигации были размещены по номинальной стоимости двумя траншами: на сумму 650 млн долл. США сроком погашения 10 лет и ставкой купона 6,604% годовых и на сумму 600 млн долл. США сроком погашения 5 лет и ставкой купона 5,326% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Облигации на сумму 650 млн долл. США подлежат погашению в феврале 2021 года. Облигации на сумму 600 млн долл. США были полностью погашены в соответствии с графиком после отчетной даты в феврале 2016 года.

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

**Облигации.** В октябре 2012 года Группа выпустила трехлетние неконвертируемые рублевые биржевые облигации на сумму 20 млрд рублей со ставкой купона 8,35% годовых. Купонный доход подлежал выплате каждые полгода. В октябре 2015 года облигации были полностью погашены.

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

**Займ от «Фонда Шелкового Пути».** В рамках сделки по продаже 9,9%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ» в декабре 2015 года Группа получила целевой займ от «Фонда Шелкового Пути» для финансирования проекта «Ямал СПГ» (см. Примечание 7).

## ОАО «НОВАТЭК»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

#### 14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В соответствии с МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*» при первоначальном признании займ был отражен по справедливой стоимости, а разница между его справедливой стоимостью и величиной поступлений денежных средств в размере 9'173 млн рублей отражена как доход будущих периодов (см. Примечание 17). Доход будущих периодов будет включен в финансовый результат от продажи 9,9%-ной доли в «Ямале СПГ» в момент закрытия сделки.

Займ подлежит погашению до декабря 2030 года полугодовыми равными платежами, начиная с декабря 2019 года, и предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий. В случае, если сделка по продаже 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ» не будет закрыта, займ должен быть погашен досрочно.

**Прочие займы.** По состоянию на 31 декабря 2015 г. прочие займы представляли займы в рублях, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера. Займы подлежат погашению до конца 2017 года.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая текущую часть, составила 319'191 млн и 212'371 млн рублей на 31 декабря 2015 и 2014 гг. соответственно. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 27). 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 27).

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

<i>Период погашения:</i>	<b>На 31 декабря 2015 г.</b>
С 1 января 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	66'790
С 1 января 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	16'772
С 1 января 2019 г. по 31 декабря 2019 г.	2'115
С 1 января 2020 г. по 31 декабря 2020 г.	4'228
После 31 декабря 2020 г.	162'145
<b>Итого долгосрочные заемные средства</b>	<b>252'050</b>

**Доступные кредитные линии.** По состоянию на 31 декабря 2015 г. Группа располагала доступными возобновляемыми кредитными линиями от российских банков с кредитными лимитами в размере 50 млрд рублей и эквивалента 300 млн долл. США (в феврале 2016 года лимит был увеличен до эквивалента 350 млн долл. США), действующими по сентябрь 2018 года и март 2019 года соответственно, с процентными ставками, определяемыми сторонами на момент привлечения денежных средств. Кредитные линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

#### 15 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

	<b>На 31 декабря 2015 г.</b>	<b>На 31 декабря 2014 г.</b>
Заемные средства со сроком погашения свыше трех месяцев	21'300	1'619
Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев	8'086	-
<b>Итого</b>	<b>29'386</b>	<b>1'619</b>
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	77'269	39'361
<b>Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств</b>	<b>106'655</b>	<b>40'980</b>

**15 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ  
ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

*Заемные средства со сроком погашения свыше трех месяцев.* В октябре 2015 года Группа открыла невозобновляемую кредитную линию в российском банке на сумму 20 млрд рублей и до конца года выбрала всю сумму кредитной линии. Займ подлежит погашению в ноябре 2016 года. Кредитная линия предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. краткосрочные заемные средства включали займы, полученные одним из дочерних обществ Группы от неконтролирующего акционера в размере 1'300 млн и 1'619 млн рублей соответственно.

*Заемные средства со сроком погашения не более трех месяцев.* По состоянию на 31 декабря 2015 г. краткосрочные заемные средства Группы включали займы со сроком погашения до 90 дней, полученные в качестве торгового финансирования под залог денежных поступлений от продажи жидких углеводородов по ряду экспортных контрактов Группы.

**16 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ**

*Планы с установленными взносами.* За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг., общая сумма расходов в отношении отчислений, производимых работодателем за работников в Пенсионный фонд Российской Федерации, составила 1'803 млн и 1'435 млн рублей соответственно.

*Планы с установленными выплатами.* Группа реализует программу выплат работникам после их выхода на пенсию. В соответствии с этой программой работники, которые проработали в Группе более пяти лет и уволились из Группы по достижении пенсионного возраста или позже, после выхода на пенсию будут получать от «НОВАТЭКа» единовременную материальную помощь и пожизненные ежемесячные выплаты, которые прекращаются в случае их трудоустройства. Суммы выплат, которые должны быть сделаны, зависят от средней заработной платы работника, стажа работы и региона, где находилось рабочее место сотрудника.

Программа представляет собой не обеспеченный активами план с установленными выплатами и учитывается в соответствии с положениями МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам». Текущая стоимость установленных пенсионных обязательств отражается по статье «прочие долгосрочные обязательства» консолидированного отчета о финансовом положении. Влияние программы на консолидированную финансовую отчетность раскрывается далее.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**16 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
<b>На 1 января</b>	<b>1'167</b>	<b>1'627</b>
Расходы в виде процентов	152	104
Текущие расходы по пенсионной программе	83	164
Выплачено пенсий	(88)	(84)
Пересмотр пенсионного плана	(51)	-
Актуарные прибыли (убытки), возникающие в результате:		
- изменений финансовых допущений	595	(967)
- изменений демографических допущений	37	190
- корректировок на основе опыта	10	133
<b>На 31 декабря</b>	<b>1'905</b>	<b>1'167</b>
<i>Затраты по программе выплат работникам были включены в:</i>		
Материалы, услуги и прочие расходы (как вознаграждения работникам)	107	130
Общехозяйственные и управленческие расходы (как вознаграждения работникам)	128	138
Прочий совокупный (доход) расход	642	(644)

Далее приведены основные принятые актуарные допущения:

	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Средневзвешенная ставка дисконтирования	10,0%	14,1%
Прогнозируемое ежегодное увеличение вознаграждений работников	5,6%	4,6%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	5,6%	5,1%

Предполагаемые темпы роста средней заработной платы и пенсионных выплат работникам Группы рассчитаны с учетом прогноза уровня инфляции, анализа темпов роста заработной платы в прошлые периоды и политики Группы по вознаграждению работников. Прогноз уровня инфляции предполагает снижение с 8,7% в 2016 году до 5,2% в 2020 и последующих годах.

Допущения относительно продолжительности жизни основаны на статистических таблицах смертности за 2010 год, выпущенных Государственным комитетом Российской Федерации по статистике и скорректированных с учетом ожидаемого улучшения продолжительности жизни в будущих периодах, которые руководство считает наиболее надежными и достоверными из всех когда-либо составленных таблиц смертности населения России.

По оценкам руководства Группы возможные изменения наиболее важных актуарных допущений не будут иметь существенного влияния на консолидированный отчет о прибылях и убытках или консолидированный отчет о совокупном доходе, а также на обязательства, признанные в консолидированном отчете о финансовом положении.

## ОАО «НОВАТЭК»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

## 17 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
<b>Финансовые обязательства</b>		
Торговая кредиторская задолженность	23'989	16'347
Прочая кредиторская задолженность	3'401	3'919
Проценты, подлежащие уплате	3'100	3'028
Производные товарные инструменты	2'355	1'831
<b>Нефинансовые обязательства</b>		
Доходы будущих периодов	9'173	-
Авансы, полученные от покупателей	4'099	3'315
Прочая задолженность и начисленные обязательства	1'924	1'912
Задолженность по заработной плате	494	226
<b>Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства</b>	<b>48'535</b>	<b>30'578</b>

По состоянию на 31 декабря 2015 г. доходы будущих периодов представляли собой корректировку при первоначальном признании займа от «Фонда Шелкового Пути» по справедливой стоимости, (см. Примечание 14).

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 27.

## 18 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

**Уставный капитал.** Размещенный и оплаченный уставный капитал состоял из 3'036'306'000 обыкновенных акций с номинальной стоимостью 0,1 рублей за акцию по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10'593'682'000 штук по состоянию на обе даты.

**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 ОАО «НОВАТЭК» в форме Глобальных Депозитарных Расписок («ГДР») на Лондонской фондовой бирже и обыкновенные акции на Московской Бирже ММВБ-РТС через независимых брокеров. По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. на балансе Группы находилось (в форме обыкновенных акций и ГДР) 17,2 млн и 15,9 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 5'997 млн и 5'222 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участия в голосовании.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг., Группа приобрела суммарно 1,3 млн и 7,7 млн обыкновенных акций (в форме ГДР) на общую сумму 775 млн и 2'816 млн рублей соответственно.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**18 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

*Дивиденды.* Суммы объявленных и выплаченных дивидендов (включая налог на дивиденды) представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	1	2
Дивиденды объявленные (*)	35'640	28'966
Дивиденды выплаченные (*)	(35'640)	(28'967)
<b>Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 31 декабря</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	11,80	9,59
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	118,0	95,90

(\*) – исключая выкупленные собственные акции.

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в течение 2015 и 2014 годов, представлены ниже:

Окончательные за 2014 год: 5,20 руб. на акцию или 52,0 руб. на ГДР объявлены в апреле 2015 года	15'789
Промежуточные за 2015 год: 6,60 руб. на акцию или 66,0 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2015 года	20'040
<b>Итого дивиденды, объявленные в 2015 году</b>	<b>35'829</b>
Окончательные за 2013 год: 4,49 руб. на акцию или 44,9 руб. на ГДР объявлены в апреле 2014 года	13'633
Промежуточные за 2014 год: 5,10 руб. на акцию или 51,0 руб. на ГДР объявлены в октябре 2014 года	15'485
<b>Итого дивиденды, объявленные в 2014 году</b>	<b>29'118</b>

*Чистая прибыль, подлежащая распределению.* В соответствии с законодательством Российской Федерации «НОВАТЭК» распределяет прибыль в виде выплаты дивидендов или переводит их в состав резервов (фондов) на основании бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета и составления отчетности в Российской Федерации. Российское законодательство устанавливает в качестве базы для распределения чистую прибыль. На 31 декабря 2015 и 2014 гг. сальдо накопленной нераспределенной прибыли с учетом чистой прибыли соответствующих годов составило 260'842 млн и 212'567 млн рублей соответственно.

Накопленная прибыль, подлежащая распределению в соответствии с действующим законодательством, состоит из сумм, подлежащих распределению в соответствии с применимым законодательством и отраженных в бухгалтерской отчетности отдельных обществ Группы. Эти суммы могут существенно отличаться от сумм, рассчитанных в соответствии с МСФО.

**ОАО «НОВАТЭК»**

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

**19 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Природный газ	222'180	230'447
Нафта	95'588	62'280
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	61'902	23'522
Стабильный газовый конденсат	43'997	3'797
Сжиженный углеводородный газ	33'467	24'401
Сырая нефть	14'873	11'226
<b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>	<b>472'007</b>	<b>355'673</b>

**20 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	86'025	92'494
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	29'273	16'007
Транспортировка продуктов переработки газового конденсата и стабильного газового конденсата танкерами	13'378	4'749
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	1'476	1'223
Прочие	77	38
<b>Итого транспортные расходы</b>	<b>130'229</b>	<b>114'511</b>

**21 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Нестабильный газовый конденсат	91'078	26'669
Природный газ	27'715	24'801
Прочие жидкие углеводороды	1'711	1'126
<b>Итого покупка природного газа и жидких углеводородов</b>	<b>120'504</b>	<b>52'596</b>

Группа покупает у своего совместного предприятия ЗАО «Нортгаз» 50% объемов добываемого им природного газа и с мая 2015 года – весь объем добываемого своим совместным предприятием ЗАО «Тернефтегаз» природного газа (см. Примечание 30).

Группа покупает природный газ и сжиженный углеводородный газ у своей связанной стороны ПАО «СИБУР Холдинг» по ценам, основанным на рыночных ценах региона покупки (см. Примечание 30).

Группа покупает у своих совместных предприятий «Нортгаза», ООО «СеверЭнергия» (его 100%-ного дочернего общества ОАО «Арктикгаз») и «Тернефтегаза» (с мая 2015 года) весь добываемый ими нестабильный газовый конденсат по рыночным ценам региона добычи, основываясь на мировых котировках цен на нефть, и продукты переработки газового конденсата с поправкой на качество сырья и с учетом тарифов на его транспортировку и переработку (см. Примечание 30).



**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**22 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ**

Помимо налога на прибыль Группа выплачивает налоги, представленные ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Налог на добычу полезных ископаемых	33'656	26'962
Налог на имущество	2'603	2'095
Прочие налоги	371	279
<b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b>	<b>36'630</b>	<b>29'336</b>

**23 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Вознаграждения работникам	9'766	7'147
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	1'347	1'009
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	1'175	1'205
Расходы на командировки сотрудников	634	423
Услуги по ремонту и эксплуатации	458	215
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	313	291
Расходы на страхование	306	280
Расходы на рекламу	253	461
Прочие	911	800
<b>Итого общехозяйственные и управленческие расходы</b>	<b>15'163</b>	<b>11'831</b>

**Вознаграждение аудитора.** АО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» оказывало услуги Группе в качестве независимого внешнего аудитора ОАО «НОВАТЭК» в течение каждого отчетного финансового года. Независимый внешний аудитор назначается на ежегодном общем собрании акционеров на основании рекомендации Совета директоров. Сводные данные о затратах на аудиторские и прочие услуги, оказанные «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» материнской компании Группы и включенные в состав статьи юридические, аудиторские и консультационные услуги, представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Вознаграждение за аудиты ОАО «НОВАТЭК» (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, обязательный аудит материнской компании)	31	31
Вознаграждение за прочие услуги	10	12
<b>Итого вознаграждение аудитора</b>	<b>41</b>	<b>43</b>

**ОАО «НОВАТЭК»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности  
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**24 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Вознаграждения работникам	5'866	4'862
Услуги по ремонту и эксплуатации	1'959	2'026
Комплекс услуг по подготовке, транспортировке и переработке углеводородов	1'756	807
Сырье и материалы	1'305	879
Расходы на электроэнергию и топливо	938	845
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	768	95
Расходы на охрану объектов	470	392
Расходы на транспортировку	452	422
Расходы на аренду	59	633
Прочие	513	481
<b>Итого материалы, услуги и прочие расходы</b>	<b>14'086</b>	<b>11'442</b>

**25 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	11'110	7'945
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	3'439	1'366
<b>Подитог</b>	<b>14'549</b>	<b>9'311</b>
Минус: капитализированные проценты	(6'047)	(3'837)
<b>Расходы в виде процентов по заемным средствам</b>	<b>8'502</b>	<b>5'474</b>
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	290	248
<b>Итого расходы в виде процентов</b>	<b>8'792</b>	<b>5'722</b>

<i>Доходы в виде процентов</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Доходы в виде процентов по займам выданным	11'206	4'378
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	1'416	685
<b>Итого доходы в виде процентов</b>	<b>12'622</b>	<b>5'063</b>

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**25 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

<i>Курсовые разницы</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Положительные курсовые разницы	72'303	63'811
Отрицательные курсовые разницы	(81'810)	(89'692)
<b>Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто</b>	<b>(9'507)</b>	<b>(25'881)</b>

**26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ**

*Сверка налога на прибыль.* Ниже в таблице приводится сверка между фактическим расходом по налогу на прибыль и теоретическим налогом на прибыль, рассчитанным при помощи применения законодательно установленной ставки налога к сумме прибыли до налога на прибыль.

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Прибыль до налога на прибыль	92'941	52'843
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 20%	18'588	10'569
Причины увеличения (уменьшения):		
Постоянные разницы в отношении доли Группы в убытках совместных предприятий	6'098	5'635
Затраты, не принимаемые для уменьшения налогооблагаемой базы	515	575
Налогообложение российских дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(25)	(32)
Налогообложение иностранных дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(483)	858
Отложенные налоги, связанные с активами, предназначенными для продажи (см. Примечание 7)	(4'316)	-
Постоянные разницы в отношении прибыли от выбытия долей владения в совместных предприятиях	(396)	-
Налоговые льготы по реализации приоритетных инвестиционных проектов	(1'183)	(1'264)
Дивиденды к получению от совместных предприятий по ставке ноль процентов	-	(370)
Прочие постоянные разницы	24	(43)
<b>Итого расходы по налогу на прибыль</b>	<b>18'822</b>	<b>15'928</b>

Ряд инвестиционных проектов Группы был включен органами власти в перечень приоритетных проектов, по которым Группа применила пониженную ставку налога на прибыль в размере 15,5%.

Составляющие текущего налога на прибыль по деятельности Группы в Российской Федерации и за рубежом были:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Налог на прибыль в соответствии с российским законодательством	21'837	15'925
Налог на прибыль иностранных дочерних обществ	943	326
<b>Итого расходы по текущему налогу на прибыль</b>	<b>22'780</b>	<b>16'251</b>

## 26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Эффективная ставка налога на прибыль.** Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2015 и 2014 годах составила 20%. За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 20,3% и 30,1% соответственно.

В составе прибыли (убытка) до налога на прибыль Группа признает долю в чистых прибылях (убытках) совместных предприятий, которые, влияя на консолидированную прибыль Группы, не приводят к дополнительным расходам (экономии) по налогу на прибыль на уровне Группы, так как отражены в финансовой отчетности совместных предприятий за вычетом налога на прибыль. При этом доля Группы в каждом из совместных предприятий составляет не менее 50%, в результате чего дивиденды, получаемые Группой от таких компаний, облагаются налогом на дивиденды по нулевой ставке согласно действующему российскому налоговому законодательству. Кроме того, за год, закончившийся 31 декабря 2015 г., Группа признала отложенный налоговый актив в сумме 4'316 млн рублей в связи с ожидаемым выбытием 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ» (см. Примечание 7).

Без учета влияния прибыли (убытка) и дивидендов от совместных предприятий, а также отложенного налогового актива, связанного с 9,9%-ной долей владения в «Ямале СПГ», предназначенной для продажи, эффективная ставка налога на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг., составила 18,7% и 19,7% соответственно.

Группа подает единую консолидированную декларацию по налогу на прибыль в соответствии с российским налоговым законодательством, как раскрыто в учетной политике.

**Отложенный налог на прибыль.** Различия между МСФО и российским налоговым законодательством приводят к определенным временным разницам между активами и обязательствами, отраженными в финансовой отчетности с одной стороны, и составляющими базу для определения налога на прибыль с другой стороны.

В консолидированном отчете о финансовом положении информация по отложенному налогу на прибыль представлена следующим образом:

	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	11'183	4'651
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(23'706)	(21'063)
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(12'523)</b>	<b>(16'412)</b>

Активы по отложенному налогу на прибыль, подлежащие возмещению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. составляли 5'193 млн и 522 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали погашению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг., составляли 212 млн и 356 млн рублей соответственно.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Изменение активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг., представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2015 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на отчет о совокупном доходе	На 31 декабря 2014 г.
Основные средства	(25'286)	(3'341)	(2)	(21'943)
Нематериальные активы	(379)	(126)	-	(253)
Прочие	(2'073)	(1'220)	(16)	(837)
<b>Обязательства</b>				
<b>по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(27'738)</b>	<b>(4'687)</b>	<b>(18)</b>	<b>(23'033)</b>
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>4'032</i>	<i>2'062</i>	<i>-</i>	<i>1'970</i>
<b>Итого обязательства</b>				
<b>по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(23'706)</b>	<b>(2'625)</b>	<b>(18)</b>	<b>(21'063)</b>
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	3'160	1'346	4	1'810
Займы выданные	4'236	1'293	-	2'943
Товарно-материальные запасы	545	(172)	(2)	719
Активы, предназначенные для продажи	4'316	4'316	-	-
Обязательства по ликвидации активов	830	532	-	298
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'944	1'347	(67)	664
Прочие	184	(17)	14	187
<b>Активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>15'215</b>	<b>8'645</b>	<b>(51)</b>	<b>6'621</b>
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(4'032)</i>	<i>(2'062)</i>	<i>-</i>	<i>(1'970)</i>
<b>Итого активы</b>				
<b>по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>11'183</b>	<b>6'583</b>	<b>(51)</b>	<b>4'651</b>
<b>Чистые обязательства</b>				
<b>по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(12'523)</b>	<b>3'958</b>	<b>(69)</b>	<b>(16'412)</b>

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

	На 31 декабря 2014 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на отчет о совокупном доходе	На 31 декабря 2013 г.
Основные средства	(21'943)	(2'849)	(4)	(19'090)
Нематериальные активы	(253)	72	-	(325)
Прочие	(837)	234	(42)	(1'029)
<b>Обязательства</b>				
<b>по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(23'033)</b>	<b>(2'543)</b>	<b>(46)</b>	<b>(20'444)</b>
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>1'970</i>	<i>(255)</i>	<i>-</i>	<i>2'225</i>
<b>Итого обязательства</b>				
<b>по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(21'063)</b>	<b>(2'798)</b>	<b>(46)</b>	<b>(18'219)</b>
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	1'810	110	8	1'692
Займы выданные	2'943	2'546	-	397
Товарно-материальные запасы	719	162	1	556
Обязательства по ликвидации активов	298	(382)	-	680
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	664	536	(23)	151
Прочие	187	(106)	30	263
<b>Активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>6'621</b>	<b>2'866</b>	<b>16</b>	<b>3'739</b>
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(1'970)</i>	<i>255</i>	<i>-</i>	<i>(2'225)</i>
<b>Итого активы</b>				
<b>по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>4'651</b>	<b>3'121</b>	<b>16</b>	<b>1'514</b>
<b>Чистые обязательства</b>				
<b>по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(16'412)</b>	<b>323</b>	<b>(30)</b>	<b>(16'705)</b>

По состоянию на 31 декабря 2015 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 3'160 млн рублей (на 31 декабря 2014 г.: 1'810 млн рублей) в виде налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, в размере 17'400 млн рублей (на 31 декабря 2014 г.: 9'050 млн рублей). Налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на размер налоговых убытков, перенесенных на будущее, в течение 10 лет с момента начисления, с учетом некоторых ограничений. Руководство делает некоторые оценки и допущения при определении будущей налогооблагаемой прибыли и суммы возможных налоговых вычетов, в том числе при определении способности Группы получить достаточную для зачета налоговых вычетов сумму налогооблагаемой прибыли и временного периода, в котором эти налоговые вычеты могут быть зачтены.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА**

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

<i>Финансовые активы</i>	На 31 декабря 2015 г.		На 31 декабря 2014 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<b><i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i></b>				
Займы выданные	13'105	-	5'254	8'107
Торговая и прочая дебиторская задолженность	16'748	37'564	5'775	34'592
Денежные средства на специальных счетах	-	6'477	-	1'098
Денежные средства и их эквиваленты	-	29'187	-	41'318
Прочие	10	-	7	2
<b><i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i></b>				
Займы выданные	200'946	-	83'113	-
Производные товарные инструменты	1'511	5'039	1'871	2'758
<b>Итого финансовые активы</b>	<b>232'320</b>	<b>78'267</b>	<b>96'020</b>	<b>87'875</b>
<b><i>Финансовые обязательства</i></b>				
<b><i>По амортизируемой стоимости</i></b>				
Долгосрочные заемные средства	252'050	77'269	204'699	39'361
Краткосрочные заемные средства	-	29'386	-	1'619
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	30'490	2'194	23'294
<b><i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i></b>				
Производные товарные инструменты	368	2'355	192	1'831
<b>Итого финансовые обязательства</b>	<b>252'418</b>	<b>139'500</b>	<b>207'085</b>	<b>66'105</b>

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

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

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

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

## 27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	6'550	4'629
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(2'723)	(2'023)
	<b>За год, закончившийся 31 декабря:</b>	
	<b>2015</b>	<b>2014</b>
<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>		
Операционный доход от торговли природным газом за рубежом	206	927
Изменение справедливой стоимости	(1'006)	2'093

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

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	<b>За год, закончившийся 31 декабря:</b>	
	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Увеличение на 10%	(612)	(609)
Снижение на 10%	612	609

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



**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

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

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
<b>На 1 января</b>	<b>88'726</b>	<b>46'718</b>
Предоставление займов	104'076	34'746
Погашение займов	(1'160)	(12'045)
Переоценка по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение инвестиций Группы в совместные предприятия (см. Примечание 7)	(14'185)	(5'318)
Последующая переоценка по справедливой стоимости, отраженная через прибыли или убытки, как:		
– Доходы в виде процентов (с использованием метода «эффективной процентной ставки»)	9'596	3'720
– Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	39'588	41'110
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	(10'505)	(20'205)
<b>На 31 декабря</b>	<b>216'136</b>	<b>88'726</b>

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

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Увеличение на 1%	(12'034)	(5'353)
Снижение на 1%	12'924	5'789

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

Основные положения политики Группы по управлению рисками ставят своей целью выявление и анализ рисков, с которыми сталкивается Группа, с целью 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.

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

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

*(а) Риск колебания курсов иностранных валют*

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

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

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

<i>На 31 декабря 2015 г.</i>	<b>Российский рубль</b>	<b>Доллар США</b>	<b>Евро</b>	<b>Прочие</b>	<b>Итого</b>
<b><i>Финансовые активы</i></b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	13'105	90'650	110'296	-	214'051
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'341	11'515	2'862	30	16'748
Производные товарные инструменты	-	-	1'511	-	1'511
Прочие	-	-	-	10	10
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	19'160	14'665	3'058	681	37'564
Производные товарные инструменты	-	-	5'039	-	5'039
Денежные средства на специальных счетах	-	-	6'477	-	6'477
Денежные средства и их эквиваленты	10'171	7'223	11'499	294	29'187
<b><i>Финансовые обязательства</i></b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(33'246)	(218'804)	-	-	(252'050)
Производные товарные инструменты	-	-	(368)	-	(368)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(77'269)	-	-	(77'269)
Краткосрочные заемные средства	(21'300)	-	(8'086)	-	(29'386)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(20'243)	(7'653)	(2'373)	(221)	(30'490)
Производные товарные инструменты	-	-	(2'355)	-	(2'355)
<b>Подверженность риску (нетто)</b>	<b>(30'012)</b>	<b>(179'673)</b>	<b>127'560</b>	<b>794</b>	<b>(81'331)</b>

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

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

<i>На 31 декабря 2014 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
<b>Финансовые активы</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	5'254	66'835	16'278	-	88'367
Торговая и прочая дебиторская задолженность	578	4'938	234	25	5'775
Производные товарные инструменты	-	-	1'871	-	1'871
Прочие	-	-	-	7	7
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	19'273	11'884	2'782	653	34'592
Краткосрочные займы выданные	8'107	-	-	-	8'107
Производные товарные инструменты	-	-	2'758	-	2'758
Денежные средства на специальных счетах	-	-	1'098	-	1'098
Денежные средства и их эквиваленты	14'854	11'663	14'191	610	41'318
Прочие	-	2	-	-	2
<b>Финансовые обязательства</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(13'956)	(190'743)	-	-	(204'699)
Производные товарные инструменты	-	-	(192)	-	(192)
Прочие	-	(2'194)	-	-	(2'194)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(19'991)	(19'370)	-	-	(39'361)
Краткосрочные заемные средства	(1'619)	-	-	-	(1'619)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(13'005)	(7'021)	(3'159)	(109)	(23'294)
Производные товарные инструменты	-	-	(1'831)	-	(1'831)
<b>Подверженность риску (нетто)</b>	<b>(505)</b>	<b>(124'006)</b>	<b>34'030</b>	<b>1'186</b>	<b>(89'295)</b>

В соответствии с требованиями МСФО Группа представляет информацию о рыночных рисках и потенциальной подверженности возможным убыткам от использования финансовых инструментов в виде анализа чувствительности.

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает возможные убытки от изменения справедливой стоимости финансовых инструментов, которые возникнут в случае увеличения курсов валют на 10 процентов, при том, что портфель инструментов и другие переменные остаются неизменными по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. соответственно:

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	Увеличение курсов валют	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2015	2014
российский рубль / доллар США	10%	(17'967)	(12'401)
российский рубль / евро	10%	12'756	3'403

Эффект от снижения курсов валют на 10% примерно равен и противоположен по знаку.

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

*(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.** Будучи независимым производителем 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 сильному влиянию цен, устанавливаемых федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющим государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий топливно-энергетического комплекса и транспорта.

С 1 января 2014 г. по 30 июня 2015 г. регулируемые цены на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке (кроме населения), не изменялись. С 1 июля 2015 г. цены на природный газ были увеличены в среднем на 7,5%.

Согласно Прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации, опубликованному Министерством экономического развития Российской Федерации в октябре 2015 года, оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке (кроме населения) в июле 2016, 2017 и 2018 годов будут увеличены в среднем на 2%, на 3% и на 3% соответственно. В настоящее время Правительство Российской Федерации обсуждает различные варианты темпов роста цен на природный газ на внутреннем рынке в последующие годы.

Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ в Российской Федерации ограничен, и не использует товарные производные финансовые инструменты в торговых целях. Все контракты Группы на покупку и продажу природного газа на российском рынке заключены с целью обеспечения договорных обязательств по поставкам либо для собственного потребления и не попадают под действие МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка». Однако для эффективного управления маржой, получаемой от реализации природного газа, руководство установило целевые показатели объемов, продаваемых трейдерам на точке врезки, конечным покупателям и на бирже природного газа.

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

Покупка и продажа природного газа и соответствующих производных финансовых инструментов за рубежом осуществляется 100%-ным дочерним обществом Группы, компанией Novatek Gas & Power GmbH, и управляется в рамках интегрированной трейдинговой функции.

**Жидкие углеводороды.** Группа реализует свои нефть, стабильный газовый конденсат и продукты переработки газового конденсата по спот-контрактам. Реализация нефти и стабильного газового конденсата на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона, Европы и США основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent IPE или Dubai и/или на нефть марки Naphtha Japan и Naphtha CIF NWE или их комбинации плюс премия или минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация прочих продуктов переработки газового конденсата осуществляется преимущественно на европейском рынке и основывается на сопоставимых котировках цен на керосин марки Jet CIF NWE, газойл марки CIF NWE 0,1% и мазут марки CIF NWE 1% плюс премия или минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация нефти на экспорт основана на сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent dated минус дисконт, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке.

## 27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

### (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. Для того, чтобы снизить данный риск, казначейское подразделение Группы производит 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.

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). Руководство не имеет установленной формальной политики по определению того, насколько сильно Группа может быть подвержена влиянию рисков фиксированных или переменных процентных ставок. Однако в процессе привлечения новых заимствований руководство принимает решение, какая ставка (фиксированная или переменная) будет более выгодна в течение ожидаемого периода привлечения средств до их погашения, основываясь на своем профессиональном суждении.

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 31 декабря 2015 г.		На 31 декабря 2014 г.	
	млн рублей	Процент	млн рублей	Процент
С фиксированной ставкой	254'276	71%	161'741	66%
С переменной ставкой	104'429	29%	83'938	34%
<b>Итого заемные средства</b>	<b>358'705</b>	<b>100%</b>	<b>245'679</b>	<b>100%</b>

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.

Финансовые результаты Группы чувствительны к изменениям процентных ставок в части заимствований Группы с переменной процентной ставкой. Если бы процентные ставки, применимые к заемным средствам с переменной процентной ставкой увеличились на 100 базисных пунктов (один процент), предполагая, что все остальные переменные остались неизменными, прибыль до налога на прибыль уменьшилась бы на суммы, указанные ниже:

Эффект на прибыль до налога на прибыль	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Увеличение на 100 базисных пунктов	1'044	839

## 27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Эффект, возникающий при соответствующем снижении на 100 базисных пунктов процентных ставок, примерно равен и противоположен по знаку.

Группа рассматривает различные способы управления денежными потоками, связанными с риском изменения процентных ставок, путем использования комбинации фиксированной и переменной процентной ставки. Никаких своп контрактов или других аналогичных инструментов по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. и за годы, закончившиеся на указанные даты, не использовалось.

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

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

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

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

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

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

Ниже представлена торговая и прочая дебиторская задолженность Группы в соответствии с основными мировыми рейтингами, присвоенными ее контрагентам и/или их материнским компаниям:

<i>Moody's, Fitch и/или Standard &amp; Poor's</i>	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
С рейтингом инвестиционной категории	13'143	10'661
Без рейтинга инвестиционной категории	8'880	10'377
Без независимого рейтинга	15'541	13'554
<b>Итого торговая и прочая дебиторская задолженность</b>	<b>37'564</b>	<b>34'592</b>

## 27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлены денежные средства и их эквиваленты Группы в соответствии с основными мировыми рейтингами, присвоенными банкам и/или их материнским компаниям, в которых эти средства размещены:

<i>Moody's, Fitch и/или Standard &amp; Poor's</i>	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
С рейтингом инвестиционной категории	24'542	31'909
Без рейтинга инвестиционной категории	4'627	9'394
Без независимого рейтинга	18	15
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>29'187</b>	<b>41'318</b>

Кредитные рейтинги инвестиционного уровня соответствуют от Aaa до Baa3 по Moody's Investors Service, от AAA до BBB- по Fitch Ratings и Standard & Poor's.

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

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

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

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

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

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

<i>На 31 декабря 2015 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	71'816	14'000	7'605	170'958	264'379
<i>Проценты</i>	11'288	9'531	26'798	20'049	67'666
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	34'938	52'906	16'819	-	104'663
<i>Проценты</i>	1'644	867	144	-	2'655
Торговая и прочая кредиторская задолженность	30'490	-	-	-	30'490
<b>Итого финансовые обязательства</b>	<b>150'176</b>	<b>77'304</b>	<b>51'366</b>	<b>191'007</b>	<b>469'853</b>

*На 31 декабря 2014 г.*

Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	21'619	33'755	14'000	92'826	162'200
<i>Проценты</i>	9'451	6'886	15'251	11'086	42'674
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i>	19'474	25'965	38'948	-	84'387
<i>Проценты</i>	1'577	1'120	689	-	3'386
Торговая и прочая кредиторская задолженность	23'294	2'194	-	-	25'488
<b>Итого финансовые обязательства</b>	<b>75'415</b>	<b>69'920</b>	<b>68'888</b>	<b>103'912</b>	<b>318'135</b>

По состоянию на 31 декабря 2014 г. величина финансовой гарантии, выданной Группой в пользу банка по обязательствам совместного предприятия Группы ООО «Ямал развитие», составляла 400 млн долл. США. В октябре 2015 года «Ямал развитие» погасил свои обязательства.

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

<i>На 31 декабря 2015 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Приток денежных средств	36'518	27'380	65'825	37'164	166'887
Отток денежных средств	(33'838)	(26'067)	(65'889)	(37'278)	(163'072)
<b>Чистые денежные потоки</b>	<b>2'680</b>	<b>1'313</b>	<b>(64)</b>	<b>(114)</b>	<b>3'815</b>
<i>На 31 декабря 2014 г.</i>					
Приток денежных средств	41'577	30'184	80'972	72'787	225'520
Отток денежных средств	(40'611)	(29'120)	(80'628)	(72'388)	(222'747)
<b>Чистые денежные потоки</b>	<b>966</b>	<b>1'064</b>	<b>344</b>	<b>399</b>	<b>2'773</b>



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

**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 31 декабря 2014 г. Группе были присвоены кредитные рейтинги инвестиционного уровня: Baa3 (прогноз стабильный) согласно Moody's Investors Service, BBB- (прогноз стабильный) агентством Fitch Ratings, а также кредитный рейтинг BBB- (прогноз негативный) согласно Standard & Poor's. В феврале 2015 года вслед за снижением суверенного кредитного рейтинга Российской Федерации агентствами Standard & Poor's и Moody's Investors Service, кредитный рейтинг Группы также был снижен до неинвестиционного уровня BB+ (прогноз негативный) и Ba1 (прогноз негативный) соответственно. В целях поддержания данных кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

Группа управляет своей ликвидностью на общекорпоративной основе с целью поддержания адекватного уровня финансирования, достаточного для удовлетворения операционных потребностей Группы. Все заемные средства, необходимые для финансирования 100%-ных дочерних обществ «НОВАТЭКа», привлекаются из внешних источников на уровне материнской компании, а финансирование компаний Группы происходит посредством предоставления внутригрупповых займов либо дополнительных вкладов в уставный капитал.

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

Группа определяет термин «капитал» как капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», плюс чистый долг (общая сумма задолженности по займам минус денежные средства и их эквиваленты). В течение 2015 года изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. капитал Группы составлял 755'597 млн и 589'116 млн рублей соответственно.

**28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

**Условия ведения деятельности.** Экономике Российской Федерации по-прежнему присущи некоторые характерные особенности развивающегося рынка. К таким характерным особенностям относятся, в числе прочих, отсутствие на практике свободной конвертации национальной валюты в большинстве стран за пределами Российской Федерации и относительно высокий уровень инфляции. Кроме того, российская экономика в значительной мере подвержена влиянию мировых цен на нефть и газ, поэтому существенное снижение цен на нефть в 2014 и 2015 годах оказало и продолжает оказывать негативное влияние на экономику Российской Федерации. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и частым изменениям. Также организации, осуществляющие свою деятельность на территории Российской Федерации в настоящее время, сталкиваются и с другими фискальными и нормативно-правовыми препятствиями. Направление экономического развития Российской Федерации во многом зависит от эффективности мер, предпринимаемых Правительством в сфере экономики, финансов и монетарной политики, а также совершенствования системы налогообложения, законодательно-правовой базы и развития политических процессов.

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

**28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

События на Украине в течение 2014 и 2015 годов и последующая негативная реакция мирового сообщества оказывали и могут продолжать оказывать негативное влияние на российскую экономику, включая усложнение привлечения международного финансирования, обесценение национальной валюты и высокую инфляцию. Эти и другие события в случае эскалации могут оказать существенное негативное влияние на условия ведения деятельности в Российской Федерации.

**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 ОАО «НОВАТЭК». Список запрещает гражданам и юридическим лицам США и лицам, находящимся на территории США, предоставлять новое финансирование Группе на срок более 90 дней, однако все прочие сделки и операции, включая финансовые, осуществляемые гражданами и юридическими лицами США и на территории США с Группой, не запрещаются. Включение в Список не повлияло на деятельность Группы в любой юрисдикции, а также не влияет на активы, размещенные акции и заемные средства Группы.

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

Группа совместно с иностранными партнерами планирует привлекать необходимое совместным предприятиям финансирование на рынках капитала и у кредиторов за пределами США.

**Договорные обязательства по капитальным вложениям.** По состоянию на 31 декабря 2015 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 23 млрд рублей (на 31 декабря 2014 г.: 27,8 млрд рублей) преимущественно на разработку и обустройство Ярудейского (до конца 2017 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2018 года), Салмановского (Утреннего) (до конца 2016 года), Юрхаровского (до конца 2018 года), Ханчейского (до конца 2017 года) и Северо-Русского (до конца 2017 года) месторождений.

**Обязательства по финансированию совместных предприятий.** На 31 декабря 2015 г. у Группы имеются неотраженные в отчете о финансовом положении обязательства предоставить финансирование своим совместным предприятиям в случае поступления требования (cash calls) на общую недисконтированную сумму 77 млн евро в течение 2016 года.

**Нефинансовые гарантии.** Общая величина нефинансовых гарантий, относящаяся к Проекту «Ямал СПГ», выданных Группой ряду третьих лиц (Министерству Финансов Российской Федерации, подрядчикам по строительству СПГ-завода, судовладельцам СПГ-танкеров, владельцам СПГ-терминалов и иностранным банкам) по обязательствам совместного предприятия Группы ОАО «Ямал СПГ» и его дочернего общества с различными сроками действия, зависящими от даты начала предоставления проектного финансирования, загрузки определенного количества СПГ-танкеров и других событий, связанных с началом коммерческого производства СПГ, составила 3,6 млрд долл. США и 103 млн евро по состоянию на 31 декабря 2015 г. и 1,7 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2014 г. Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по указанным договорам нефинансовых гарантий, не является вероятным, соответственно резерв под эти обязательства в консолидированной финансовой отчетности создан не был.

**28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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

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

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Нефтегазовые месторождения и лицензионные участки Группы находятся на территории ЯНАО. Лицензии на них выдаются Федеральным агентством по недропользованию Российской Федерации, при этом Группа уплачивает налог на добычу полезных ископаемых при добыче сырой нефти, природного газа и нестабильного газового конденсата на этих месторождениях и осуществляет регулярные платежи за пользование недрами. Основные имеющиеся у Группы и ее совместных предприятий лицензии и сроки их действия перечислены ниже:

Месторождение	Владелец лицензии	Действительна до
<i>Дочерние общества:</i>		
Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2034
Салмановское (Утреннее)	ООО «Арктик СПГ 2»	2031
Геофизическое	ООО «Арктик СПГ 1»	2034
Восточно-Таркосалинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2043
Северо-Русское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2031
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2044
Восточно-Тазовское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2033
Уренгойское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2059
Добровольское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2059
Ярудейское	ООО «Яргео»	2029
Мало-Ямальское	ООО «НОВАТЭК-Ярсаленнефтегаз»	2034
<i>Совместные предприятия:</i>		
Южно-Тамбейское	ОАО «Ямал СПГ»	2045
Уренгойское (Самбургский и Ево-Яхинский лицензионные участки)	ОАО «Арктикгаз» <sup>(*)</sup>	2034
Яро-Яхинское	ОАО «Арктикгаз»	2034
Самбургское	ОАО «Арктикгаз»	2034
Северо-Часельское	ОАО «Арктикгаз»	до полной отработки месторождения
Северо-Уренгойское	ЗАО «Нортгаз»	2038
Термокарстовое	ЗАО «Тернефтегаз»	2097

(\*) Дочернее общество ООО «СеверЭнергия».

Руководство полагает, что по действующему законодательству Группа имеет право продлить сроки действия лицензий после истечения первоначально установленных сроков и намерено воспользоваться этим правом по всем имеющимся месторождениям.

**Обязательства по охране окружающей среды.** Группа осуществляет деятельность в нефтегазовом секторе Российской Федерации в течение многих лет. Применение законодательства по охране окружающей среды в Российской Федерации 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.

## ОАО «НОВАТЭК»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

## 28 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 финансовой отчетности.

## 29 КРУПНЕЙШИЕ ДОЧЕРНИЕ ОБЩЕСТВА И СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия Группы по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. и соответствующие эффективные доли владения в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основной вид деятельности
	2015	2014		
<b>Дочерние общества:</b>				
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «Яргео»	51	51	Россия	Разведка, разработка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	100	100	Россия	Завод стабилизации газового конденсата
ООО «НОВАТЭК-Трансервис»	100	100	Россия	Услуги по транспортировке
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	100	100	Россия	Комплекс по фракционированию и перевалке
ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы»	100	100	Россия	Управление розничной и мелкооптовой торговлей
ООО «НОВАТЭК-Челябинск»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Кострома»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Пермь»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК Московская область»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
Novatek Gas & Power GmbH	100	100	Швейцария	Торговля и маркетинг
Novatek Gas & Power Asia PTE. Ltd	100	100	Сингапур	Торговля и маркетинг
Novatek Polska Sp. z o.o.	100	100	Польша	Торговля и маркетинг
<b>Совместные предприятия:</b>				
ОАО «Ямал СПГ»	60 <sup>(*)</sup>	60	Россия	Геологическое изучение, разведка и разработка
ЗАО «Тернефтегаз»	51	51	Россия	Разведка и добыча
ЗАО «Нортгаз»	50	50	Россия	Разведка и добыча
ООО «Ямал развитие»	50	50	Россия	Холдинговая компания
«Artic Russia» B.V.	56,8	60	Нидерланды	Холдинговая компания
ООО «СеверЭнергия» (включает добывающее дочернее общество, см. Примечание 7)	53,3	54,9	Россия	Холдинговая компания

<sup>(\*)</sup> Включает 9,9%-ную долю владения, которая была классифицирована как актив, предназначенный для продажи (см. Примечание 7).

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**30 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 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 год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
<b>Операции</b>		
<b>ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:</b>		
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(75'412)	(15'624)
Прочая выручка	182	110
<b>ЗАО «Тернефтегаз»:</b>		
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(7'922)	-
Доходы в виде процентов по займам выданным	262	205
Прочая выручка	86	47
<b>ОАО «Ямал СПГ»:</b>		
Доходы в виде процентов по займам выданным	9'334	3'516
Прочая выручка	356	150
<b>ЗАО «Нортгаз»:</b>		
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(20'064)	(19'560)
Прочая выручка	84	103
<b>ООО «Ямал развитие»:</b>		
Доходы в виде процентов по займам выданным	1'517	601

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)***Связанные стороны – совместные предприятия***На 31 декабря 2015 г. На 31 декабря 2014 г.****Сальдо по расчетам****ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:**

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 6'733 1'819

**ЗАО «Тернефтегаз»:**

Долгосрочные займы выданные 4'413 4'288

Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным 813 441

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 1'133 -

**ОАО «Ямал СПГ»:**

Долгосрочные займы выданные 196'533 78'825

Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным 14'377 5'171

**ЗАО «Нортгаз»:**

Дивиденды к получению - 1'850

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 1'751 2'165

**ООО «Ямал развитие»:**

Долгосрочные займы выданные 13'105 5'254

Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным 1'813 608

Текущая часть долгосрочных займов выданных - 8'107

Сроки и условия по займам, выданным совместным предприятиям, описаны в Примечании 8.

Группа выпустила финансовые и нефинансовые гарантии по обязательствам своих совместных предприятий, как описано в Примечаниях 27 и 28.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

<i>Связанные стороны – компании под контролем / совместным контролем ключевого руководящего персонала</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
<b>Операции</b>		
<b>ПАО «Первобанк»</b>		
<i>(под контролем до ноября 2015 года):</i>		
Доходы в виде процентов	431	285
<b>ПАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:</b>		
Реализация природного газа и жидких углеводородов	19'052	9'739
Прочая выручка	6	759
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(15'501)	(15'193)
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(3'747)	(2'273)
Материалы, услуги и прочие расходы	(1'868)	(841)
<b>ООО «Трансойл»:</b>		
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(8'907)	(4'192)
<b>Gunvor Group</b>		
<i>(под совместным контролем до марта 2014 года):</i>		
Реализация жидких углеводородов	-	2'023
Транспортировка жидких углеводородов	-	(266)
<b>ООО «Нова»:</b>		
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(2'626)	(4'339)
Материалы, услуги и прочие расходы	(75)	(24)

<i>Связанные стороны – компании под контролем / совместным контролем ключевого руководящего персонала</i>	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------	-----------------------

**Сальдо по расчетам**

<b>ПАО «Первобанк»</b>		
<i>(под контролем до ноября 2015 года):</i>		
Денежные средства и их эквиваленты	-	9'365
<b>ПАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:</b>		
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'204	940
Предоплаты и прочие текущие активы	193	184
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	352	201
<b>ООО «Трансойл»:</b>		
Предоплаты и прочие текущие активы	412	397
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	316	67
<b>ООО «Нова»:</b>		
Авансы, выданные на строительство	75	341
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	262	360

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

В марте 2014 года член Совета директоров «НОВАТЭКа» продал свою долю в Gunvor Group третьей стороне, в результате чего Gunvor Group перестала являться связанной стороной Группы.



## ОАО «НОВАТЭК»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

## 30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**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 год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Совет директоров	147	106
Правление	2'042	1'640
<b>Итого выплаты</b>	<b>2'189</b>	<b>1'746</b>

Указанные суммы включают налог на доходы физических лиц, но не включают отчисления, производимые работодателем во внебюджетные фонды. Некоторые члены ключевого руководящего персонала имеют прямое и/или косвенное владение в Группе и получают дивиденды на общих основаниях в зависимости от их долей владения. В состав Совета директоров входят девять человек (в период с 24 апреля по 25 сентября 2015 г. – восемь человек). С марта 2015 года в состав Правления входят девять человек (ранее – восемь человек).

## 31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

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

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

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

# ОАО «НОВАТЭК»

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

### 31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегменту за год, закончившийся 31 декабря 2015 г., представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной финансовой отчетности
Внешняя реализация		475'356	475'356	(31)	475'325
Операционные расходы	<i>a, e</i>	(338'518)	(338'518)	3'476	(335'042)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>б, e</i>	1'091	1'091	(644)	447
Расходы в виде процентов	<i>в, e</i>	(9'670)	(9'670)	878	(8'792)
Доходы в виде процентов	<i>г</i>	9'612	9'612	3'010	12'622
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>д</i>	-	-	(10'505)	(10'505)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	<i>е</i>	(12'065)	(12'065)	2'558	(9'507)
<b>Результаты по сегменту</b>		<b>125'806</b>	<b>125'806</b>	<b>(1'258)</b>	<b>124'548</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(31'607)
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>					<b>92'941</b>
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	24'124	24'124	(4'144)	19'980
Капитальные затраты	<i>в</i>	54'904	54'904	5'065	59'969

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует сторнирования операционных расходов в размере 4'442 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочих операционных убытков в размере 1'006 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 5'065 млн рублей для целей МСФО, в том числе капитализированных процентов в размере 856 млн рублей;
- различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированных долгосрочных финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 2'934 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления убытка в размере 10'505 млн рублей для целей МСФО; и

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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

Информация по сегменту за год, закончившийся 31 декабря 2014 г., представлена ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2014 г.</i>	Пояснения	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегменту, представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной финансовой отчетности
Внешняя реализация		357'676	357'676	(33)	357'643
Операционные расходы	<i>а, б, ж</i>	(242'632)	(242'632)	6'120	(236'512)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>в, ж</i>	4'368	4'368	2'264	6'632
Расходы в виде процентов	<i>з, ж</i>	(7'368)	(7'368)	1'646	(5'722)
Доходы в виде процентов	<i>д, ж</i>	3'984	3'984	1'079	5'063
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>е</i>	-	-	(20'205)	(20'205)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто	<i>з</i>	(26'645)	(26'645)	764	(25'881)
<b>Результаты по сегменту</b>		<b>89'383</b>	<b>89'383</b>	<b>(8'365)</b>	<b>81'018</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(28'175)
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>					<b>52'843</b>
Износ, истощение и амортизация	<i>а</i>	21'854	21'854	(4'682)	17'172
Капитальные затраты	<i>з</i>	59'660	59'660	6'870	66'530

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- а. различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации нематериальных активов и активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод начисления пропорционально объему добытой продукции) и управленческому учету (линейный метод), что требует сторнирования операционных расходов в размере 4'642 млн рублей для целей МСФО;
- б. различием в методологии признания расходов на геологоразведку по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 1'024 млн рублей для целей МСФО;
- в. различием в методологии оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочей операционной прибыли в размере 2'092 млн для целей МСФО;
- г. различием в методологии капитализации затрат по заемным средствам и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления капитальных затрат в размере 6'870 млн рублей для целей МСФО, в том числе капитализированных процентов в размере 1'486 млн рублей;

## ОАО «НОВАТЭК»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

#### 31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- д. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированного долгосрочного финансового актива по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 1'034 млн рублей для целей МСФО;
- е. различием в методологии оценки акционерных займов, выданных Группой своим совместным предприятиям, классифицированных как финансовые активы, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления убытка в размере 20'205 млн рублей для целей МСФО; и
- ж. прочими различиями, связанными с признанием расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа, вознаграждениям работникам, по сомнительным долгам, оценкой остатков товарно-материальных запасов, признанием эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов.

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

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

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы представлена ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.</i>	<b>Природный газ</b>	<b>Стабильный газовый конденсат и нефтя</b>	<b>Прочие продукты переработки газа и газового конденсата</b>	<b>Сжиженный углеводородный газ</b>	<b>Сырая нефть</b>	<b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>
Россия	222'180	19'110	2'235	20'543	9'244	273'312
Европейский Союз	-	50'571	68'150	12'891	7'913	139'525
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	90'616	-	-	-	90'616
Северная Америка	-	14'662	-	-	-	14'662
Прочие	-	2'721	2'362	322	423	5'828
Минус: экспортные пошлины	-	(38'095)	(10'845)	(289)	(2'707)	(51'936)
Итого за пределами России	-	120'475	59'667	12'924	5'629	198'695
<b>Итого</b>	<b>222'180</b>	<b>139'585</b>	<b>61'902</b>	<b>33'467</b>	<b>14'873</b>	<b>472'007</b>

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

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

**31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2014 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	230'447	3'797	854	12'224	7'413	254'735
Европейский Союз	-	22'284	32'556	15'723	8'136	78'699
Азиатско-Тихоокеанский Регион	-	65'521	-	-	-	65'521
Северная Америка	-	16'563	-	-	-	16'563
Прочие	-	1'933	1'069	-	-	3'002
Минус: экспортные пошлины	-	(44'021)	(10'957)	(3'546)	(4'323)	(62'847)
Итого за пределами России	-	62'280	22'668	12'177	3'813	100'938
<b>Итого</b>	<b>230'447</b>	<b>66'077</b>	<b>23'522</b>	<b>24'401</b>	<b>11'226</b>	<b>355'673</b>

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

**Крупнейшие покупатели продукции.** За год, закончившийся 31 декабря 2015 г., у Группы было два крупнейших покупателя продукции, по которым отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 13% и 10% (61,2 млрд и 47,2 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2014 г., у Группы было два крупнейших покупателя продукции, по которым отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 15% и 10% (57,7 млрд и 41,0 млрд рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. Все крупнейшие покупатели продукции Группы находятся на территории Российской Федерации.

**32 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ**

Некоторые новые стандарты и интерпретации были выпущены и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2016 г. или после этой даты, и при этом не были досрочно применены Группой:

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

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

**32 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

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

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

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

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

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

**ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ**

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). В силу отсутствия в МСФО специализированного руководства для нефтегазовой отрасли Группа использовала другие применимые стандарты раскрытия информации, в основном ОПБУ США, установленные для предприятий нефтегазовой отрасли. Несмотря на отсутствие в МСФО соответствующих требований, в данном разделе представлена не прошедшая аудит дополнительная информация о разведке и добыче природного газа и жидких углеводородов, исключая раскрытие стандартизированных подходов оценки дисконтированных денежных потоков, относящихся к нефтегазодобывающей деятельности.

Деятельность Группы по разведке и добыче осуществляется, главным образом, на территории Российской Федерации, поэтому вся информация, включенная в данный раздел, относится к указанному региону. Группа осуществляет свою деятельность через ряд нефтегазодобывающих дочерних обществ, также ей принадлежат доли участия в уставном капитале других нефтегазодобывающих компаний, которые учитываются по методу долевого участия.

**Затраты на разведку и разработку месторождений природного газа и жидких углеводородов**

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на приобретение, разведку и разработку месторождений природного газа и жидких углеводородов. Суммы, отраженные как понесенные затраты, включают как капитализированные затраты, так и затраты, отнесенные на расходы. Такие суммы не включают затраты на деятельность, связанную с сжижением и транспортировкой сжиженного природного газа (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
<b>Затраты на разведку и разработку месторождений</b>		
Затраты на приобретение прав на недоказанные запасы	-	435
Затраты на геологоразведку	1'160	825
Затраты на разработку	56'624	57'837
<b>Итого затраты на разведку и разработку месторождений</b>	<b>57'784</b>	<b>59'097</b>
Доля Группы в затратах совместных предприятий на разведку и разработку месторождений	39'899	63'032
	<b>На 31 декабря 2015 г.</b>	<b>На 31 декабря 2014 г.</b>
<b>Капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов</b>		
Скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	252'716	210'371
Вспомогательное оборудование и сооружения	68'895	54'957
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	61'745	61'647
<b>Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов</b>	<b>383'356</b>	<b>326'975</b>
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(88'103)	(71'407)
<b>Итого чистые капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов</b>	<b>295'253</b>	<b>255'568</b>
Доля Группы в капитализированных затратах совместных предприятий, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	285'445	302'514

**ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)****Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов**

Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов представлены ниже. Результаты деятельности Группы по добыче природного газа и жидких углеводородов не включают общие накладные расходы и связанные с ними налоговые последствия. Налог на прибыль рассчитан по законодательно установленным ставкам. Представленная ниже выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов получена от продажи углеводородов, добытых дочерними обществами Группы, и включает в себя расходы на переработку, относящиеся к производственным мощностям, принадлежащим дочерним обществам Группы, а также расходы на транспортировку до покупателя (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов	248'673	257'328
Прямые расходы на добычу	(10'102)	(8'814)
Транспортные расходы	(83'574)	(89'747)
Налоги, кроме налога на прибыль	(36'296)	(29'081)
Износ, истощение и амортизация	(17'522)	(15'127)
Расходы на геологоразведку	(767)	(112)
<b>Итого затраты на добычу</b>	<b>(148'261)</b>	<b>(142'881)</b>
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	100'412	114'447
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(20'082)	(22'889)
<b>Результаты деятельности дочерних обществ Группы по добыче природного газа и жидких углеводородов</b>	<b>80'330</b>	<b>91'558</b>
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий	28'957	10'195
<b>Итого результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов</b>	<b>109'287</b>	<b>101'753</b>

**Доказанные запасы природного газа и жидких углеводородов**

Подсчет запасов природного газа и жидких углеводородов Группы и процесс составления отчетов по их оценке включают в себя привлечение на ежегодной основе внешних независимых специалистов-оценщиков, а также проведение оценки запасов силами собственных специалистов. Группа ведет собственный учет и оценку запасов силами инженеров и технических специалистов, работающих непосредственно с запасами природного газа и жидких углеводородов. Технические специалисты Группы периодически обновляют оценки запасов в течение года, основываясь на характеристиках новых скважин, эффективности использования скважин, на поступлении новой технической информации и результатах других исследований.

Группа производит оценку доказанных запасов природного газа и жидких углеводородов в соответствии с правилами, установленными Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC).



## ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлена информация о доказанных запасах природного газа и жидких углеводородов, определенная независимыми оценщиками запасов углеводородов Группы – компанией DeGolyer and MacNaughton (далее – «D&M»). Группа каждый год предоставляет независимым инженерам-оценщикам D&M инженерные, геологические и геофизические данные, данные по добыче и другую информацию, необходимую для оценки запасов. Технический персонал Группы и инженеры-оценщики D&M проводят совещания, на которых происходит обсуждение предоставленной информации, затем, основываясь на результатах проведенных совещаний, высшее руководство анализирует данные и утверждает окончательную оценку запасов, составленную оценщиками D&M.

Расчеты запасов были подготовлены при использовании стандартных геологических и инженерных методов оценки, общепринятых в нефтегазовой отрасли. Метод или сочетание нескольких методов, использованные в ходе анализа каждого отдельного пласта, выбирались на основании опыта оценки аналогичных пластов, находящихся на сходном этапе разработки, качества и полноты имеющихся данных, а также подтвержденной истории добычи.

Указанные ниже данные по запасам представляют собой данные о доказанных запасах природного газа и жидких углеводородов и изменении их объемов по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг.

Данные подготовлены исходя из предположения о том, что продление срока действия лицензий возможно по желанию Группы. Руководство считает, что доказанные запасы Группы должны включать и те запасы, которые могут быть извлечены после истечения срока действия существующих лицензий. Срок действия основных лицензий Группы на разведку и добычу или на геологическое изучение, разведку и добычу истекает в период с 2029 по 2059 годы, при этом лицензии на самые крупные месторождения, Юрхаровское и Восточно-Таркосалинское, истекают в 2034 и в 2043 годах соответственно. Законодательство Российской Федерации гласит, что по истечении срока лицензия продляется по инициативе ее держателя в случае необходимости завершения поисков и оценки или разработки месторождений полезных ископаемых, либо выполнения ликвидационных мероприятий при отсутствии нарушений условий лицензионного соглашения. Руководство намерено продлевать сроки действия лицензий на тех участках, где продолжение добычи возможно после истечения сроков их действия.

Доказанными запасами признаются те запасы, по которым геологические и инженерные данные с достаточной степенью уверенности свидетельствуют о том, что они извлекаемы в будущем из существующих пластов при существующих экономических условиях. В некоторых случаях для извлечения таких доказанных запасов могут потребоваться значительные капиталовложения в дополнительные скважины и вспомогательное оборудование. В связи с неопределенностью и ограниченностью, присущей геологическим данным, оценки геологических запасов могут со временем изменяться по мере поступления дополнительной информации.

Доказанные разрабатываемые запасы – это такие запасы, извлечение которых ожидается из существующих скважин с использованием имеющегося оборудования и технологии извлечения. Неразрабатываемые запасы – это такие запасы, которые могут быть извлечены в результате будущих капиталовложений в бурение новых скважин, перевода существующих скважин на другой горизонт и/или установку оборудования по сбору и транспортировке продукции от существующих и будущих скважин.

Чистые запасы представляют собой запасы, из которых исключена часть, которую Группа будет обязана передать третьим сторонам после добычи сырья.

Указанные ниже запасы включают 100% чистых запасов, приходящихся на консолидируемые дочерние общества Группы, и долю чистых запасов в совместных предприятиях пропорционально долям владения. Часть совокупных доказанных запасов Группы классифицируется либо как разрабатываемые неиспользуемые, либо как неразрабатываемые запасы. В неиспользуемых запасах выделены запасы с существующими скважинами, которые будут вновь введены в эксплуатацию в будущем.

Для удобства оценки данные по запасам приведены как в английских, так и в метрических единицах измерения.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Чистые доказанные запасы природного газа представлены ниже.

	Чистые доказанные запасы		Доля Группы в совместных предприятиях		Итого чистые доказанные запасы	
	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров
<b>На 31 декабря 2013 г.</b>	<b>36'952</b>	<b>1'046</b>	<b>24'631</b>	<b>698</b>	<b>61'583</b>	<b>1'744</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(767)	(22)	1'693	48	926	26
Расширению и открытию новых запасов	1'602	46	733	20	2'335	66
Приобретениям	24	1	-	-	24	1
Выбытия <sup>(1)</sup>	-	-	(841)	(24)	(841)	(24)
Добыче	(1'855)	(53)	(337)	(9)	(2'192)	(62)
<b>На 31 декабря 2014 г.</b>	<b>35'956</b>	<b>1'018</b>	<b>25'879</b>	<b>733</b>	<b>61'835</b>	<b>1'751</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	1'035	30	1'210	34	2'245	64
Расширению и открытию новых запасов	1'247	35	68	2	1'315	37
Выбытия <sup>(2)</sup>	-	-	(325)	(9)	(325)	(9)
Добыче	(1'735)	(49)	(662)	(19)	(2'397)	(68)
<b>На 31 декабря 2015 г.<sup>(3)</sup></b>	<b>36'503</b>	<b>1'034</b>	<b>26'170</b>	<b>741</b>	<b>62'673</b>	<b>1'775</b>
<b>Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:</b>						
31 декабря 2013 г.	18'729	530	3'588	102	22'317	632
31 декабря 2014 г.	17'039	482	8'086	229	25'125	711
31 декабря 2015 г.	16'598	470	7'785	220	24'383	690
<b>Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:</b>						
31 декабря 2013 г.	18'223	516	21'043	596	39'266	1'112
31 декабря 2014 г.	18'917	536	17'793	504	36'710	1'040
31 декабря 2015 г.	19'905	564	18'385	521	38'290	1'085

<sup>(1)</sup> В марте 2014 года Группа реализовала 20%-ную долю участия в «Artic Russia» B.V. компании ООО «Ямал развитие». В результате сделки эффективная доля Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 59,8% до 54,9%.

<sup>(2)</sup> В августе 2015 года Группа внесла 6,4%-ную долю владения в «Artic Russia» B.V. в капитал «Ямала развитие». В результате сделки эффективная доля Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 54,9% до 53,3%.

<sup>(3)</sup> По состоянию на 31 декабря 2015 г. доля Группы в доказанных запасах природного газа совместных предприятий включает запасы, относящиеся к 9,9%-ной доле участия в ОАО «Ямал СПГ», предназначенной для продажи, в размере 1'823 млрд куб. футов или 52 млрд куб. метров.

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах природного газа составила 112 млрд куб. футов (три млрд куб. метров) и 149 млрд куб. футов (четыре млрд куб. метров) по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. соответственно.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Чистые доказанные запасы нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций представлены ниже.

	Чистые доказанные запасы		Доля Группы в совместных предприятиях		Итого чистые доказанные запасы	
	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн
<b>На 31 декабря 2013 г.</b>	<b>502</b>	<b>60</b>	<b>671</b>	<b>76</b>	<b>1'173</b>	<b>136</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	16	2	24	3	40	5
Расширению и открытию новых запасов	30	4	40	5	70	9
Выбытиям <sup>(1)</sup>	-	-	(40)	(4)	(40)	(4)
Добыче	(36)	(4)	(15)	(2)	(51)	(6)
<b>На 31 декабря 2014 г.</b>	<b>512</b>	<b>62</b>	<b>680</b>	<b>78</b>	<b>1'192</b>	<b>140</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	14	2	34	3	48	5
Расширению и открытию новых запасов	59	8	3	1	62	9
Выбытиям <sup>(2)</sup>	-	-	(14)	(2)	(14)	(2)
Добыче	(34)	(4)	(43)	(5)	(77)	(9)
<b>На 31 декабря 2015 г. <sup>(3)</sup></b>	<b>551</b>	<b>68</b>	<b>660</b>	<b>75</b>	<b>1'211</b>	<b>143</b>
<b>Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:</b>						
31 декабря 2013 г.	244	29	78	9	322	38
31 декабря 2014 г.	216	26	271	31	487	57
31 декабря 2015 г.	305	38	302	34	607	72
<b>Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:</b>						
31 декабря 2013 г.	258	31	593	67	851	98
31 декабря 2014 г.	296	36	409	47	705	83
31 декабря 2015 г.	246	30	358	41	604	71

<sup>(1)</sup> В марте 2014 года Группа реализовала 20%-ную долю участия в «Arctic Russia» B.V. компании ООО «Ямал развитие». В результате сделки эффективная доля Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 59,8% до 54,9%.

<sup>(2)</sup> В августе 2015 года Группа внесла 6,4%-ную долю владения в «Arctic Russia» B.V. в капитал «Ямала развитие». В результате сделки эффективная доля Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 54,9% до 53,3%.

<sup>(3)</sup> По состоянию на 31 декабря 2015 г. доля Группы в доказанных запасах нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций совместных предприятий включает запасы, относящиеся к 9,9%-ной доле участия в ОАО «Ямал СПГ», предназначенной для продажи, в размере 13 млн баррелей или два млн метр. тонн.

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах нефти, газового конденсата и жидких фракций составила 49 млн баррелей (шесть млн метр. тонн) и 38 млн баррелей (пять млн метр. тонн) на 31 декабря 2015 и 2014 гг. соответственно.

## **ОАО «НОВАТЭК»**

### **Контактная информация**

---

ОАО «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](http://www.novatek.ru)