

ОАО «НОВАТЭК»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО,
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2014 г.**

И ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Отчет независимого аудитора	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	13
Прим. 3. Основные положения учетной политики	14
Прим. 4. Наиболее существенные оценки и суждения	27
Прим. 5. Приобретения и выбытия	30
Прим. 6. Основные средства	33
Прим. 7. Вложения в совместные предприятия	35
Прим. 8. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	40
Прим. 9. Прочие внеоборотные активы	43
Прим. 10. Товарно-материальные запасы	43
Прим. 11. Торговая и прочая дебиторская задолженность	43
Прим. 12. Предоплаты и прочие текущие активы	45
Прим. 13. Денежные средства и их эквиваленты	45
Прим. 14. Долгосрочные заемные средства	46
Прим. 15. Обязательства по пенсионной программе	47
Прим. 16. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	49
Прим. 17. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	50
Прим. 18. Акционерный капитал	50
Прим. 19. Выручка от реализации нефти и газа	51
Прим. 20. Транспортные расходы	52
Прим. 21. Покупка природного газа и жидких углеводородов	52
Прим. 22. Налоги, кроме налога на прибыль	53
Прим. 23. Общехозяйственные и управленческие расходы	53
Прим. 24. Материалы, услуги и прочие расходы	54
Прим. 25. Доходы (расходы) от финансовой деятельности	54
Прим. 26. Налог на прибыль	55
Прим. 27. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска	59
Прим. 28. Условные и договорные обязательства	69
Прим. 29. Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия	73
Прим. 30. Операции со связанными сторонами	74
Прим. 31. Информация по сегментам	78
Прим. 32. Новые или пересмотренные стандарты	83
Дополнительная информация о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированная	85
Контактная информация	91



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 2014 года и консолидированных отчетов о прибылях и убытках, совокупном доходе, изменениях капитала и движении денежных средств за 2014 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 2014 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за 2014 год в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

25 февраля 2015
Москва, Российская Федерация



О.В. Сальникова, Директор (квалификационный аттестат № 01-000068),
ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс 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: ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

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

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

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 2014 г. На 31 декабря 2013 г.

АКТИВЫ

Долгосрочные активы

Основные средства	6	291'726	243'688
Вложения в совместные предприятия	7	166'231	210'066
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	8	94'142	49'337
Прочие долгосрочные активы	9	20'449	12'478
Итого долгосрочные активы		572'548	515'569

Текущие активы

Товарно-материальные запасы	10	7'024	5'953
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		3'576	157
Торговая и прочая дебиторская задолженность	11	34'592	49'522
Предоплаты и прочие текущие активы	12	40'081	18'905
Денежные средства и их эквиваленты	13	41'318	7'889
Итого текущие активы		126'591	82'426

Итого активы

699'139 **597'995**

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ

Долгосрочные обязательства

Долгосрочные заемные средства	14	204'699	141'595
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	26	21'063	18'219
Обязательства по ликвидации активов		1'493	3'397
Прочие долгосрочные обязательства		3'552	1'854
Итого долгосрочные обязательства		230'807	165'065

Текущие обязательства

Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	16	40'980	24'026
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	17	30'578	21'260
Задолженность по текущему налогу на прибыль		406	7'365
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		9'244	7'222
Итого текущие обязательства		81'208	59'873

Итого обязательства

312'015 **224'938**

Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»

Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(5'222)	(2'406)
Добавочный капитал		31'297	31'297
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		208	683
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		352'462	334'614

Итого капитал, относящийся

к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	18	384'755	370'198
-----------------------------------	----	----------------	----------------

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ

2'369 **2'859**


Итого капитал

387'124 **373'057**


Итого обязательства и капитал

699'139 **597'995**

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.



Л. Михельсон
Председатель Правления



М. Джетвэй
Финансовый директор

25 февраля 2015 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:	
		2014	2013
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	19	355'673	297'499
Прочая выручка		1'970	659
Итого выручка от реализации		357'643	298'158
Операционные расходы			
Транспортные расходы	20	(114'511)	(103'245)
Покупка природного газа и жидких углеводородов	21	(52'596)	(34'707)
Налоги, кроме налога на прибыль	22	(29'336)	(21'645)
Износ, истощение и амортизация	6	(17'172)	(13'503)
Общехозяйственные и управленческие расходы	23	(11'831)	(11'029)
Материалы, услуги и прочие расходы	24	(11'442)	(8'282)
Расходы на геологоразведку		(112)	(427)
Сторнирование расходов по обесценению активов (расходы), нетто		229	(2'611)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		259	2'688
Итого операционные расходы		(236'512)	(192'761)
Прибыль (убыток) от выбытия доли владения в совместных предприятиях, нетто	5	2'623	37'649
Прочие операционные прибыли (убытки)		4'009	880
Прибыль от операционной деятельности		127'763	143'926
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов	25	(5'722)	(5'347)
Доходы в виде процентов	25	5'063	2'341
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	8	(20'205)	-
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	25	(25'881)	(3'678)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(46'745)	(6'684)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	(28'175)	(112)
Прибыль до налога на прибыль		52'843	137'130
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(16'251)	(23'392)
Расходы по отложенному налогу на прибыль, нетто		323	(3'793)
Итого расходы по налогу на прибыль	26	(15'928)	(27'185)
Прибыль (убыток)		36'915	109'945
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		(381)	(61)
		37'296	110'006
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		12,34	36,31
Средневзвешенное количество акций в обращении (млн шт.)		3'022,2	3'029,5

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:	
		2014	2013
Прибыль (убыток)		36'915	109'945
Прочий совокупный доход (расход), который не будет впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков)			
Переоценка обязательств по пенсионной программе	15	644	(11)
Прочий совокупный доход (расход), который может быть впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков), за вычетом налога на прибыль			
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		(475)	885
Прочий совокупный доход (расход)		169	874
Итого совокупный доход (расход)		37'084	110'819
Итого прочий совокупный доход (расход), относящийся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(381)	(61)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		37'465	110'880

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

	За год, закончившийся	
	31 декабря:	
Прим.	2014	2013
Прибыль до налога на прибыль	52'843	137'130
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:		
Износ, истощение и амортизация	17'172	13'503
Признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто	(229)	2'611
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто	25'881	3'678
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто	(3'170)	(37'517)
Расходы в виде процентов	5'722	5'347
Доходы в виде процентов	(5'063)	(2'341)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	28'175	112
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	20'205	-
Переоценка финансовых инструментов через убытки (прибыли)	(2'093)	(549)
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных	(5'069)	(2'923)
Прочие корректировки	77	427
Изменения оборотного капитала		
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов	(3'136)	(16'491)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов	(1'101)	(2'830)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов	4'780	(212)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль	2'023	3'257
Итого изменения оборотного капитала	2'566	(16'276)
Налог на прибыль уплаченный	(26'764)	(14'677)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	110'253	88'525
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности		
Приобретение основных средств	(56'233)	(51'127)
Приобретение материалов для строительства	(1'970)	(6'654)
Приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств	5	(556)
Приобретение дополнительной доли владения в совместном предприятии	7	(1'703)
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	7	(2'247)
Поступление от выбытия долей владения в совместных предприятиях	5, 11	-
Погашение долгосрочной задолженности за ранее реализованные дочерние общества	-	1'623
Проценты уплаченные и капитализированные	(3'837)	(3'460)
Предоставление займов совместным предприятиям	(45'906)	(45'801)
Погашение займов выданных совместным предприятиям	11'747	8'564
Проценты полученные	988	869
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(47'495)	(100'492)

ОАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2014	2013
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		15'551	47'778
Получение краткосрочных заемных средств		1'619	9'089
Погашение долгосрочных заемных средств		(10'000)	(34'964)
Погашение краткосрочных заемных средств		(6'656)	(2'500)
Проценты уплаченные		(4'907)	(4'430)
Дивиденды выплаченные	18	(28'967)	(22'002)
Приобретение собственных акций		(2'824)	(1'854)
Продажа собственных акций		35	85
Приобретение доли неконтролирующих акционеров	5	(102)	-
Дополнительный вклад неконтролирующих акционеров в уставный капитал дочерних обществ Группы		-	1'666
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности		(36'251)	(7'132)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты		14'491	999
Увеличение (уменьшение) денежных средств, их эквивалентов и банковских овердрафтов, нетто		40'998	(18'100)
Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты на начало отчетного периода		320	18'420
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		41'318	320

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

	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
Сальдо на 1 января 2013 г.	3'033.4	393	(584)	31'220	(202)	5'617	253'606	290'050	1'251	291'301
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	885	-	-	885	-	885
Переоценка обязательств по пенсионной программе (см. Примечание 15)	-	-	-	-	-	-	(11)	(11)	-	(11)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	110'006	110'006	(61)	109'945
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	885	-	109'995	110'880	(61)	110'819
Дивиденды (см. Примечание 18)	-	-	-	-	-	-	(21'999)	(21'999)	-	(21'999)
Пересмотр стоимости инвестиций в совместные предприятия (см. Примечание 7)	-	-	-	-	-	-	(6'988)	(6'988)	-	(6'988)
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю неконтролирующих акционеров	-	-	-	-	-	-	-	-	1'669	1'669
Покупка собственных акций (см. Примечание 18)	(5.6)	-	(1'854)	-	-	-	-	(1'854)	-	(1'854)
Продажа выкупленных собственных акций (см. Примечание 18)	0.3	-	32	77	-	-	-	109	-	109
Сальдо на 31 декабря 2013 г.	3'028.1	393	(2'406)	31'297	683	5'617	334'614	370'198	2'859	373'057

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

	<i>Количество обыкновен- ных акций (млн шт.)</i>	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
Сальдо на 1 января 2014 г.	3'028.1	393	(2'406)	31'297	683	5'617	334'614	370'198	2'859	373'057
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	(475)	-	-	(475)	-	(475)
Переоценка обязательств по пенсионной программе (см. Примечание 15)	-	-	-	-	-	-	644	644	-	644
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	37'296	37'296	(381)	36'915
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(475)	-	37'940	37'465	(381)	37'084
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)
Сальдо на 31 декабря 2014 г.	3'020.4	393	(5'222)	31'297	208	5'617	352'462	384'755	2'369	387'124

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 как на внутренний рынок России, так 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 Федеральной службой по тарифам – федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации. 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 Пулковском заводе по переработке конденсата, расположенном в непосредственной близости от своих месторождений, в стабильный газовый конденсат и сжиженный углеводородный газ. Далее стабильный газовый конденсат 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). Группа реализует свои жидкие углеводороды по ценам, подверженным колебаниям мировых цен на сырую нефть, нефть и другие продукты переработки газового конденсата. Объемы реализации жидких углеводородов Группы практически не подвержены сезонным колебаниям.

Группа покупает и продает природный газ на европейском рынке по долгосрочным и краткосрочным контрактам с целью осуществления зарубежной коммерческой трейдинговой деятельности.

В рамках достигнутого принципиального соглашения с ОАО «Газпром нефть» о выравнивании долей владения в ООО «СеверЭнергия», совместном предприятии, 31 марта 2014 г. Группа продала 20%-ную долю в «Artic Russia» B.V. компании ООО «Ямал развитие», совместному предприятию Группы с «Газпром нефтью» (см. Примечание 5).

В феврале 2014 года Группа приобрела дополнительную 15%-ную долю участия в ООО «НОВАТЭК-Кострома», в результате увеличив свою долю владения до 100% (см. Примечание 5).

В декабре 2013 года «НОВАТЭК» совершил обмен 51%-ной доли владения в ОАО «Сибнефтегаз», совместном предприятии Группы, на 40%-ую долю участия в компании «Artic Russia», которая напрямую владеет 49%-ной долей участия в «СеверЭнергии», совместном предприятии Группы. Кроме того, ООО «Ямал развитие», совместное предприятие Группы, приобрело оставшуюся 60%-ную долю участия в компании «Artic Russia». После завершения данных сделок эффективная доля Группы в «СеверЭнергии» увеличилась с 25,5% до 59,8% (см. Примечание 5).

В декабре 2013 года Группа реализовала 20%-ную долю владения в ОАО «Ямал СПГ», своем совместном предприятии, «Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорации», ставшей партнером Группы в Проекте «Ямал СПГ» (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.

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; (с) приобретения компаний; (d) учета налога на прибыль; (е) переоценки акционерных займов по справедливой стоимости; и (f) 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) и функциональной валютой большинства дочерних обществ Группы. Активы и обязательства (как денежные, так и неденегные) 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 курсовые разницы 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 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.	Средний курс за год, закончившийся 31 декабря:	
			2014	2013
Доллар США (USD)	56.26	32.73	38.42	31.85
Польский злотый (PLN)	15.94	10.85	12.14	10.08

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Применение новых и пересмотренных стандартов и интерпретаций. В 2014 году Группа применила все МСФО (IFRS), изменения и дополнения, которые вступили в силу с 1 января 2014 г. и относятся к деятельности Группы:

- Изменения к МСФО (IAS) 32 «*Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств*» предоставили разъяснения для устранения противоречий при применении некоторых критериев взаимозачета, и в том числе разъяснение значения требования «в настоящее время имеет законодательно установленное право на зачет» и того, что некоторые системы с расчетом на валовой основе могут считаться эквивалентными системам с расчетом на нетто-основе. Применение этих изменений не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.
- Изменения к МСФО (IAS) 36 «*Раскрытия возмещаемой стоимости для нефинансовых активов*» ликвидируют требование раскрывать возмещаемую стоимость, когда единица, генерирующая денежные средства, содержит гудвилл или нематериальные активы с неопределенным сроком полезного использования, но при этом не имеет обесценения. Применение этих изменений не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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.

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 (b) 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. Затраты, связанные с приобретением, учитываются в составе расходов и не включаются в состав деловой репутации.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Средства, переданные за приобретаемую компанию, оцениваются по справедливой стоимости переданных активов, выпущенных долевых инструментов и обязательств, принятых или предполагаемых, включая 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 долевых инструментов, 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.

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. Изменения доли владения Группы в дочерних обществах, которое не приводит к потере контроля, учитываются как операции с капиталом.

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

Когда Группа прекращает осуществлять контроль или оказывать значительное влияние на компанию, оставшаяся доля участия в такой компании подлежит переоценке по справедливой стоимости с признанием изменения учетной стоимости доли в прибылях и убытках. Справедливая стоимость – это первоначальная учетная стоимость 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 зависимом обществе снижается, но значительное влияние продолжает оказываться, только пропорциональная доля сумм, признанных ранее в прочем совокупном доходе, при необходимости переклассифицируется в прибыли и убытки.

Приобретение долей неконтролирующих акционеров дочерних обществ. При учете приобретения долей неконтролирующих акционеров дочерних обществ разница между ценой покупки и учетной стоимостью приобретенной доли неконтролирующих акционеров дочерних обществ отражается в составе капитала.

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.

Учетная стоимость совместных предприятий включает деловую репутацию (гудвилл), определенную на момент приобретения, за вычетом накопленных убытков от обесценения (в случае наличия таковых). Прочие 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; (с) все прочие изменения в доле Группы в учетной стоимости чистых активов совместных предприятий отражаются в составе нераспределенной прибыли в отчете об изменениях в капитале.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Когда доля Группы в убытках совместного предприятия равна или превышает ее инвестиции в данное общество, включая любую прочую необеспеченную дебиторскую задолженность, Группа не отражает дальнейшие убытки, за исключением случаев, когда она приняла на себя обязательства или осуществила платежи от имени совместного предприятия.

Дивиденды, полученные от совместных предприятий, уменьшают балансовую стоимость инвестиции в совместные предприятия.

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

Учетные политики зависимых обществ и совместных предприятий были изменены, где это было необходимо, для унификации политики, применяемой Группой.

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.

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.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 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. 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 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.

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:

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

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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. 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 (кроме финансовых активов, классифицированных по справедливой стоимости через прибыли или убытки). Последующее отражение стоимости финансовых активов зависит от их классификации, представленной ниже.

(a) *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 инструменты также относятся к категории предназначенных для торговли, если только они не предназначены для целей хеджирования. Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки, первоначально признаются по справедливой стоимости, а затраты по сделке отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Прибыли и убытки, возникающие в результате изменений справедливой стоимости финансовых активов, предназначенных для торговли, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих операционных прибылей (убытков) в том периоде, в котором они возникли. Доход в виде дивидендов по финансовым активам, оцениваемым по справедливой стоимости через прибыли или убытки, признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих операционных прибылей (убытков) в момент возникновения права Группы на получение выплат. Прибыли и убытки, возникающие в результате изменений справедливой стоимости финансовых активов, отнесенных при первоначальном признании в категорию оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе доходов (расходов) от финансовой деятельности в том периоде, в котором они возникли.

(b) *Инвестиции, удерживаемые до погашения*

Инвестиции, удерживаемые до погашения, включают непроизводные 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.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

(с) 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.

(d) 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.

Изменения справедливой стоимости денежных ценных бумаг, деноминированных в иностранной валюте и классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, распределяются между курсовыми разницеми, связанными с изменением амортизируемой стоимости ценной бумаги и прочими изменениями ее учетной стоимости. Курсовые разницы по денежным ценным бумагам отражаются в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках; курсовые разницы по неденежным ценным бумагам отражаются в составе прочего совокупного дохода. Изменения справедливой стоимости денежных и неденежных ценных бумаг, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, отражаются в составе прочего совокупного дохода. Когда ценные бумаги, классифицируемые как имеющиеся в наличии для продажи, продаются или по ним признается обесценение, накопленные поправки, относящиеся к их справедливой стоимости, включаются в консолидированный отчет о прибылях и убытках как поправка по переклассификации из прочего совокупного дохода.

На каждую отчетную дату Группа проводит оценку наличия объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Значительное и продолжительное снижение справедливой стоимости ценной бумаги ниже ее первоначальной стоимости является признаком ее обесценения. При наличии таких признаков у финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, суммарный убыток (определяемый как разница между ценой приобретения и текущей справедливой стоимостью за вычетом убытка от обесценения финансового актива, ранее отраженного в составе прибыли и убытков) отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках как поправка по переклассификации из прочего совокупного дохода. Убытки от обесценения по долевым инструментам, признанные в консолидированном отчете о прибылях и убытках, не сторнируются. 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:

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*(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.

(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.

Производные финансовые инструменты. 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 (с) которые будут исполнены в будущем. Соответственно, контракты на покупку или продажу нефинансового инструмента, 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 инструмента в соответствии с ожидаемыми потребностями Группы в покупке, продаже или потреблении, учитываются как финансовые инструменты. Прибыли или убытки от изменения справедливой стоимости финансовых инструментов производных газовых контрактов включаются в статью «прочие операционные прибыли (убытки)» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

Производные финансовые инструменты учитываются как активы, когда их справедливая стоимость положительная, и как обязательства, когда их справедливая стоимость отрицательная. Производные активы или обязательства, расчеты по которым ожидаются, или юридическое право будет реализовано более чем через двенадцать месяцев после отчетной даты, классифицируются как долгосрочные, за исключением производных финансовых инструментов, удерживаемых для торговли. Суммы активов и обязательств, связанных с производными финансовыми инструментами, отражаются без взаимозачета активов или обязательств, относящихся к одному и тому же контрагенту, кроме случаев, когда существует право и намерение произвести взаимозачет, т.е. отражаются развернуто.

Оценка справедливой стоимости производных финансовых инструментов производится на основании различной рыночной информации и наиболее приемлемых методик оценки; однако при интерпретации рыночных данных для проведения данной оценки требуется существенное профессиональное суждение. Соответственно, оценки не обязательно соответствуют суммам, которые Группа может реализовать в текущей или будущей рыночной ситуации.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Встроенные производные финансовые инструменты, которые являются частью непроеводных 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 на основе связанного встроенного финансового инструмента, близкого по своим условиям основному договору, если формула цены такого инструмента основана на релевантных индексах, широко используемых другими участниками рынка. Указанное выше применяется по отношению к договорам покупки и продажи жидких углеводородов и газа на российском рынке. Контракты оцениваются на предмет наличия встроенных производных финансовых инструментов в том случае, когда Группа становится участником такого контракта, включая дату объединения бизнеса. Подобные встроенные финансовые инструменты учитываются по справедливой стоимости на конец каждого отчетного периода, а изменения в справедливой стоимости отражаются в отчете о прибылях и убытках соответствующего отчетного периода.

Акционерные займы, выданные совместным предприятиям. 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 рассматривает данные займы как финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки (см. Примечание 8).

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 вложений Группы в совместные предприятия. Впоследствии займы оцениваются по справедливой стоимости на каждую отчетную дату с признанием переоценки в составе прибылей или убытков. Доходы в виде процентов и курсовые разницы (рассчитанные по методу «эффективной процентной ставки»), и оставшийся эффект от переоценки по справедливой стоимости раскрываются раздельно в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Налог на прибыль. Российское налоговое законодательство предоставило возможность подготавливать и подавать единую консолидированную декларацию по налогу на прибыль. В соответствии с новым законодательством группа налогоплательщиков должна состоять 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 сторнирование 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 сторнированы в обозримом будущем.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Торговая и прочая дебиторская задолженность. Торговая дебиторская задолженность представляет собой задолженность обычных покупателей и заказчиков, возникшую в результате основной деятельности Группы (добычи и продажи природного газа, газового конденсата и продуктов его переработки). Торговая и прочая дебиторская задолженность первоначально признается по справедливой стоимости и затем оценивается по амортизируемой стоимости с использованием метода «эффективной процентной ставки», и включает налог на добавленную стоимость за минусом резерва под обесценение, если это применимо. Торговая и прочая дебиторская задолженность анализируется на предмет обесценения по каждому контрагенту отдельно. Резерв под обесценение 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, кредитуется против сумм резервов в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Денежные средства и их эквиваленты. 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 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.

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.

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.

Налог на добавленную стоимость (НДС). НДС, относящийся к реализации, подлежит уплате в бюджет при наступлении наиболее раннего из следующих событий: (а) оплаты дебиторской задолженности покупателем или (б) отгрузки товаров или оказании услуг покупателям. НДС, относящийся к покупкам, подлежит возмещению путем зачета с НДС, относящегося к реализации, при получении соответствующих счетов-фактур. Налоговые органы разрешают погашение задолженности по уплате НДС на уровне каждой компании как разницы между НДС, относящемуся к реализации, и НДС, относящемуся к покупкам. НДС, относящийся к реализации и покупкам, расчет или зачет по которым не произведен, или НДС, не возмещенный на отчетную дату (НДС к уплате и НДС к возмещению), отражаются отдельно, как активы и обязательства. В случае если по отношению к дебиторской задолженности создавался резерв под обесценение, то убыток от обесценения отражался на общую сумму задолженности, включая НДС.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Заемные средства. Заемные средства первоначально отражаются по справедливой стоимости полученных средств за вычетом понесенных транзакционных издержек. Заемные средства впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода «эффективной процентной ставки». Амортизация эффективной процентной ставки отражается по статье «расходы в виде процентов» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

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.

Торговая и прочая кредиторская задолженность. Торговая и прочая кредиторская задолженность начисляется по факту исполнения контрагентом своих договорных обязательств и учитывается по амортизированной стоимости с использованием метода «эффективной процентной ставки».

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, возникающее 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.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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.

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.

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.

Дивиденды полученные признаются тогда, когда установлено право на их получение.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Вознаграждения работникам. Затраты, связанные с выплатой заработной платы, выплатой премий, добровольным медицинским страхованием, предоставлением оплачиваемого ежегодного отпуска и отпуска по болезни, отражаются в том отчетном периоде, когда услуги, связанные с данными видами вознаграждения, были оказаны сотрудниками Группы. Затраты на пособия при увольнении, материальная помощь к отпуску и прочие выплаты учитываются в составе расходов по мере их возникновения.

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 выплатами, учитываются в составе расходов на оплату труда по мере их возникновения и отражаются по статье «вознаграждения работникам» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

Группа несет расходы на нужды работников, связанные с предоставлением выгод, таких как использование медицинских и социальных услуг и инфраструктуры, питание сотрудников, их транспортировка и прочие услуги. Эти суммы, по существу, представляют собой неотъемлемые затраты, связанные с наймом производственного персонала, и, соответственно, включаются в состав вознаграждений работникам.

Вознаграждения с использованием акций. Группа учитывает вознаграждения с использованием акций в соответствии с МСФО (IFRS) 2 «Выплаты с использованием акций». Справедливая стоимость услуг работника, полученных в обмен на предоставление инструментов, дающих право на долю в уставном капитале, признается в составе расходов. Общая сумма отражаемого расхода в течение периода вступления прав в силу определяется на основании справедливой стоимости долевых инструментов, переданных работнику, определенной на дату предоставления.

Обязательства по пенсионной программе. Группа 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 15).

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 с учетом корректировок по непризнанным обязательствам по пенсионной программе в отношении услуг, оказанных работниками до момента ее принятия. Текущая стоимость пенсионных обязательств определяется дисконтированием прогнозируемых будущих выплат с последующим отношением 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.

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.

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.

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.

Сроки полезного использования основных средств. При определении величины срока полезного использования актива руководство принимает во внимание ожидаемое использование, оценочный моральный износ, ликвидационную стоимость, физический износ и условия эксплуатации, в которых находится основное средство. Разницы между такими оценками и фактическими результатами могут привести к существенному изменению учетной стоимости основных средств и необходимости внесения поправок в отношении ставок амортизации, которые будут использоваться в будущем, что повлияет на изменение расходов периода.

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 8.

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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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 активов.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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, прогнозные значения инфляции, 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 обязательств на отчетную дату, рассчитанных на основе 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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ**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 ЗАО «Офис»

В августе 2014 года Группа приобрела 100%-ную долю владения в ЗАО «Офис» за 4'895 млн рублей (135 млн долл. США), из которых 1'283 млн рублей (34 млн долл. США) были оплачены в августе-сентябре 2014 года, а оставшиеся 101 млн долл. США будут выплачены до февраля 2016 года. Приобретенная компания владеет участком земли в непосредственной близости от головного офиса «НОВАТЭКа» в Москве, и Группа планирует строительство нового офисного здания на этом участке в связи с расширением своей деятельности. ЗАО «Офис» не вело никакой операционной деятельности на момент покупки, и соответственно данное приобретение не попадает под определение «бизнеса», приведенного в МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса», и стоимость приобретения была распределена на стоимость участка земли в полной сумме.

Выбытие 20%-ной доли владения в «Artic Russia» B.V.

В марте 2014 года «НОВАТЭК» и ОАО «Газпром нефть» достигли принципиального соглашения о проведении ряда сделок для обеспечения равных долей участия в совместном предприятии ООО «СеверЭнергия». В рамках этого соглашения 31 марта 2014 г. Группа продала 20%-ную долю владения в «Artic Russia» B.V., которая владеет 49%-ной долей участия в «СеверЭнергии», компании ООО «Ямал развитие», совместно предприятию Группы с «Газпром нефтью» за 34'972 млн рублей (980 млн долл. США), которые были получены денежными средствами 1 апреля 2014 г. Обе компании, «Artic Russia» и «Ямал развитие», владеют долями участия в «СеверЭнергии». В результате этой сделки эффективная доля участия Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 59,8% до 54,9%. Дальнейшие шаги по реструктуризации, направленные на достижение паритетного владения «СеверЭнергией», подлежат формальным корпоративным одобрениям и, как ожидается, будут завершены в течение двух лет после первой сделки.

ОАО «НОВАТЭК»

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

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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)
Итого доход от выбытия до налога на прибыль, отраженный в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках	2'623

Таким образом, «НОВАТЭК» признал прибыль от сделки в сумме 4'198 млн рублей за вычетом соответствующего расхода по налогу на прибыль в сумме 1'048 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 2'099 млн рублей за вычетом соответствующего отложенного расхода по налогу на прибыль в сумме 524 млн рублей.

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.

Обмен активами

В декабре 2013 года «НОВАТЭК» обменял с ОАО «Роснефть» 51%-ную долю владения в ОАО «Сибнефтегаз», совместном предприятии Группы, на 40%-ную долю в «Artic Russia» B.V., принадлежащую «Роснефти», по согласованной стоимости 1,8 млрд долл. США. «Artic Russia», зарегистрированная в Нидерландах, владеет 49%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия», совместном предприятии Группы. Транзакция не предполагала проведения расчетов денежными средствами и увеличила эффективную долю участия Группы в «СеверЭнергии» с 25,5% до 45,1%. «НОВАТЭК» признал доход от выбытия доли владения в «Сибнефтегазе» в сумме 33'804 млн рублей. Группа продолжила учитывать «СеверЭнергию» по методу долевого участия.

Приобретение доли владения в «Artic Russia» B.V.

В декабре 2013 года, совместное предприятие Группы, ООО «Ямал развитие» приобрело 60%-ную долю в «Artic Russia» B.V. за 96'846 млн рублей (2'939 млн долл. США) у третьих сторон. В результате Группа увеличила эффективную долю участия в «СеверЭнергии» на 14,7% и, наряду с приобретением 40%-ной доли в «Artic Russia B.V.» в рамках договора обмена активами, довела свою эффективную долю участия в «СеверЭнергии» до 59,8%. Однако, устав «СеверЭнергии» предусматривает, что ключевые решения, касающиеся операционной и финансовой деятельности компании, должны быть утверждены шестью из семи членов Совета директоров, т.е. фактически ни один из участников не имеет привилегированного право голоса. Таким образом, Группа продолжает учитывать «СеверЭнергию» как совместное предприятие по методу долевого участия.

Выбытие 20%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ»

В сентябре 2013 года «НОВАТЭК» и «Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация» («CNPC») заключили Договор купли-продажи о приобретении компанией «CNPC» 20%-ной доли владения в «Ямале СПГ», совместном предприятии Группы. К концу 2013 года сделка получила все необходимые одобрения регулирующих органов Российской Федерации, Китайской Народной Республики и Европейского Союза, и в декабре 2013 года Группа признала выбытие 20%-ной доли владения в «Ямале СПГ».

ОАО «НОВАТЭК»

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

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Представленная ниже таблица детализирует полученную выручку и показывает доход от выбытия доли владения в «Ямале СПГ»:

	млн рублей
Первый транш (468 млн долл. США по обменному курсу 32,95 рубля за долл. США)	15'421
Компенсация прошлых затрат и инвестиций (95 млн долл. США по среднему обменному курсу 32,84 рубля за долл. США)	3'120
Второй транш (60% от 410 млн долл. США по обменному курсу 32,95 рубля за долл. США)	8'109
Третий транш (60% от 143 млн долл. США по обменному курсу 32,95 рубля за долл. США)	2'826
Итого полученная выручка	29'476
Минус: учетная стоимость реализованной 20%-ной доли Группы в чистых активах, учитываемой ранее как актив, предназначенный для продажи	(24'306)
Расходы по продаже	(1'325)
Итого доход от выбытия доли владения до налога на прибыль	3'845

Таким образом, Группа признала доход от выбытия в сумме 3'070 млн рублей за вычетом соответствующего налога на прибыль в сумме 775 млн рублей.

В результате сделки доля владения Группы в «Ямале СПГ» стала 60%, при этом Соглашение акционеров предусматривает что ключевые решения, касающиеся операционной и финансовой деятельности компании подлежат одобрению фактически всеми акционерами, таким образом, ни один из них не имеет преимущественного права голоса. В результате Группа продолжила признавать «Ямал СПГ» как совместное предприятие и учитывать свою инвестицию в компанию по методу долевого участия.

Покупка дополнительной доли владения в ЗАО «Нортгаз»

В июне 2013 года Группа увеличила долю владения в ЗАО «Нортгаз» с 49% до 50% путем выкупа дополнительной эмиссии акций компании на сумму 1'703 млн рублей (52 млн долл. США). В соответствии с МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия» Группа оценила справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств компании и определила, что деловая репутация (гудвилл) не возникла при приобретении дополнительной доли владения в «Нортгазе». После сделки Группа продолжает учитывать свою долю в компании по методу долевого участия.

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	202'420	35'295	8'031	245'746
Накопленный износ, истощение и амортизация	(46'810)	-	(1'560)	(48'370)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2012 г.	155'610	35'295	6'471	197'376
Поступление и приобретение	4'999	57'318	133	62'450
Ввод в эксплуатацию	44'999	(45'615)	616	-
Износ, истощение и амортизация	(12'716)	-	(459)	(13'175)
Обесценение	(2'181)	(106)	-	(2'287)
Выбытие, нетто	(210)	(266)	(200)	(676)
Первоначальная стоимость	249'933	46'626	8'254	304'813
Накопленный износ, истощение и амортизация	(59'432)	-	(1'693)	(61'125)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2013 г.	190'501	46'626	6'561	243'688
Приобретение дочерних обществ	117	-	4'906	5'023
Изменение допущений в оценках затрат на ликвидацию активов	(2'107)	-	-	(2'107)
Поступление и приобретение	1'640	61'701	273	63'614
Ввод в эксплуатацию	43'798	(44'869)	1'071	-
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)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2014 г.	216'250	63'162	12'314	291'726

ОАО «НОВАТЭК»

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

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в размере 4'521 млн и 4'021 млн рублей соответственно. Ставки капитализации процентов за 2014 и 2013 годы, использованные для поступлений, составили 6,1% и 7,0% соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов по капитальному строительству по состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 гг., включены авансы на оборудование в сумме 4'697 млн и 2'805 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 2014 года наибольшая сумма ввода в эксплуатацию активов, задействованных в добыче нефти и газа, в размере 10'266 млн рублей представляет собой завершение проекта по расширению Пуровского ЗПК, увеличившего мощности по переработке с 5 до 11 млн тонн конденсата в год.

В марте 2013 года в результате участия в аукционе Группа приобрела лицензию на разведку и добычу углеводородов на Восточно-Тазовском месторождении, расположенном в ЯНАО. Платеж за лицензию составил 3'196 млн рублей и был включен в состав поступления и приобретения активов, задействованных в добыче нефти и газа. По состоянию на 31 декабря 2013 г. доказанные запасы месторождения согласно оценке компании DeGolyer and MacNaughton по классификации запасов SEC составляли приблизительно 17,1 млрд куб. метров природного газа и 2,5 млн тонн жидких углеводородов.

В течение 2013 года ввод в эксплуатацию активов, задействованных в добыче нефти и газа, включает в себя завершение строительства и запуск комплекса по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, расположенного в порту Усть-Лука на берегу Балтийского моря, на сумму 20'924 млн рублей.

В течение 2014 года Группа приобрела компании ООО «НоваЭнерго» и ЗАО «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 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	44'882	43'938
Минус: накопленная амортизация		
стоимости доказанных запасов углеводородов	(14'352)	(13'061)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	7'265	6'420
Итого стоимость запасов углеводородов	37'795	37'297

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

ОАО «НОВАТЭК»

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

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Сверка износа, истощения и амортизации приведена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Износ, истощение и амортизация основных средств	16'758	13'175
Плюс: Износ, истощение и амортизация нематериальных активов	545	466
Минус: Износ, истощение и амортизация, капитализированные в процессе оказания внутригрупповых услуг по строительству	(131)	(138)
Износ, истощение и амортизация в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках	17'172	13'503

По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 гг. никакие объекты основных средств не были переданы в залог под обеспечение кредитов Группы. Обесценение основных средств в размере ноль и 2'287 млн рублей было признано в отношении активов, задействованных в добыче нефти и газа, за годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 гг. соответственно.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 28.

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:	
	2014	2013
Чистая учетная стоимость активов на 1 января	6'789	8'747
Поступления	1'649	3'852
Списание на расходы	(130)	(1'966)
Переклассификация в доказанные запасы	(13)	(3'196)
Прочие движения	-	(648)
Чистая учетная стоимость активов на 31 декабря	8'295	6'789
Обязательства	56	80
Денежные средства, использованные на операционную деятельность	108	339
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	1'049	3'272

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

На 31 декабря 2014 г. На 31 декабря 2013 г.

Совместные предприятия:

ОАО «Ямал СПГ»	63'783	77'875
ЗАО «Нортгаз»	47'998	45'605
«Artic Russia» B.V.	30'489	59'315
ООО «Ямал развитие»	19'639	23'720
ЗАО «Тернефтегаз»	4'322	3'551
Итого вложения в совместные предприятия	166'231	210'066

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа определила, что инвестиции в «Ямал СПГ», «Нортгаз», «Artic Russia», «Ямал развитие» 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 «Ямал СПГ», своем совместном предприятии с французской «TOTAL S.A.» (20%) и «Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией» (20%). Совместное предприятие осуществляет реализацию Проекта «Ямал СПГ», включающему создание мощностей по добыче природного газа, газового конденсата и производству сжиженного природного газа (далее – «СПГ») на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного на полуострове Ямал в ЯНАО. В сентябре 2014 года компания получила лицензию на экспорт СПГ.

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

«Artic Russia» B.V. По состоянию на 31 декабря 2013 г. Группа владела 40%-ной долей в «Artic Russia», зарегистрированной в Нидерландах. 31 марта 2014 г. Группа продала 20%-ную долю в «Artic Russia» «Ямалу развитие» (см. Примечание 5). «Artic Russia» владеет 49%-ной долей участия в «СеверЭнергии».

ООО «Ямал развитие». Группа владеет 50%-ной долей участия в «Ямал развитии», своем совместном предприятии с ОАО «Газпром нефть» (50%). «Ямал развитие» владеет 51%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия» и 80%-ной долей в «Artic Russia» (на 31 декабря 2013 г.: 60%-ной долей в «Artic Russia»).

ООО «СеверЭнергия». Группа владеет эффективной 54,9%-ной долей в «СеверЭнергии» через два других своих совместных предприятия, «Ямал Развитие» и «Artic Russia» (на 31 декабря 2013 г.: 59,8%-ной долей в «СеверЭнергии»). «СеверЭнергия» через свое 100%-ное дочернее общество ОАО «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском и Уренгойском месторождениях и осуществляет подготовку к вводу в эксплуатацию Ево-Яхинского, Яро-Яхинского и Северо-Часельского месторождений, расположенных в ЯНАО. Ниже представлены консолидированный отчет о финансовом положении и отчет о совокупном доходе «СеверЭнергии», поскольку «Ямал Развитие» и «Artic Russia» являются холдинговыми компаниями.

ЗАО «Тернефтегаз». Группа владеет 51%-ной долей в «Тернефтегазе», совместном предприятии с «TOTAL S.A.» (49%). Совместное предприятие ведет разработку и подготовку к вводу в эксплуатацию Термокарстового месторождения, расположенного в ЯНАО.

ОАО «НОВАТЭК»

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

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
На 1 января	210'066	189'136
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий до налога на прибыль	(33'887)	830
Доля в льготах (расходах) по налогу на прибыль	5'712	(942)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(28'175)	(112)
Выбытия долей владения в совместных предприятиях	(32'349)	(24'306)
Эффект от прочих изменений чистых активов совместных предприятий	8'866	-
Эффект от первоначальной переоценки акционерных займов, выданных Группой совместным предприятиям (см. Примечание 8)	5'318	3'647
Взносы в капитал	4'355	2'247
Дивиденды к получению от совместного предприятия	(1'850)	-
Приобретения совместных предприятий	-	59'315
Будущие взносы в капитал	-	10'935
Приобретения дополнительных долей владения в совместных предприятиях (см. Примечание 5)	-	1'703
Выбытия совместных предприятий	-	(25'511)
Переоценка стоимости инвестиций в совместные предприятия	-	(6'988)
На 31 декабря	166'231	210'066

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

В 2014 году Группа отразила в капитале доход в сумме 8'866 млн рублей от пересчета стоимости непропорциональных займов, выданных «Ямалу СПГ» и «Тернефтегазу» другими акционерами.

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 относятся к «НОВАТЭКУ». Дивиденды были выплачены в феврале 2015 года.

В декабре 2013 года Группа отразила выбытие своей 20%-ной доли в «Ямале СПГ» в сумме 24'306 млн рублей (см. Примечание 5).

В 2013 году акционерный капитал «Тернефтегаза» был увеличен пропорциональными вкладами его участников на 4'406 млн рублей, из которых 2'247 млн рублей относятся к «НОВАТЭКУ». В результате пропорциональных вкладов доля владения Группы в компании не изменилась.

В декабре 2013 года на основании Соглашения об обмене активами Группа отразила выбытие своей 51%-ной доли в «Сибнефтегазе» на сумму 25'511 млн рублей и приобретение 40%-ной доли в «Artic Russia» на сумму 59'315 млн рублей (см. Примечание 5).

ОАО «НОВАТЭК»

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

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В декабре 2013 года инвестиции Группы в «Ямал СПГ» были увеличены путем признания будущих взносов которые будут сделаны компанией «СНПС» в капитал компании в сумме 10'935 млн рублей (см. Примечание 5), и были выплачены в январе и феврале 2014 года.

В связи с утверждением Окончательного инвестиционного решения по Проекту «Ямал СПГ» в декабре 2013 года Группа пересмотрела стоимость своей инвестиции в «Ямал СПГ», уменьшив ее на 6'988 млн рублей в связи с уменьшением суммы третьего транша, являющегося частью выручки в сделке по продаже 20%-ной доли участия компании «TOTAL S.A.», и признала соответствующий эффект в консолидированном отчете об изменениях в капитале согласно учетной политике Группы.

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

<i>На 31 декабря 2014 г.</i>	«Ямал СПГ»	«СеверЭнергия»	«Нортгаз»
Основные средства	346'233	391'609	146'798
Прочие долгосрочные активы	28'672	217	9'571
Итого долгосрочные активы	374'905	391'826	156'369
Денежные средства и их эквиваленты	6'366	694	3'831
Прочие текущие активы	20'996	9'654	3'071
Итого текущие активы	27'362	10'348	6'902
Долгосрочные финансовые обязательства	(269'301)	(115'778)	(34'550)
Прочие долгосрочные обязательства	(11'321)	(52'175)	(23'118)
Итого долгосрочные обязательства	(280'622)	(167'953)	(57'668)
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)
Итого текущие обязательства	(24'709)	(17'687)	(9'608)
Чистые активы	96'936	216'534	95'995
<i>На 31 декабря 2013 г.</i>			
Основные средства	144'917	357'919	143'711
Прочие долгосрочные активы	22'991	2'140	1'047
Итого долгосрочные активы	167'908	360'059	144'758
Денежные средства и их эквиваленты	2'120	3'025	767
Прочие текущие активы	9'749	7'458	3'131
Итого текущие активы	11'869	10'483	3'898
Долгосрочные финансовые обязательства	(54'807)	(78'232)	(30'964)
Прочие долгосрочные обязательства	(15'161)	(54'949)	(22'737)
Итого долгосрочные обязательства	(69'968)	(133'181)	(53'701)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(2'511)	(16'619)	(2'489)
Прочие текущие финансовые обязательства	-	-	(586)
Прочие текущие нефинансовые обязательства	(393)	(5'739)	(671)
Итого текущие обязательства	(2'904)	(22'358)	(3'746)
Чистые активы	106'905	215'003	91'209

ОАО «НОВАТЭК»

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

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2014 г.</i>	<i>«Ямал СПГ»</i>	<i>«СеверЭнергия»</i>	<i>«Нортгаз»</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	(101'545)	(39)	4
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	(54'618)	10'611	10'607
Расходы по налогу на прибыль	8'356	(1'250)	(2'121)
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(46'262)	9'361	8'486
<i>За год, закончившийся 31 декабря 2013 г.</i>			
Выручка	266	15'832	11'361
Износ, истощение и амортизация	-	(6'179)	(3'195)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	(333)	(57)	9
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	(2'064)	3'764	3'397
Расходы по налогу на прибыль	132	(984)	(802)
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(1'932)	2'780	2'595

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

ОАО «НОВАТЭК»

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

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.</i>	«Ямал СПГ»	«СеверЭнергия»	«Нортгаз»
Чистые активы на 1 января 2013 г.	104'912	94'208	86'911
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(1'932)	2'780	2'595
Приобретение дополнительных долей владения и прочие изменения в капитале	3'925	118'015	1'703
Чистые активы на 31 декабря 2013 г.	106'905	215'003	91'209
Процент владения	60%	59,8%	50%
Доля Группы в чистых активах	64'143	128'572	45'605

На 31 декабря 2014 и 2013 гг. вложения Группы в «Ямал СПГ», составившие 63'783 млн и 77'875 млн рублей соответственно, отличаются от доли Группы в чистых активах. Разницы в сумме 5'621 млн и 13'732 млн рублей соответственно относятся к доле Группы в сумме второго и третьего траншей, являющихся частью выручки в сделках по продаже 20%-ных долей участия в «Ямал СПГ» компаниям «Total S.A.» и «CNPC» (см. Примечание 5). Задолженность по траншам учитывается в составе инвестиций Группы в «Ямал СПГ».

На 31 декабря 2014 и 2013 гг. суммарные вложения Группы в «Artic Russia» и «Ямал развитие», составившие 50'128 млн и 83'035 млн рублей соответственно, отличаются от доли Группы в чистых активах в «СеверЭнергии». Разницы в сумме 68'749 млн и 45'537 млн рублей в основном относятся к доле Группы в займах и деловой репутации (гудвилле), отраженных в финансовой отчетности «Artic Russia» и «Ямала Развития», компаний, через которые Группа владеет «СеверЭнергией».

В декабре 2013 года «Ямал Развитие», совместное предприятие Группы, в рамках кредитного договора передало в залог эффективную долю владения в «СеверЭнергии» в размере 40,2%. На 31 декабря 2014 и 2013 гг. учетная стоимость переданной в залог эффективной доли владения Группы в «СеверЭнергии» составляла 77'097 млн и 73'156 млн рублей соответственно.

8 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Займы выданные в долларах США	66'835	45'415
Займы выданные в евро	16'278	-
Займы выданные в рублях	13'361	2'200
Итого	96'474	47'615
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(8'107)	-
Итого долгосрочные займы выданные	88'367	47'615
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	5'291	1'310
Долгосрочная дебиторская задолженность	484	412
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	94'142	49'337

ОАО «НОВАТЭК»

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

8 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 31 декабря 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
ОАО «Ямал СПГ»	78'825	42'804
ООО «Ямал развитие»	13'361	2'200
ЗАО «Тернефтегаз»	4'288	2'611
Итого долгосрочные займы выданные	96'474	47'615

ОАО «Ямал СПГ». В августе 2012 года в соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договор с «Ямалом СПГ», совместным предприятием Группы, о предоставлении кредитной линии в долларах США. В рамках этого договора Группа предоставляет заемные средства траншами на основании годового бюджета «Ямала СПГ», утвержденного Советом директоров совместного предприятия. Процентная ставка по займам составляла 5,09% годовых и была снижена до 4,46% годовых с 1 января 2014 г. Процентная ставка 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). Начиная с августа 2014 года, Группа предоставляет заемные средства «Ямалу СПГ» в рамках данной кредитной линии в евро.

В течение 2014 года Группа предоставила совместному предприятию денежные средства в рамках указанной кредитной линии на сумму 34'746 млн рублей (492 млн долл. США и 324 млн евро). В связи с вхождением нового акционера («СНПС») в Проект «Ямал СПГ», «Ямал СПГ» в январе 2014 года погасил часть займа Группе (рефинансирован компанией «СНПС») и проценты в сумме 12'045 млн рублей (364 млн долл. США).

ООО «Ямал развитие». В августе 2014 года Группа предоставила кредитную линию «Ямалу развитие», совместному предприятию Группы, на сумму до 10,5 млрд рублей. Процентная ставка составляет 10,9% годовых. Займы и проценты подлежат погашению в декабре 2021 года и отражены в составе долгосрочных активов в консолидированном отчете о финансовом положении (см. Примечание 30). График погашения займа может быть изменен в последующие годы в зависимости от ряда определенных условий.

В декабре 2013 года Группа предоставила кредитную линию «Ямалу развитие» на сумму до 13 млрд рублей. Процентная ставка по займам составляет 9,25% годовых. Займы и проценты подлежат погашению в декабре 2015 года и отражены в составе долгосрочных активов в консолидированном отчете о финансовом положении (см. Примечание 30). В сентябре 2014 года кредитная линия была закрыта с остатком непогашенной задолженности в сумме 8'107 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2014 г.

ЗАО «Тернефтегаз». В 2010 и 2011 годах в соответствии с Соглашением акционеров Группа заключила договоры с «Тернефтегазом», совместным предприятием Группы, о предоставлении кредитной линии 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 составляла 3,88% годовых и была увеличена до 4,52% годовых с 1 июля 2013 г. Процентная ставка может быть изменена на последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи «Тернефтегазом» и отражены в составе долгосрочных активов в консолидированном отчете о финансовом положении (см. Примечание 30).

Признание и переоценка акционерных займов, выданных совместным предприятиям. Условия договоров акционерных займов, предоставленных Группой совместным предприятиям «Ямалу СПГ» и «Тернефтегазу», включают в себя определенные финансовые (базовая процентная ставка, скорректированная на кредитный риск заемщика) и нефинансовые (фактические процентные ставки по акционерным займам, 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)

8 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2014	2013
На 1 января	46'718	4'433
Предоставленные займы	34'746	43'578
Погашение займов	(12'045)	-
Переоценка займов по справедливой стоимости при первоначальном признании с отнесением эффекта на увеличение вложений Группы в совместные предприятия (см. Примечание 7)	(5'318)	(3'647)
Эффект от последующих изменений справедливой стоимости, отраженный через прибыли или убытки:		
– Доходы в виде процентов с использованием метода «эффективной процентной ставки»	3'720	1'479
– Положительные курсовые разницы	41'110	875
– Оставшийся эффект от изменения справедливой стоимости (относящийся к свободным денежным потокам заемщиков и процентным ставкам)	(20'205)	-
На 31 декабря	88'726	46'718

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%.

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Увеличение на 1%	5'353	2'602
Снижение на 1%	(5'789)	(2'754)

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 гг. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

Обязательства по предоставлению финансирования раскрыты в Примечании 28.

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 2014 г.</u>	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	1'871	470
Долгосрочные банковские депозиты	7	7
Нефинансовые активы		
Долгосрочные авансы	8'199	3'131
Отложенные налоговые активы	4'651	1'514
Материалы на строительство	3'838	5'284
Нематериальные активы, нетто	1'796	1'990
Прочие	87	82
Итого прочие долгосрочные активы	20'449	12'478

По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 гг. долгосрочные авансы включали авансы, предоставленные компании ОАО «Российские железные дороги» («РЖД») в сумме 8'199 млн и 2'792 млн рублей соответственно. Авансы были выданы в соответствии с Соглашением о стратегическом партнерстве, подписанным с «РЖД» в 2012 году.

10 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>
Природный газ и жидкие углеводороды	5'279	4'932
Сырье и материалы (за вычетом резерва под обесценение в размере 57 млн и ноль рублей на 31 декабря 2014 и 2013 гг. соответственно)	1'662	977
Прочие товарно-материальные запасы	83	44
Итого товарно-материальные запасы	7'024	5'953

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 2014 г.</u>	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 310 млн и 718 млн рублей на 31 декабря 2014 и 2013 гг. соответственно)	30'430	29'984
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 7 млн и 3 млн рублей на 31 декабря 2014 и 2013 гг. соответственно)	4'162	19'538
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	34'592	49'522

Торговая дебиторская задолженность на сумму 11'289 млн и 5'015 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 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).

По состоянию на 31 декабря 2013 г. прочая дебиторская задолженность включала задолженность «CNPC» в сумме 18'420 млн рублей (563 млн долл. США), относящуюся к выбытию 20%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ», совместном предприятии Группы, и полностью погашенную в январе 2014 года.

ОАО «НОВАТЭК»

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

11 ТРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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 5'472 млн и 2'169 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 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 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Просроченная до 90 дней	3'254	1'968
Просроченная от 91 до 360 дней	2'048	200
Просроченная более 360 дней	170	1
Итого просроченная, но необесцененная	5'472	2'169
Непросроченная и необесцененная	29'120	47'353
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	34'592	49'522

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
На 1 января	721	410
Создание резерва по обесценению	311	421
Списание нереальной к взысканию задолженности	(173)	(26)
Восстановление неиспользованного резерва	(542)	(84)
На 31 декабря	317	721

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

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 2014 г.</u>	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>
Финансовые активы		
Займы выданные в рублях (см. Примечание 30)	8'107	-
Производные товарные инструменты	2'758	316
Денежные средства, размещенные в виде гарантии	1'098	-
Краткосрочные банковские депозиты (с первоначальным сроком погашения более трех месяцев)	2	36
Займы выданные в долларах США	-	23
Нефинансовые активы		
НДС, принятый бюджетом к возмещению	10'870	3'359
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	5'951	2'255
Предоплаты и авансы поставщикам (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере ноль и 5 млн рублей на 31 декабря 2014 и 2013 гг. соответственно)	4'352	2'536
НДС, подлежащий возмещению	2'324	3'814
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	2'229	4'527
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	1'447	858
Предоплаты по таможенным пошлинам	691	1'023
Прочие текущие активы	252	158
Итого предоплаты и прочие текущие активы	40'081	18'905

13 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>
Денежные средства на расчетных счетах	15'469	4'472
Депозиты, деноминированные в долларах США	11'252	1'486
Депозиты, деноминированные в рублях	8'464	1'684
Депозиты, деноминированные в евро	5'875	-
Депозиты, деноминированные в прочих валютах	258	247
Итого денежные средства и их эквиваленты согласно консолидированному отчету о финансовом положении	41'318	7'889
Минус: банковские овердрафты (см. Примечание 16)	-	(7'569)
Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты согласно консолидированному отчету о движении денежных средств	41'318	320

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 2014 г.</u>	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>
Облигации выпущенные в долларах США	126'175	73'341
Заемные средства в долларах США	83'938	34'363
Облигации выпущенные в рублях	33'947	33'891
Заемные средства в рублях	-	9'911
Итого	244'060	151'506
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(39'361)	(9'911)
Итого долгосрочные заемные средства	204'699	141'595

Долгосрочные заемные средства Группы с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>
Синдицированная кредитная линия в долларах США	83'938	34'363
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	56'059	32'595
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	36'409	21'163
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	33'707	19'583
Российские облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	19'991	19'980
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'956	13'911
Сбербанк – кредитная линия в рублях	-	9'911
Итого	244'060	151'506

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 с периодом выборки до июня 2014 года. По состоянию на 31 декабря 2014 г. группа выбрала всю сумму кредитной линии с процентной ставкой ЛИБОР + 1,75% годовых (2,0% на 31 декабря 2014 и 2013 гг.). Займ подлежит погашению до июля 2018 года ежеквартальными равными платежами, начиная с июня 2015 года. Кредитная линия предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Еврооблигации. 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.

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 600 млн долл. США сроком погашения 5 лет и ставкой купона 5,326% годовых и на сумму 650 млн долл. США сроком погашения 10 лет и ставкой купона 6,604% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Облигации подлежат погашению в феврале 2016 года и феврале 2021 года соответственно.

Российские облигации. В октябре 2012 года Группа выпустила неконвертируемые рублевые облигации на сумму 20 млрд рублей со ставкой купона 8,35% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. Облигации выпущены сроком на 3 года и подлежат погашению в октябре 2015 года.

ОАО «НОВАТЭК»

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

14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Сбербанк. В декабре 2011 года Группа открыла кредитную линию в ОАО «Сбербанк» на сумму до 40 млрд рублей с доступным периодом выборки до марта 2012 года, который был затем продлен до января 2013 года. В июне 2012 года Группа выбрала по данной кредитной линии 10 млрд рублей с процентной ставкой 8,9% годовых, которая была снижена до 7,9% с августа 2013 года. Оставшаяся часть кредитной линии не была использована. В марте 2014 года займ был полностью погашен досрочно.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств, включая краткосрочную часть, представлена ниже:

	На 31 декабря 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Синдицированная кредитная линия в долларах США	73'871	35'043
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	41'867	30'176
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	32'717	23'382
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	33'134	20'877
Российские облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	20'030	20'240
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	10'752	14'032
Сбербанк – кредитная линия в рублях	-	10'038
Итого	212'371	153'788

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:

Период погашения:	На 31 декабря 2014 г.
С 1 января по 31 декабря 2016 г.	59'534
С 1 января по 31 декабря 2017 г.	39'783
С 1 января по 31 декабря 2018 г.	12'914
С 1 января по 31 декабря 2019 г.	-
После 31 декабря 2019 г.	92'468
Итого долгосрочные заемные средства	204'699

15 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ

Планы с установленными взносами. За годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 гг., общая сумма расходов в отношении отчислений, производимых работодателем за работников в Пенсионный фонд Российской Федерации, составила 1'435 млн и 1'186 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.

ОАО «НОВАТЭК»

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

15 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
На 1 января	1'627	1'532
Расходы в виде процентов	104	90
Текущие расходы по пенсионной программе	164	61
Выплачено пенсий	(84)	(67)
Актuarные прибыли (убытки), возникающие в результате:		
- изменений финансовых допущений	(967)	(74)
- изменений демографических допущений	190	12
- корректировок на основе опыта	133	73
На 31 декабря	1'167	1'627
<i>Затраты по программе выплат работникам были включены в:</i>		
Материалы, услуги и прочие расходы (как вознаграждения работникам)	130	123
Общехозяйственные и управленческие расходы (как вознаграждения работникам)	138	160
Прочий совокупный доход (расход)	(644)	11

Далее приведены основные принятые актуарные допущения:

	На 31 декабря 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Средневзвешенная ставка дисконтирования	14,1%	6,6%
Прогнозируемое ежегодное увеличение вознаграждений работников	4,6%	5,1%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	5,1%	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 11,8% в 2015 году до 4,9% в 2019 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)

**16 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ
ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ**

	На 31 декабря 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Заемные средства в рублях	1'619	-
Заемные средства в долларах США	-	6'546
Банковские овердрафты в долларах США	-	7'569
Итого	1'619	14'115
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	39'361	9'911
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	40'980	24'026

Заемные средства в рублях. В январе 2014 года одно из дочерних обществ Группы получило рублевый займ от миноритарного акционера на сумму 1'619 млн рублей с процентной ставкой 9% годовых и сроком погашения в ноябре 2014 года, который был впоследствии продлен до февраля 2015 года.

Заемные средства в долларах США. В декабре 2013 года Группа выбрала 200 млн долл. США (6'589 млн рублей) в рамках доступных кредитных линий в «БНП Париба Банк» (100 млн долл. США) и «Креди Агриколь Корпоративный и Инвестиционный Банк» (100 млн долл. США) с процентными ставками 1,46% и 1,9% годовых соответственно. В январе 2014 года займы были полностью погашены.

Банковские овердрафты и доступные кредитные линии. В декабре 2013 года Группа выбрала 231 млн долл. США (7'570 млн рублей) в рамках доступной кредитной линии в виде банковских овердрафтов в «БНП Париба Банк» с процентной ставкой 2,32% годовых. В январе 2014 года банковский овердрафт был полностью погашен.

Общая сумма доступных кредитных средств в виде банковских овердрафтов, предоставленных различными международными банками составила 15'471 млн рублей (275 млн долл. США) и 2'740 млн рублей (84 млн долл. США) на 31 декабря 2014 и 2013 гг. соответственно. Условия использования кредитных линий предусматривают переменную процентную ставку в зависимости от конкретных условий финансирования.

Доступные кредитные линии Группы по состоянию на 31 декабря 2014 г. с процентными ставками, определяемыми заранее либо подлежащими обсуждению на момент привлечения денежных средств, представлены ниже:

	Номинальная сумма	Истекают в период менее 1 года
ЮниКредит Банк	180 млн долл. США	10'127
Креди Агриколь Корпоративный и Инвестиционный Банк	100 млн долл. США	5'626
Газпромбанк	10 млрд рублей	10'000
Итого доступные кредитные линии		25'753

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 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	16'347	14'372
Прочая кредиторская задолженность	3'919	1'382
Проценты, подлежащие уплате	3'028	1'857
Производные товарные инструменты	1'831	46
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	3'315	916
Прочая задолженность и начисленные обязательства	1'912	2'481
Задолженность по заработной плате	226	206
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	30'578	21'260

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 2014 и 2013 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 2014 и 2013 гг. на балансе Группы находилось (в форме обыкновенных акций и ГДР) 15,9 млн и 8,2 млн обыкновенных акций общей покупной стоимостью 5'222 млн и 2'406 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участия в голосовании.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 гг., Группа приобрела суммарно 7,7 млн и 5,6 млн обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) на общую сумму 2'816 млн и 1'854 млн рублей соответственно. Помимо этого, в 2013 году Группа продала 27'184 ГДР (0,3 млн обыкновенных акций) за 109 млн рублей, признав доход в размере 77 млн рублей, отраженный в составе добавочного капитала в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	2	5
Дивиденды объявленные (*)	28'966	21'999
Дивиденды выплаченные (*)	(28'967)	(22'002)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 31 декабря	1	2
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	9.59	7.26
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	95.9	72.60

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

ОАО «НОВАТЭК»

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

18 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в течение 2014 и 2013 годов, представлены ниже:

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

Итого дивиденды, объявленные в 2014 году	29'118
---	---------------

Окончательные за 2012 год: 3,86 руб. на акцию или 38,6 руб. на ГДР объявлены в апреле 2013 года	11'720
Промежуточные за 2013 год: 3,40 руб. на акцию или 34,0 руб. на ГДР объявлены в октябре 2013 года	10'323

Итого дивиденды, объявленные в 2013 году	22'043
---	---------------

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 2014 и 2013 гг. сальдо накопленной нераспределенной прибыли с учетом чистой прибыли соответствующих годов составило 212'567 млн и 199'934 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.

19 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Природный газ	230'447	204'969
Нафта	62'280	26'789
Сжиженный углеводородный газ	24'401	18'770
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	23'522	6'681
Сырая нефть	11'226	7'443
Стабильный газовый конденсат	3'797	32'847
Итого выручка от реализации нефти и газа	355'673	297'499

ОАО «НОВАТЭК»

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

20 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	92'494	83'884
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	16'007	13'996
Транспортировка продуктов переработки газового конденсата и стабильного газового конденсата танкерами	4'749	4'439
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	1'223	885
Прочие	38	41
Итого транспортные расходы	114'511	103'245

21 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Нестабильный газовый конденсат	26'669	10'304
Природный газ	24'801	23'992
Прочие жидкие углеводороды	1'126	411
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	52'596	34'707

Группа покупает у своего совместного предприятия ЗАО «Нортгаз» 50% объемов добываемого им природного газа (см. Примечание 30).

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

Группа покупает у своих совместных предприятий «Нортгаза» и ООО «СеверЭнергия» (его 100%-ного дочернего общества ОАО «Арктикгаз») 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).

В течение 2013 года Группа покупала у своего совместного предприятия ОАО «Сибнефтегаз» 51% объемов добываемого им природного газа (см. Примечание 30). В декабре 2013 года Группа расторгла договор поставки природного газа с «Сибнефтегазом» в результате его выбытия.

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:	
	2014	2013
Налог на добычу полезных ископаемых	26'962	19'619
Налог на имущество	2'095	1'790
Прочие налоги	279	236
Итого налоги, кроме налога на прибыль	29'336	21'645

23 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Вознаграждения работникам	7'147	6'983
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	1'205	924
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	1'009	1'178
Расходы на рекламу	461	213
Расходы на командировки сотрудников	423	363
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	291	231
Расходы на страхование	280	191
Расходы на ремонт и эксплуатацию	215	192
Прочие	800	754
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	11'831	11'029

Вознаграждения и услуги аудиторов. ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» оказывало услуги Группе в качестве независимого внешнего аудитора Группы 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» Группе и включенные в состав статьи юридические, аудиторские и консультационные услуги, представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Вознаграждение за аудиторские услуги (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы и обязательный аудит материнской компании)	31	31
Вознаграждение за услуги, кроме аудиторских	12	9
Итого вознаграждения и услуги аудиторов	43	40

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:	
	2014	2013
Вознаграждения работникам	4'862	3'920
Расходы на ремонт и эксплуатацию	2'026	1'755
Сырье и материалы	879	698
Электроэнергия и топливо	845	638
Услуги по подготовке и комплексу услуг по транспортировке и переработке углеводородов	807	161
Услуги по аренде	633	47
Услуги по транспортировке	422	307
Услуги по охране объектов	392	327
Прочие	576	429
Итого материалы, услуги и прочие расходы	11'442	8'282

25 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Расходы в виде процентов по заемным средствам с фиксированной процентной ставкой	7'945	8'062
Расходы в виде процентов по заемным средствам с переменной процентной ставкой	1'366	497
Подитог	9'311	8'559
Минус: капитализированные проценты	(3'837)	(3'460)
Расходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	5'474	5'099
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	248	248
Итого расходы в виде процентов	5'722	5'347

<i>Доходы в виде процентов</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Доходы в виде процентов по займам выданным	3'305	1'537
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	685	373
Доходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	3'990	1'910
Долгосрочные финансовые активы: эффект от увеличения дисконтированного актива с течением времени	1'073	431
Итого доходы в виде процентов	5'063	2'341

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:	
	2014	2013
Положительные курсовые разницы	63'811	2'265
Отрицательные курсовые разницы	(89'692)	(5'943)
Итого положительные (отрицательные) курсовые разницы	(25'881)	(3'678)

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:	
	2014	2013
Прибыль до налога на прибыль	52'843	137'130
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 20%	10'569	27'426
Причины увеличения (уменьшения):		
Постоянные разницы в отношении доли в убытках совместных предприятий	5'635	22
Затраты, не принимаемые для уменьшения налогооблагаемой базы	575	469
Налогообложение российских дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(32)	(95)
Налогообложение иностранных дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	858	(229)
Списание отложенных налогов	45	71
Налоговые льготы по реализации приоритетных инвестиционных проектов	(1'264)	(508)
Дивиденды к получению от совместных предприятий по ставке ноль процентов	(370)	-
Прочие постоянные разницы	(88)	29
Итого расходы по налогу на прибыль	15'928	27'185

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:	
	2014	2013
Налог на прибыль в соответствии с российским законодательством	15'925	23'141
Налог на прибыль иностранных дочерних обществ	326	251
Итого расходы по текущему налогу на прибыль	16'251	23'392

26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2014 и 2013 годах составила 20%. За годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 30,1% и 19,8% соответственно.

Более высокая эффективная ставка налога на прибыль в 2014 году связана с признанием Группой доли в чистых убытках совместных предприятий, которые, уменьшая консолидированную прибыль Группы, не приводят к дополнительным расходам (экономии) по налогу на прибыль на уровне Группы. Чистые убытки возникли в некоторых совместных предприятиях главным образом в результате признания существенных неденежных отрицательных курсовых разниц и отражены в финансовой отчетности совместных предприятий за вычетом налога на прибыль. При этом доля Группы в каждом из совместных предприятий составляет не менее 50%, в результате чего дивиденды, получаемые Группой от таких компаний, облагаются налогом на дивиденды по нулевой ставке согласно действующему российскому налоговому законодательству.

Без учета этого влияния эффективная ставка налога на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 гг., составила 19,7% и 19,8% 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:

	<u>На 31 декабря 2014 г.</u>	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	4'651	1'514
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(21'063)	(18'219)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(16'412)	(16'705)

Активы по отложенному налогу на прибыль, подлежащие возмещению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 гг. составляли 522 млн и 701 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 гг., составляли 356 млн и 319 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 2014 и 2013 гг., представлено в таблице ниже:

	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)
Обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(23'033)	(2'543)	(46)	(20'444)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>1'970</i>	<i>(255)</i>	<i>-</i>	<i>2'225</i>
Итого обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(21'063)	(2'798)	(46)	(18'219)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	1'810	110	8	1'692
Товарно-материальные запасы	719	162	1	556
Обязательства по ликвидации активов	298	(382)	-	680
Займы выданные	2'943	2'546	-	397
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	664	536	(23)	151
Прочие	187	(106)	30	263
Активы по отложенному налогу на прибыль	6'621	2'866	16	3'739
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(1'970)</i>	<i>255</i>	<i>-</i>	<i>(2'225)</i>
Итого активы				
по отложенному налогу на прибыль	4'651	3'121	16	1'514
Чистые обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(16'412)	323	(30)	(16'705)

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 2013 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Влияние на отчет о совокупном доходе	На 31 декабря 2012 г.
Основные средства	(19'090)	(3'188)	-	(15'902)
Нематериальные активы	(325)	73	-	(398)
Прочие	(1'029)	(315)	-	(714)
Обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(20'444)	(3'430)	-	(17'014)
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов</i>	<i>2'225</i>	<i>(820)</i>	-	<i>3'045</i>
Итого обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(18'219)	(4'250)	-	(13'969)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	1'692	218	-	1'474
Товарно-материальные запасы	556	(521)	-	1'077
Обязательства по ликвидации активов	680	103	-	577
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	548	(253)	(8)	809
Прочие	263	90	3	170
Активы по отложенному налогу на прибыль	3'739	(363)	(5)	4'107
<i>Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств</i>	<i>(2'225)</i>	<i>820</i>	-	<i>(3'045)</i>
Итого активы				
по отложенному налогу на прибыль	1'514	457	(5)	1'062
Чистые обязательства				
по отложенному налогу на прибыль	(16'705)	(3'793)	(5)	(12'907)

По состоянию на 31 декабря 2014 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 1'810 млн рублей (на 31 декабря 2013 г.: 1'692 млн рублей) в виде налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, в размере 9'050 млн рублей (на 31 декабря 2013 г.: 8'460 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 2014 г.		На 31 декабря 2013 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>				
Займы выданные	5'254	8'107	2'200	23
Торговая и прочая дебиторская задолженность	5'775	34'592	1'722	49'522
Банковские депозиты и аккредитивы	7	2	7	36
Денежные средства, размещенные в виде гарантии	-	1'098	-	-
Денежные средства и их эквиваленты	-	41'318	-	7'889
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Займы выданные	83'113	-	45'415	-
Производные товарные инструменты	1'871	2'758	471	316
Итого	96'020	87'875	49'815	57'786
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизируемой стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	204'699	39'361	141'595	9'911
Краткосрочные заемные средства	-	1'619	-	14'115
Торговая и прочая кредиторская задолженность	2'194	23'294	-	17'611
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	192	1'831	228	46
Итого	207'085	66'105	141'823	41'683

Производные 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.

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).

**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.

Для оценки 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 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	4'629	787
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(2'023)	(274)
	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>		
Операционный доход от торговли природным газом за рубежом	927	180
Изменение справедливой стоимости	2'093	549

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цены на 10% за один мегаватт-час на оценку справедливой стоимости производных контрактов.

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	Уменьшение цены	Увеличение цены
Изменение цены с 2016 года	220	492
Изменение цены с 2021 года	377	335

Анализ чувствительности по выданным акционерами займам, предоставленным совместным предприятиям, представлен в Примечании 8.

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.

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

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

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

(а) Риск колебания курсов иностранных валют

В обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности Группа подвержена риску колебания курсов иностранных валют, главным образом доллара США, возникающих вследствие различных внешних воздействий. 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 и доллара США. 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.

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)**

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

<i>На 31 декабря 2014 г.</i>	Российский рубли	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<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
Долгосрочные депозиты	-	-	-	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
Краткосрочные банковские депозиты	-	2	-	-	2
Производные товарные инструменты	-	-	2'758	-	2'758
Денежные средства, размещенные в виде гарантии (классифицированные как прочие текущие активы)	-	-	1'098	-	1'098
Денежные средства и их эквиваленты	14'854	11'663	14'191	610	41'318
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(13'956)	(190'743)	-	-	(204'699)
Прочие долгосрочные обязательства	-	(2'194)	-	-	(2'194)
Производные товарные инструменты	-	-	(192)	-	(192)
<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)
Подверженность риску (нетто)	(505)	(124'006)	34'030	1'186	(89'295)

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 2013 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	2'200	45'415	-	-	47'615
Торговая и прочая дебиторская задолженность	402	1'303	-	17	1'722
Производные товарные инструменты	-	-	470	1	471
Долгосрочные депозиты	-	-	-	7	7
<i>Текущие</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9'981	37'707	1'326	508	49'522
Краткосрочные займы выданные	-	23	-	-	23
Краткосрочные банковские депозиты	26	9	-	1	36
Производные товарные инструменты	-	-	316	-	316
Денежные средства и их эквиваленты	5'131	2'052	423	283	7'889
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(33'891)	(107'704)	-	-	(141'595)
Производные товарные инструменты	-	-	(228)	-	(228)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(9'911)	-	-	-	(9'911)
Краткосрочные заемные средства	-	(14'115)	-	-	(14'115)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(12'573)	(3'570)	(1'422)	(46)	(17'611)
Производные товарные инструменты	-	-	46	(92)	(46)
Подверженность риску (нетто)	(38'635)	(38'880)	931	679	(75'905)

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%, при том, что портфель инструментов и другие переменные остаются неизменными по состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 гг. соответственно:

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	Увеличение курсов валют	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2014	2013
российский рубль / доллар США	10%	(12'401)	(3'888)
российский рубль / Евро	10%	3'403	93

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

(b) 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.

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

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 Федеральной службой по тарифам (ФСТ) – федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации.

В 2013 году ФСТ снизила регулируемые цены на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке (кроме населения), на 3% с 1 апреля 2013 г., увеличила на 15% с 1 июля 2013 г., увеличила на 3,1% с 1 августа 2013 г. и увеличила на 1,9% с 1 октября 2013 г. С 1 января 2014 г. ФСТ установила регулируемые цены на природный газ на уровне августа-сентября 2013 года, понизив их в среднем на 1,9% относительно уровня цен декабря 2013 года. В 2014 году регулируемые цены на природный газ не изменялись.

Согласно Прогнозу Министерства экономического развития Российской Федерации, опубликованному в сентябре 2014 года, оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке (кроме населения) в июле 2015, 2016 и 2017 годов будут увеличены на 7,5%, на 5,5% и на 3,6% 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 свою нефть, стабильный газовый конденсат и продукты переработки газового конденсата по спот-контрактам. Реализация нефти и стабильного газового конденсата на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона, Европы и США основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки Urals, 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.

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*».

**27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)***(с) 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 2014 г.		На 31 декабря 2013 г.	
	млн рублей	Процент	млн рублей	Процент
С фиксированной ставкой	161'741	66%	131'258	79%
С переменной ставкой (привязанной к LIBOR)	83'938	34%	34'363	21%
Итого заемные средства	245'679	100%	165'621	100%

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

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:

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Увеличение на 100 базисных пунктов	839	344

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

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

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 2014 и 2013 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. Большая часть реализации жидких углеводородов Группы на международных рынках приходится на покупателей с независимым рейтингом; в случае если независимый рейтинг покупателя ниже ВВВ, Группа требует обеспечение дебиторской задолженности в форме аккредитива в банках с рейтингом инвестиционной категории. Вся реализация жидких углеводородов на внутреннем рынке производится на основе 100%-ной предоплаты. Несмотря на то, что Группа в основном не требует обеспечения по торговой и прочей дебиторской задолженности, она разработала стандартные условия оплаты и постоянно производит мониторинг статуса погашения задолженности покупателей и их кредитоспособности.

В результате недавних приобретений российских региональных трейдеров природного газа подверженность Группы кредитному риску в отношении мелких и средних потребителей и физических лиц возросла. Группа мониторит собираемость 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 u/или Standard & Poor's</i>	На 31 декабря 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
С рейтингом инвестиционной категории	10'661	26'966
Без рейтинга инвестиционной категории	10'377	7'603
Без независимого рейтинга	13'554	14'953
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	34'592	49'522

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 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 & Poor's</i>	На 31 декабря 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
С рейтингом инвестиционной категории	31'909	5'835
Без рейтинга инвестиционной категории	9'394	2'040
Без независимого рейтинга	15	14
Итого денежные средства и их эквиваленты	41'318	7'889

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.

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 2014 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> ^(*)	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
Итого финансовые обязательства	75'415	69'920	68'888	103'912	318'135

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 2013 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> (*)	24'115	20'000	33'638	54'003	131'756
<i>Проценты</i>	7'379	6'649	10'707	9'301	34'036
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i> (*)	-	8'082	26'938	-	35'020
<i>Проценты</i>	708	654	750	-	2'112
Торговая и прочая кредиторская задолженность	17'611	-	-	-	17'611
Итого финансовые обязательства	49'813	35'385	72'033	63'304	220'535

(*) – отличается от долгосрочных заемных средств на сумму транзакционных расходов (см. Примечание 14).

По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 гг. величина финансовой гарантии, выданной Группой в пользу банка по обязательствам совместного предприятия Группы ООО «Ямал развитие», действующей до декабря 2018 года, составляла 400 млн долл. США и 13'180 млн рублей соответственно.

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

<i>На 31 декабря 2014 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
Приток денежных средств	29'665	25'140	69'644	62'758	187'207
Отток денежных средств	(33'575)	(23'654)	(65'336)	(57'717)	(180'282)
Чистые денежные потоки	(3'910)	1'486	4'308	5'041	6'925
<i>На 31 декабря 2013 г.</i>					
Приток денежных средств	27'156	26'231	75'411	89'464	218'262
Отток денежных средств	(26'750)	(26'155)	(75'184)	(89'163)	(217'252)
Чистые денежные потоки	406	76	227	301	1'010

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.

На отчетную дату 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 целях поддержания данных кредитных рейтингов Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе. После отчетной даты, вслед за снижением 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.

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

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

Исторически, Группа имеет формализованную политику по выплате дивидендов, устанавливающую минимальный уровень выплаты дивидендов в размере 30% от неконсолидированной российской чистой прибыли материнской компании, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. Однако, в апреле 2014 года Совет директоров ОАО «НОВАТЭК» утвердил новую политику по выплате дивидендов, которая устанавливает 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 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 2014 года, изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 гг. капитал Группы составлял 589'116 млн и 527'930 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. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и частым изменениям. Кроме того, 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.

Недавние события на Украине 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.

28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Несмотря на это, Группа совместно с иностранными партнерами планирует привлекать необходимое совместным предприятиям финансирование на рынках капитала и у источников за пределами США. В настоящее время Группа и ее иностранные партнеры осуществляют долговое финансирование совместных предприятий в евро.

Договорные обязательства по капитальным вложениям. По состоянию на 31 декабря 2014 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков на общую сумму приблизительно 27'767 млн рублей (на 31 декабря 2013 г.: 36'142 млн рублей) преимущественно на разработку и обустройство Ярудейского (до конца 2017 года), Салмановского (Утреннего) (до конца 2017 года), Юрхаровского (до конца 2018 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2018 года), Ханчейского (до конца 2016 года), Северо-Ханчейского и Хадырьяхинского (до конца 2015 года) месторождений и Олимпийского лицензионного участка (до конца 2015 года).

Доля Группы в договорных обязательствах совместных предприятий. Доля Группы в обязательствах своих совместных предприятий в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты в течение указанных сроков составляет приблизительно 121,1 млрд рублей и 14,9 млрд долл. США (на 31 декабря 2013 г.: 51,4 млрд рублей и 0,6 млрд долл. США) на разработку месторождений: Южно-Тамбейского и строительство завода по сжижению природного газа (до конца 2019 года), Самбургского (до конца 2016 года), Термокарстового (до конца 2016 года) и Северо-Уренгойского (до конца 2015 года), и на приобретение и осуществление платежей по финансовой аренде танкеров для транспортировки СПГ на рынки сбыта (до конца 2045 года).

Договорные обязательства совместных предприятий будут исполнены ими самостоятельно в рамках своей обычной операционной деятельности. Группа не несет ответственности по указанным обязательствам совместных предприятий.

Обязательства по финансированию совместных предприятий. На 31 декабря 2014 г. у Группы имеются неотраженные в отчете о финансовом положении обязательства предоставить финансирование своим совместным предприятиям в случае поступления требования (cash calls) на недисконтированную общую сумму приблизительно 1,4 млрд рублей и 1,3 млрд долл. США в течение 2015 года и 13,9 млрд рублей в период с 2016 по 2018 годы, которые в дальнейшем могут быть скорректированы и/или пересмотрены акционерами.

Гарантии. По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 гг. общая величина нефинансовых гарантий, выданных Группой, относящихся к Проекту «Ямал СПГ», ряду третьих лиц (подрядчики по строительству СПГ-завода, судовладельцы СПГ-танкеров и иностранные банки) 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 1'703 млн и 120 млн долл. США соответственно. Отток средств (экономических выгод), необходимых для погашения обязательств по указанным договорам нефинансовых гарантий, не является вероятным, соответственно, резерв не был создан в консолидированной финансовой отчетности.

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
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2044
Северо-Русское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2031
Восточно-Тазовское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2033
Уренгойское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2026
Добровольское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2026
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» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	2034
Яро-Яхинское	ОАО «Арктикгаз» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	2034
Самбургское	ОАО «Арктикгаз» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	2034
Северо-Часельское	ОАО «Арктикгаз» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	до полной отработки месторождения
Северо-Уренгойское	ЗАО «Нортгаз»	2038
Термокарстовое	ЗАО «Тернефтегаз»	2021

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 и ее предшественники осуществляют 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 2014 и 2013 гг. и соответствующие эффективные доли владения в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основной вид деятельности
	2014	2013		
Дочерние общества:				
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка 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 перевалке и фракционированию
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	84,54	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Пермь»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК Московская область»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «Яргео»	51	51	Россия	Геологическое изучение и разведка
Novatek Gas & Power GmbH	100	100	Швейцария	Торговля и маркетинг
Novatek Polska Sp. z o.o.	100	100	Польша	Торговля и маркетинг
Совместные предприятия:				
ОАО «Ямал СПГ»	60	60	Россия	Геологическое изучение и разведка
ЗАО «Тернефтегаз»	51	51	Россия	Геологическое изучение и разведка
ООО «Ямал развитие»	50	50	Россия	Холдинговая компания
«Artic Russia» B.V.	60	70	Нидерланды	Холдинговая компания
ООО «СеверЭнергия» (включает добывающее дочернее общество, см. Примечание 7)	54,9	59,8	Россия	Холдинговая компания
ЗАО «Нортгаз»	50	50	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча

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:	
	2014	2013
Операции		
ОАО «Сибнефтегаз» (до декабря 2013 года):		
Доходы в виде процентов по займам выданным	-	307
Покупка природного газа	-	(7'017)
ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:		
Покупка нестабильного газового конденсата	(15'624)	(5'975)
Прочая выручка (операторские услуги)	110	59
ЗАО «Тернефтегаз»:		
Доходы в виде процентов по займам выданным	205	129
ОАО «Ямал СПГ»:		
Доходы в виде процентов по займам выданным	3'516	1'373
Прочая выручка (операторские услуги)	149	96
ЗАО «Нортгаз»:		
Покупка природного газа	(8'515)	(3'565)
Покупка нестабильного газового конденсата	(11'045)	(4'329)
Прочая выручка (операторские услуги)	103	31
Дивиденды к получению	1'850	-
ООО «Ямал развитие»:		
Доходы в виде процентов по займам выданным	601	7

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 2014 г. На 31 декабря 2013 г.

Сальдо по расчетам**ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:**

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 1'819 753

ЗАО «Тернефтегаз»:

Долгосрочные займы выданные 4'288 2'611

Дебиторская задолженность по процентам
по долгосрочным займам выданным 441 135

ОАО «Ямал СПГ»:

Долгосрочные займы выданные 78'825 42'804

Дебиторская задолженность по процентам
по долгосрочным займам выданным 5'171 1'169

ЗАО «Нортгаз»:

Дивиденды к получению 1'850 -

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства 2'165 1'856

ООО «Ямал развитие»:

Долгосрочные займы выданные 5'254 2'200

Дебиторская задолженность по процентам
по долгосрочным займам выданным 608 6

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 ключевого руководящего персонала</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Операции		
ОАО «Первобанк»:		
Доходы в виде процентов	285	153
ОАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:		
Реализация природного газа	3'157	2'785
Реализация жидких углеводородов	6'582	482
Прочая выручка	759	8
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(15'193)	(12'960)
Материалы, услуги и прочие расходы	(841)	(145)
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(2'273)	-
ООО «Трансойл»:		
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(4'192)	(3'434)
Gunvor Group <i>(под совместным контролем до марта 2014 года):</i>		
Реализация жидких углеводородов	2'023	2'911
Транспортировка жидких углеводородов (услуги по перевалке)	(266)	(439)
Покупка жидких углеводородов	-	(102)
ООО «Нова»:		
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	(4'339)	(1'946)

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 – компании под контролем
ключевого руководящего персонала

На 31 декабря 2014 г. На 31 декабря 2013 г.

Сальдо по расчетам**ОАО «Первобанк»:**

Денежные средства и их эквиваленты	9'365	2'040
------------------------------------	-------	-------

ОАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:

Торговая и прочая дебиторская задолженность	940	119
Предоплаты и прочие текущие активы	184	14
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	201	274

ООО «Трансойл»:

Предоплаты и прочие текущие активы	397	288
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	67	176

Gunvor Group

(под совместным контролем до марта 2014 года):

Торговая и прочая дебиторская задолженность	-	2'903
Предоплаты и прочие текущие активы	-	69
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	-	118

ООО «Нова»:

Авансы, выданные на строительство	341	309
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	360	228

19 марта 2014 г. член Совета Директоров «НОВАТЭКа» продал свою долю в «Gunvor Group» третьей стороне, в результате чего «Gunvor Group» перестал считаться связанной стороной Группы с этой даты.

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.

Связанные стороны – ключевой руководящий персонал	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Совет директоров	106	106
Правление	1'640	1'593
Итого выплаты	1'746	1'699

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 состав Правления – восемь человек.

ОАО «НОВАТЭК»

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

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 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).

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

За год, закончившийся 31 декабря 2014 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		357'676	357'676	(33)	357'643
Операционные расходы	<i>a - e</i>	(242'632)	(242'632)	6'120	(236'512)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>f, g</i>	4'368	4'368	2'264	6'632
Расходы в виде процентов	<i>h, i, k</i>	(7'368)	(7'368)	1'646	(5'722)
Доходы в виде процентов	<i>h</i>	3'984	3'984	1'079	5'063
Эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	<i>j</i>	-	-	(20'205)	(20'205)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>k</i>	(26'645)	(26'645)	764	(25'881)
Результаты по сегменту		89'383	89'383	(8'365)	81'018
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(28'175)
Прибыль до налога на прибыль					52'843
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	21'854	21'854	(4'682)	17'172
Капитальные затраты	<i>k</i>	59'660	59'660	6'870	66'530

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 4'642 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа и вознаграждениям работникам (включая пенсионные обязательства, дисконтирование займов, выданных работникам, и начисление премий), по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования транспортных расходов в размере 610 млн рублей и расходов по вознаграждениям работников в размере 165 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- c. различием в методологии признания расходов по сомнительным долгам, по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 90 млн рублей для целей МСФО;
- d. различием в методологии оценки остатков товарно-материальных запасов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления операционных расходов в размере 665 млн рублей для целей МСФО;
- e. 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;
- f. различием в методологии оценки производных товарных инструментов и признания эффекта от дисконтирования финансовых активов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочей операционной прибыли в размере 2'092 млн и 648 млн рублей соответственно для целей МСФО;
- g. различием в стоимости выбывших активов, задействованных в добыче нефти и газа по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования прочей операционной прибыли в размере 347 млн рублей для целей МСФО;
- h. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированного долгосрочного финансового актива и эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов с течением времени по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 1'034 млн рублей и дополнительного начисления расходов в виде процентов в размере 248 млн рублей для целей МСФО;
- i. различием в методологии признания транзакционных расходов на привлечение заемных средств по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления расходов в виде процентов в размере 393 млн рублей для целей МСФО;
- j. 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
- k. различием в методологии капитализации процентов и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительной капитализации процентов и курсовых разниц в размере 3'042 млн рублей и дополнительного начисления капитальных затрат в размере 4'263 млн рублей для целей МСФО.

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 2013 г., представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2013 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		298'166	298'166	(8)	298'158
Операционные расходы	<i>a - e</i>	(196'794)	(196'794)	4'033	(192'761)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>e - g</i>	37'103	37'103	1'426	38'529
Расходы в виде процентов	<i>h - j</i>	(8'081)	(8'081)	2'734	(5'347)
Доходы в виде процентов	<i>i</i>	1'893	1'893	448	2'341
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>j</i>	(4'197)	(4'197)	519	(3'678)
Результаты по сегменту		128'090	128'090	9'152	137'242
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(112)
Прибыль до налога на прибыль					137'130
Износ, истощение и амортизация	<i>a</i>	18'554	18'554	(5'051)	13'503
Капитальные затраты	<i>j</i>	59'796	59'796	2'654	62'450

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 5'071 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа и вознаграждениям работникам (включая вознаграждения с использованием акций, пенсионные обязательства, дисконтирование займов, выданных работникам, и начисление премий), по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления транспортных расходов в размере 438 млн рублей и расходов на вознаграждение работникам в размере 557 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов по обесценению активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления операционных расходов в размере 2'304 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии оценки остатков товарно-материальных запасов по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 438 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов на геологоразведку по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 1'884 млн рублей и прочего операционного убытка в размере 413 млн рублей для целей МСФО;

ОАО «НОВАТЭК»

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

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- f. различием в методологии признания оценки производных товарных инструментов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочей операционной прибыли в размере 549 млн рублей для целей МСФО;
- g. различием в методологии признания выбытия 51%-ной доли владения в ОАО «Сибнефтегаз», совместном предприятии Группы, по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления прочей операционной прибыли в размере 338 млн рублей для целей МСФО;
- h. различием в методологии признания транзакционных расходов на привлечение заемных средств по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования расходов в виде процентов в размере 603 млн рублей для целей МСФО;
- i. различием в методологии признания эффекта от увеличения дисконтированного долгосрочного финансового актива и эффекта от увеличения дисконтированного обязательства по ликвидации активов с течением времени по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления доходов в виде процентов в размере 431 млн рублей и дополнительного начисления расходов в виде процентов в размере 248 млн рублей для целей МСФО; и
- j. различием в методологии капитализации процентов и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительной капитализации процентов и курсовых разниц в размере 2'977 млн рублей и сторнирования капитальных затрат в размере 323 млн рублей для целей МСФО.

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;
- *Тайвань, Япония, Финляндия, Польша, Нидерланды, Дания, Бельгия и прочие страны Европы и Азиатско-Тихоокеанского Региона, США и Канада* – реализация нефти, сжиженного углеводородного газа, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки и сырой нефти.

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2014 г.	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нафта	Сжиженный углеводород- ный газ	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	230'447	3'797	12'224	7'413	854	254'735
Тайвань	-	24'126	-	-	-	24'126
Финляндия	-	2'869	3'357	-	12'075	18'301
США	-	16'005	-	-	-	16'005
Япония	-	14'793	-	-	-	14'793
Дания	-	-	-	-	11'889	11'889
Польша	-	-	11'684	-	-	11'684
Нидерланды	-	8'424	-	-	502	8'926
Сингапур	-	8'643	-	-	-	8'643
Бельгия	-	6'219	-	-	1'912	8'131
Прочие	-	25'222	682	8'136	7'247	41'287
Минус: экспортные пошлины	-	(44'021)	(3'546)	(4'323)	(10'957)	(62'847)
Итого за пределами России	-	62'280	12'177	3'813	22'668	100'938
Итого	230'447	66'077	24'401	11'226	23'522	355'673

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 2013 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефтя	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	204'969	1'867	7'296	4'683	359	219'174
Южная Корея	-	29'173	-	-	-	29'173
Нидерланды	-	17'184	-	-	-	17'184
Тайвань	-	12'212	-	-	-	12'212
Польша	-	-	8'373	-	-	8'373
Япония	-	7'100	-	-	-	7'100
Сингапур	-	7'019	-	-	-	7'019
Китай	-	6'284	-	-	-	6'284
Словакия	-	-	432	4'289	-	4'721
Швеция	-	-	-	-	4'511	4'511
Прочие	-	18'431	4'769	1'346	4'124	28'670
Минус: экспортные пошлины	-	(39'634)	(2'100)	(2'875)	(2'313)	(46'922)
Итого за пределами России	-	57'769	11'474	2'760	6'322	78'325
Итого	204'969	59'636	18'770	7'443	6'681	297'499

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 2014 г., у Группы было два крупнейший покупателя продукции, по которым отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации, что составляло 15% и 10% (57'701 млн и 41'046 млн рублей) от общей суммы соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., у Группы было два крупнейший покупателя продукции, по которым отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации, что составляло 19% и 13% (55'517 млн и 39'568 млн рублей) от общей суммы 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 2015 г. или после этой даты, и при этом не были досрочно применены Группой:

Ежегодные улучшения к МСФО 2013 (выпущены в декабре 2013 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2014 г. или после этой даты). Следующие изменения могут оказать влияние на консолидированную финансовую отчетность Группы:

- МСФО (IFRS) 3 *«Объединение бизнеса»* был изменен, чтобы пояснить, что он неприменим к учету формирования совместной деятельности в соответствии с МСФО (IFRS) 11 *«Совместная деятельность»*. Это изменение также поясняет, что контекстное исключение применимо только к финансовой отчетности самой совместной деятельности.
- Изменение к МСФО (IFRS) 13 *«Справедливая стоимость»* поясняет, что портфельное исключение в МСФО (IFRS) 13, которое позволяет компании определять справедливую стоимость группы финансовых активов и финансовых обязательств на нетто-основе, применимо ко всем контрактам (включая контракты на покупку и продажу нефинансовых активов или обязательств), которые находятся в сфере применения МСФО (IAS) 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка»* или МСФО (IFRS) 9 *«Финансовые инструменты»*.

МСФО (IFRS) 15 *«Выручка от контрактов с клиентами»* (выпущен 28 мая 2014 г. и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2017 г. или после этой даты). 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. Если вознаграждение по какой-либо причине варьируется, то минимальные суммы должны быть признаны, если они не подвержены существенным рискам измениться в обратную сторону. Расходы, понесенные для обеспечения контрактов с клиентами, должны быть капитализированы и амортизированы в течение всего срока получения выгод от контракта. Группа рассматривает влияние требований стандарта на Группу и сроки его применения.

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). Стандарт отображает все фазы проекта по финансовым инструментам и заменяет все предыдущие версии МСФО (IFRS) 9. Стандарт вводит новые требования для классификации и оценки, обесценения и хеджирования. Группа рассматривает влияние требований стандарта на Группу и сроки его применения.

Изменения к МСФО (IFRS) 10 *«Консолидированная финансовая отчетность»* и МСФО (IAS) 28 *«Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия»* (выпущены 11 сентября 2014 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2016 г. или после этой даты). 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. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния изменений к стандартам на раскрытия в своей консолидированной финансовой отчетности.

32 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ежегодные улучшения к МСФО 2014 (выпущены 25 сентября 2014 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2016 г. или после этой даты). Следующее изменение может оказать влияние на консолидированную финансовую отчетность Группы:

- МСФО (IFRS) 5 *«Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность»* был изменен, чтобы пояснить, что изменение метода выбытия (переклассификация из «Предназначенный для продажи» в «Предназначенный для распределения» или наоборот) не является изменением к плану по продаже или распределению, и соответственно не должно учитываться.

Изменения к МСФО (IFRS) 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. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния изменений к стандартам на раскрытия в своей консолидированной финансовой отчетности.

В настоящее время Группа проводит оценку влияния изменений к стандартам на свою консолидированную финансовую отчетность.

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:	
	2014	2013
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение прав на недоказанные запасы	435	49
Затраты на приобретение прав на доказанные запасы	-	3'196
Затраты на геологоразведку	825	1'861
Затраты на разработку	57'837	39'894
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	59'097	45'000
Доля Группы в затратах совместных предприятий на приобретение прав на запасы	-	160'383
Доля Группы в затратах совместных предприятий на разведку и разработку месторождений	63'032	33'017
	На 31 декабря 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов		
Скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	210'371	177'319
Вспомогательное оборудование и сооружения	54'957	46'572
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	61'647	45'282
Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов	326'975	269'173
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(71'407)	(57'541)
Итого чистые капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов	255'568	211'632
Доля Группы в капитализированных затратах совместных предприятий, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	302'514	322'259

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, полученная от продажи углеводородов, добытых Группой, включает в себя расходы на переработку, относящиеся к производственным мощностям, принадлежащим Группе, а также расходы на транспортировку до покупателя (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2014	2013
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов	255'289	236'364
Прямые расходы на добычу	(8'196)	(9'030)
Транспортные расходы	(87'043)	(87'157)
Налоги, кроме налога на прибыль	(29'035)	(21'296)
Износ, истощение и амортизация	(15'913)	(12'274)
Расходы по обесценению активов, нетто	-	(2'202)
Расходы на геологоразведку	(112)	(427)
Итого затраты на добычу	(140'299)	(132'386)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	114'990	103'978
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(22'998)	(20'796)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов	91'992	83'182
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий	10'195	4'077
Итого результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов	102'187	87'259

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 2014 и 2013 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 лицензий на разведку и добычу или на геологическое изучение, разведку и добычу истекает в период с 2017 по 2045 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
На 31 декабря 2012 г.	38'452	1'089	23'763	673	62'215	1'762
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(417)	(12)	1'716	49	1'299	37
Расширению и открытию новых запасов	154	4	1'446	41	1'600	45
Приобретениям ^{(1) (2) (3) (4)}	605	17	5'094	144	5'699	161
Выбытия ^{(3) (5)}	-	-	(7'073)	(200)	(7'073)	(200)
Добыче	(1'842)	(52)	(315)	(9)	(2'157)	(61)
На 31 декабря 2013 г.	36'952	1'046	24'631	698	61'583	1'744
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 ⁽⁶⁾	-	-	(841)	(24)	(841)	(24)
Добыче	(1'855)	(53)	(337)	(9)	(2'192)	(62)
На 31 декабря 2014 г.	35'956	1'018	25'879	733	61'835	1'751
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2012 г.	20'053	568	3'222	91	23'275	659
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
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2012 г.	18'399	521	20'541	582	38'940	1'103
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

⁽¹⁾ В июне 2013 года Группа увеличила долю владения в «Нортгазе» с 49% до 50%.

⁽²⁾ В марте 2013 года Группа приобрела лицензию на разведку и добычу углеводородов на Восточно-Тазовском месторождении.

⁽³⁾ В декабре 2013 года Группа реализовала 51%-ную долю владения в ОАО «Сибнефтегаз» и приобрела 40%-ую долю участия в компании «Artic Russia» B.V., которой принадлежит 49%-ная доля участия в уставном капитале ООО «СеверЭнергии».

⁽⁴⁾ В декабре 2013 года ООО «Ямал развитие», совместное предприятие Группы, приобрело 60%-ную долю участия в компании «Artic Russia» B.V.

⁽⁵⁾ В декабре 2013 года Группа реализовала 20%-ную долю владения в ОАО «Ямал СПГ», совместном предприятии Группы, «Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорации» («CNPC»).

⁽⁶⁾ В марте 2014 года Группа реализовала 20%-ную долю участия в «Artic Russia» B.V. компании «Ямал развитие». В результате сделки эффективная доля Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 59,8% до 54,9%.

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

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах природного газа составила 149 млрд куб. футов и четыре млрд куб. метров и 128 млрд куб. футов и четыре млрд куб. метров по состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 гг. соответственно.

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
На 31 декабря 2012 г.	543	65	370	43	913	108
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(33)	(4)	23	2	(10)	(2)
Расширению и открытию новых запасов	7	1	101	11	108	12
Приобретениям ^{(1) (2) (3) (4)}	21	3	215	24	236	27
Выбытия ^{(3) (5)}	-	-	(34)	(4)	(34)	(4)
Добыче	(36)	(5)	(4)	-	(40)	(5)
На 31 декабря 2013 г.	502	60	671	76	1'173	136
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	16	2	24	3	40	5
Расширению и открытию новых запасов	30	4	40	5	70	9
Выбытия ⁽⁶⁾	-	-	(40)	(4)	(40)	(4)
Добыче	(36)	(4)	(15)	(2)	(51)	(6)
На 31 декабря 2014 г.	512	62	680	78	1'192	140
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2012 г.	269	32	26	3	295	35
31 декабря 2013 г.	244	29	78	9	322	38
31 декабря 2014 г.	216	26	271	31	487	57
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2012 г.	274	33	344	40	618	73
31 декабря 2013 г.	258	31	593	67	851	98
31 декабря 2014 г.	296	36	409	47	705	83

⁽¹⁾ В июне 2013 года Группа увеличила долю владения в «Нортгазе» с 49% до 50%.

⁽²⁾ В марте 2013 года Группа приобрела лицензию на разведку и добычу углеводородов на Восточно-Тазовском месторождении.

⁽³⁾ В декабре 2013 года Группа реализовала 51%-ную долю владения в ОАО «Сибнефтегаз» и приобрела 40%-ую долю участия в компании «Artic Russia» B.V., которой принадлежит 49%-ная доля участия в уставном капитале ООО «СеверЭнергии».

⁽⁴⁾ В декабре 2013 года ООО «Ямал развитие», совместное предприятие Группы, приобрело 60%-ную долю участия в компании «Artic Russia» B.V.

⁽⁵⁾ В декабре 2013 года Группа реализовала 20%-ную долю владения в ОАО «Ямал СПГ», совместном предприятии Группы, «Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорации» («CNPC»).

⁽⁶⁾ В марте 2014 года Группа реализовала 20%-ную долю участия в «Artic Russia» B.V. компании «Ямал развитие». В результате сделки эффективная доля Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 59,8% до 54,9%.

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

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах нефти, газового конденсата и жидких фракций составила 38 млн баррелей и пять млн метр. тонн и 17 млн баррелей и два млн метр. тонн на 31 декабря 2014 и 2013 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