

ОАО «НОВАТЭК»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО,
ЗА ГОДЫ, ЗАКОНЧИВШИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2013 И 2012 гг.**

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 допущения	26
Прим. 5. Приобретения и выбытия	29
Прим. 6. Основные средства.....	36
Прим. 7. Вложения в совместные предприятия	38
Прим. 8. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	42
Прим. 9. Прочие внеоборотные активы	43
Прим. 10. Товарно-материальные запасы	44
Прим. 11. Торговая и прочая дебиторская задолженность	44
Прим. 12. Предоплаты и прочие текущие активы	46
Прим. 13. Денежные средства и их эквиваленты.....	46
Прим. 14. Долгосрочные заемные средства	47
Прим. 15. Обязательства по пенсионной программе.....	49
Прим. 16. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	50
Прим. 17. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	51
Прим. 18. Акционерный капитал	51
Прим. 19. Программа вознаграждения с использованием акций	53
Прим. 20. Выручка от реализации нефти и газа	54
Прим. 21. Транспортные расходы	54
Прим. 22. Покупка природного газа и жидких углеводородов	55
Прим. 23. Налоги, кроме налога на прибыль	55
Прим. 24. Общехозяйственные и управленческие расходы	56
Прим. 25. Материалы, услуги и прочие расходы.....	56
Прим. 26. Доходы (расходы) от финансовой деятельности.....	57
Прим. 27. Налог на прибыль.....	58
Прим. 28. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска.....	61
Прим. 29. Условные и договорные обязательства	71
Прим. 30. Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия.....	74
Прим. 31. Операции со связанными сторонами.....	75
Прим. 32. Информация по сегментам	78
Прим. 33. Разведка и оценка полезных ископаемых	82
Прим. 34. События после отчетной даты	82
Прим. 35. Новые или пересмотренные стандарты.....	83
Дополнительная информация о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированная	85
Контактная информация	90



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 2013 года и консолидированных отчетов о прибылях и убытках, совокупном доходе, изменениях капитала и движении денежных средств за 2013 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 2013 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за 2013 год в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

О.В. Сальникова

25 февраля 2014
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 2013 г. На 31 декабря 2012 г.

АКТИВЫ

Долгосрочные активы

Основные средства	6	243'688	197'376
Вложения в совместные предприятия	7	210'066	189'136
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	8	49'337	13'150
Прочие долгосрочные активы	9	12'478	5'228

Итого долгосрочные активы **515'569** **404'890**

Текущие активы

Товарно-материальные запасы	10	5'953	3'091
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		157	1'756
Торговая и прочая дебиторская задолженность	11	49'522	16'409
Предоплаты и прочие текущие активы	12	18'905	18'567
Денежные средства и их эквиваленты	13	7'889	18'420

Итого текущие активы **82'426** **58'243**

Итого активы **597'995** **463'133**

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ

Долгосрочные обязательства

Долгосрочные заемные средства	14	141'595	97'805
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	27	18'219	13'969
Обязательства по ликвидации активов		3'397	2'879
Прочие долгосрочные обязательства		1'854	2'049

Итого долгосрочные обязательства **165'065** **116'702**

Текущие обязательства

Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	16	24'026	34'682
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	17	21'260	15'925
Задолженность по текущему налогу на прибыль		7'365	198
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		7'222	4'325

Итого текущие обязательства **59'873** **55'130**

Итого обязательства **224'938** **171'832**

Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»

Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(2'406)	(584)
Добавочный капитал		31'297	31'220
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		683	(202)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		334'614	253'606

Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК» **18** **370'198** **290'050**

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ **2'859** **1'251**

Итого капитал **373'057** **291'301**

Итого обязательства и капитал **597'995** **463'133**

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Утверждено и подписано от имени Совета директоров 25 февраля 2014 года:



Л. Михельсон
Председатель Правления



М. Джетвай
Финансовый директор

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:	
		2013	2012
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	20	297'499	210'246
Прочая выручка		659	727
Итого выручка от реализации		298'158	210'973
Операционные расходы			
Транспортные расходы	21	(103'245)	(60'848)
Покупка природного газа и жидких углеводородов	22	(34'707)	(17'483)
Налоги, кроме налога на прибыль	23	(21'645)	(16'846)
Износ, истощение и амортизация	6	(13'503)	(11'499)
Общехозяйственные и управленческие расходы	24	(11'029)	(10'622)
Материалы, услуги и прочие расходы	25	(8'282)	(7'216)
Расходы по обесценению активов, нетто		(2'611)	(325)
Расходы на геологоразведку		(427)	(2'022)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		2'688	1'086
Итого операционные расходы		(192'761)	(125'775)
Прибыль (убыток) от выбытия долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях, нетто	5	37'649	(60)
Прочие операционные прибыли (убытки)		880	196
Прибыль от операционной деятельности		143'926	85'334
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов	26	(5'347)	(3'236)
Доходы в виде процентов	26	2'341	1'731
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		(3'678)	4'491
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(6'684)	2'986
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	(112)	(2'105)
Прибыль до налога на прибыль		137'130	86'215
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(23'392)	(16'142)
Расходы по отложенному налогу на прибыль, нетто		(3'793)	(632)
Итого расходы по налогу на прибыль	27	(27'185)	(16'774)
Прибыль (убыток)		109'945	69'441
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(61)	(17)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		110'006	69'458
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		36.31	22.89
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (тысяч шт.)</i>		3'029'532	3'034'245

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:	
		2013	2012
Прибыль (убыток)		109'945	69'441
Прочий совокупный доход (расход), который не будет впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков)			
Переоценка обязательств по пенсионной программе	15	(11)	-
Прочий совокупный доход (расход), который может быть впоследствии переклассифицирован в состав прибылей (убытков), за вычетом налога на прибыль			
Разницы от пересчета зарубежных дочерних обществ		885	(395)
Прочий совокупный доход (расход)		874	(395)
Итого совокупный доход (расход)		110'819	69'046
Итого прочий совокупный доход (расход), относящийся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(61)	(17)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		110'880	69'063

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2013	2012
Прибыль до налога на прибыль		137'130	86'215
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		13'503	11'499
Расходы по обесценению активов, нетто		2'611	325
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		3'678	(4'491)
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		(37'517)	101
Расходы в виде процентов		5'347	3'236
Доходы в виде процентов		(2'341)	(1'731)
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	112	2'105
Переоценка финансовых инструментов через убыток (прибыль)		(549)	36
Изменения прочих долгосрочных активов и долгосрочной дебиторской задолженности, нетто		323	780
Прочие корректировки		104	514
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) долгосрочных авансов выданных за транспортировку		(2'923)	-
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(16'491)	(8'122)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(2'830)	(1'425)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		(212)	5'014
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		3'257	(624)
Итого изменения оборотного капитала		(19'199)	(5'157)
Налог на прибыль уплаченный		(14'677)	(17'607)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		88'525	75'825
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(51'127)	(37'378)
Приобретение материалов для строительства		(6'654)	(1'938)
Приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств	5	(556)	184
Приобретение долей владения в совместных предприятиях	7	-	(42'697)
Приобретение дополнительных долей владения в совместных предприятиях	7	(1'703)	-
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	7	(2'247)	(5'213)
Погашение долгосрочной задолженности за ранее реализованные дочерние общества		1'623	302
Проценты уплаченные и капитализированные		(3'460)	(2'698)
Предоставление займов совместным предприятиям		(45'801)	(4'818)
Погашение займов выданных совместным предприятиям		8'564	8'102
Проценты полученные		869	2'030
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности		(100'492)	(84'124)

ОАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2013	2012
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		47'778	81'149
Получение краткосрочных заемных средств		9'089	-
Погашение долгосрочных заемных средств		(34'964)	(40'412)
Погашение краткосрочных заемных средств		(2'500)	-
Проценты уплаченные		(4'430)	(2'320)
Дивиденды выплаченные	18	(22'002)	(19'718)
Приобретение собственных акций		(1'854)	(303)
Продажа собственных акций		85	-
Приобретение доли неконтролирующих акционеров в предшествующие года		-	(16'290)
Дополнительный вклад неконтролирующих акционеров в уставный капитал дочерних обществ Группы		1'666	497
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности		(7'132)	2'603
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты		999	285
Увеличение (уменьшение) денежных средств, их эквивалентов и банковских овердрафтов, нетто		(18'100)	(5'411)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного года		18'420	23'831
Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты на конец года		320	18'420

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 (тысяч 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
<i>За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.</i>										
Сальдо на 1 января 2012 г.	3'034'338	393	(281)	31'220	193	5'617	203'871	241'013	669	241'682
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	(395)	-	-	(395)	-	(395)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	69'458	69'458	(17)	69'441
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	(395)	-	69'458	69'063	(17)	69'046
Дивиденды (см. Примечание 18)	-	-	-	-	-	-	(19'723)	(19'723)	-	(19'723)
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю неконтролирующих акционеров	-	-	-	-	-	-	-	-	497	497
Покупка собственных акций (см. Примечание 18)	(925)	-	(303)	-	-	-	-	(303)	-	(303)
Приобретение дочерних обществ (см. Примечание 5)	-	-	-	-	-	-	-	-	102	102
Сальдо на 31 декабря 2012 г.	3'033'413	393	(584)	31'220	(202)	5'617	253'606	290'050	1'251	291'301

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 (тысяч 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
За год, закончившийся 31 декабря 2013 г.										
Сальдо на 1 января 2013 г.	3'033'413	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 пенсии по 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 5)	-	-	-	-	-	-	(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)	(5'603)	-	(1'854)	-	-	-	-	(1'854)	-	(1'854)
Продажа выкупленных собственных акций (см. Примечание 18)	272	-	32	77	-	-	-	109	-	109
Сальдо на 31 декабря 2013 г.	3'028'082	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.

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 основных 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 в целом на российском внутреннем рынке, продается по ценам, устанавливаемым Федеральной службой по тарифам – федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации. Реализация природного газа Группы подвержена сезонным колебаниям, что связано в основном с погодными условиями на территории Российской Федерации, и достигает максимального уровня в зимние (в декабре и январе) и минимального уровня в летние месяцы (в июле и августе). Реализация жидких углеводородов Группы подвержена колебаниям мировых цен на сырую нефть, нефту и другие продукты переработки газового конденсата. Объемы реализации жидких углеводородов остаются относительно стабильными от периода к периоду.

В октябре 2012 года Группа подписала с третьими сторонами долгосрочные контракты на покупку и продажу природного газа с целью осуществления коммерческой трейдинговой деятельности на европейском рынке. Общий срок поставок по данным контрактам составляет 10 лет, начиная с 1 октября 2012 г., ожидаемый суммарный объем – около 20 млрд куб. метров. Одновременно, Группа заключила ряд краткосрочных контрактов на покупку и продажу природного газа на европейском рынке с целью поддержания и оптимизации долгосрочной трейдинговой деятельности.

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 B.V., которая напрямую владеет 49%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия», совместном предприятии Группы. Кроме того, ООО «Ямал развитие», совместное предприятие Группы, приобрело оставшуюся 60%-ную долю участия в компании Artic Russia B.V. 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).

В 2013 году 100%-ным дочерним обществом Группы ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга» был введен в эксплуатацию комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата мощностью шесть млн тонн в год, расположенный в порту Усть-Луга на берегу Балтийского моря. Комплекс Усть-Луга перерабатывает стабильный газовый конденсат в продукты с более высокой добавленной стоимостью (нафта, керосин, газойл и мазут) и, таким образом, наращивает вертикально-интегрированную цепочку по производству и реализации жидких углеводородов. Реализация товарной продукции началась в июле 2013 года.

В декабре 2012 года Группа приобрела 82%-ную долю участия в ООО «Газпром межрегионгаз Кострома», российском региональном поставщике природного газа, с целью расширения своего присутствия на рынке природного газа Костромской области Российской Федерации (см. Примечание 5). В 2013 году Группа продолжила процесс переименования своих дочерних обществ с целью создания единого бренда «НОВАТЭК», переименовав дочернее общество ООО «Газпром межрегионгаз Кострома» в ООО «НОВАТЭК-Кострома». После отчетной даты, в феврале 2014 года, Группа приобрела дополнительную 15%-ную долю участия в ООО «НОВАТЭК-Кострома».

В декабре 2012 года Группа создала 100%-ное дочернее общество ООО «НОВАТЭК Московская область» с целью обеспечения текущих поставок и расширения возможностей реализации природного газа в Московской области Российской Федерации.

1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В декабре 2012 года Группа продала 100%-ное дочернее непрофильное общество ООО «Пуровский терминал» (см. Примечание 5).

В ноябре 2012 года Группа приобрела 49%-ную долю владения в ЗАО «Нортгаз», нефтегазодобывающей компании, владеющей лицензией на Северо-Уренгойское месторождение на территории ЯНАО. В июне 2013 года Группа увеличила долю владения в «Нортгазе» до 50% путем выкупа дополнительной эмиссии акций компании (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 переоценку финансовых активов и финансовых обязательств (включая производные инструменты), 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 определенной существенной оценки. Она также требует от руководства Группы осуществлять допущения 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 и (е) оценки невозмещаемых активов, признания расходов и прочих резервов.

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

ОАО «НОВАТЭК»

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

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.	Средний курс за год, закончившийся 31 декабря:	
			2013	2012
Доллар США («USD»)	32.73	30.37	31.85	31.09
Польский злотый («PLN»)	10.85	9.87	10.08	9.56

Обменный курс, ограничения и контроль. 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. Расходы в виде износа, истощения и амортизации показаны с учетом амортизации основных средств административного назначения, которые ранее отражались в составе общехозяйственных и управленческих расходов: соответственно, расходы в виде амортизации основных средств административного назначения были переклассифицированы из общехозяйственных и управленческих расходов в расходы на износ, истощение и амортизацию по состоянию за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в сумме 314 млн рублей.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Изменения в учетной политике. В 2013 году Группа применила все МСФО (IFRS), изменения и дополнения, которые вступили в силу с 1 января 2013 г. и которые относятся к деятельности Группы:

- Ряд стандартов по консолидации: МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность», МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность», МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации об участии в других компаниях». Ряд указанных стандартов представляют новую модель контроля и определение совместной деятельности, а также новые требования по раскрытию. Применение этих стандартов не оказывает существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.
- Изменения к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» в отношении прочего совокупного дохода. Главным изменением является требование группировать статьи, представленные в составе прочего совокупного дохода по принципу возможности их потенциального переноса в будущем в состав прибыли или убытка. Применение этого изменения оказало влияние на раскрытие в консолидированном отчете о совокупном доходе.
- МСФО (IFRS) 13 «Оценка по справедливой стоимости» устанавливает единый источник требований МСФО по оценке справедливой стоимости. МСФО (IFRS) 13 не вносит изменений в требования, касающиеся того, когда компании следует использовать справедливую стоимость, а скорее дает представление о том, как измерить справедливую стоимость по МСФО, когда использование справедливой стоимости требуется или допускается. Применение МСФО (IFRS) 13 не оказывает существенного влияния на оценки справедливой стоимости, применяемые Группой.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- Пересмотр МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам» внес изменения в признание и оценку пенсионных расходов в рамках планов с установленными выплатами и выходных пособий, а также к раскрытию информации о всех вознаграждениях работникам. Пересмотренный стандарт МСФО (IAS) 19 требует прекращение использования метода коридора, ранее применяемого Группой, устранения амортизации стоимости услуг прошлых лет и признание переоценки (в составе прочих актуарных прибылей и убытков) в составе прочего совокупного дохода. Все изменения должны быть применены ретроспективно с января 2013 года. Указанные переклассификации не оказали существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, и поэтому данные за сравнительные периоды не были пересмотрены в соответствии с правилами перехода на этот стандарт.

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 переменные доходы от участия в компании и имеет возможность влиять на такие доходы посредством использования своих полномочий в отношении компании. Дочерние общества консолидируются начиная с момента перехода контроля над ними к Группе (дата приобретения) и исключаются из консолидации с момента утраты контроля.

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

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

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

Средства, переданные продавцу, 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 балансовой 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 становится первоначальной учетной стоимостью, для целей последующего учета оставшейся доли участия в качестве зависимого общества, совместного предприятия или финансового актива. Кроме того, любые суммы, признанные ранее в совокупном доходе в отношении компании, учитываются как если бы Группа напрямую осуществила выбытие соответствующих активов или обязательств. Это может означать, что суммы, признанные ранее в совокупном доходе, перераспределятся в прибыли и убытки.

Если доля участия в 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. Инвестиции в совместное предприятие первоначально признаются по стоимости приобретения. Разница между стоимостью приобретения и долей в справедливой стоимости чистых идентифицируемых активов совместного предприятия представляет собой деловую репутацию (гудвилл) при приобретении совместного предприятия.

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

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.

Долгосрочные активы, удерживаемые для продажи. Долгосрочные активы, удерживаемые для продажи, отражаются по наименьшей из их балансовой стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Долгосрочные активы классифицируются как удерживаемые для продажи, если их балансовая стоимость будет возмещена путем их продажи, а не путем дальнейшего использования. Это условие считается выполненным только в том случае, если продажа активов произойдет с высокой долей вероятности и активы готовы к немедленной продаже в текущем состоянии. Руководство должно предпринимать активные действия по продаже, и сделка по продаже должна быть завершена в течение одного года после переклассификации.

Основные средства, классифицируемые как удерживаемые для продажи, не амортизируются.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Основные запасы нефти и газа Группы были определены международно признанными независимыми инженерами-оценщиками. Прочие запасы нефти и газа Группы были определены на основании оценок запасов природных ресурсов, подготовленных руководством Группы в соответствии с международно признанными определениями. Текущая стоимость затрат по демонтажу объектов, задействованных в добыче нефти и газа, включая затраты на свертывание производства и восстановление участков ведения производственной деятельности, признается в момент возникновения обязательства и включается в учетную стоимость основных средств с последующим начислением амортизации пропорционально объему добытой продукции.

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.

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 консолидированном отчете о прибылях и убытках. 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 консолидированном отчете 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 консолидированном отчете о прибылях и убытках по мере их возникновения. Затраты на приобретение лицензий и бурение разведочных скважин отражаются в составе активов 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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, задействованных в добыче нефти и газа. 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.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*(a) Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки*

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки, являются финансовыми активами, предназначенными для торговли. Финансовый актив относится к данной категории, 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, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки, 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.

(b) Инвестиции, удерживаемые до погашения

Инвестиции, удерживаемые до погашения, включают котированные производные 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. Такие активы классифицируются как долгосрочные. По состоянию на отчетные даты Группа не имела таких инвестиций.

(c) 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 прибылей 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.

(a) *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.

(b) *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 прочие финансовые обязательства 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 производные финансовые инструменты. Прибыли или убытки от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов включаются в статью «прочие операционные прибыли (убытки)» 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 рыночной ситуации.

Встроенные производные финансовые инструменты, которые являются частью непроизводных 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 активного рынка. 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, релевантного 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.

Налог на прибыль. С 1 января 2012 г. 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, как указано в Примечании 27. В предыдущие периоды российское законодательство не содержало понятия «консолидированный налоговый плательщик», и, соответственно, компании Группы облагались российскими налогами индивидуально по каждой компании.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Налог на прибыль отражается в консолидированной финансовой отчетности в соответствии с требованиями российского законодательства, действующего или фактически применимого на конец отчетного периода. Расходы или льготы 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 могут быть зачтены против отложенных налоговых обязательств только в рамках каждого отдельного общества Группы. 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.

Отложенный налог на прибыль отражается в отношении нераспределенной прибыли дочерних обществ и совместных предприятий, накопленной за период после их приобретения, за исключением тех случаев, когда Группа осуществляет контроль за политикой выплаты дивидендов дочерних обществ, и существует достаточная вероятность того, что временная разница не будет уменьшаться в обозримом будущем за счет выплаты дивидендов или по иной причине. Соответствующие суммы отложенного налога оцениваются по ожидаемой налоговой ставке.

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 покупную стоимость приобретенных материалов, прямые производственные затраты, а также соответствующие накладные производственные расходы и отражается по методу «первых по времени приобретения материально-производственных запасов» (далее – «ФИФО»). Чистая цена реализации представляет собой расчетную цену реализации в обычных условиях ведения деятельности за вычетом торговых издержек.

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

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, нефти и продуктов их 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 консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе операционных расходов. Последующее восстановление сумм, списанных ранее, кредитруется против сумм резервов в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 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 раздельно, 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.

Заемные средства. Заемные средства первоначально отражаются по справедливой стоимости полученных средств за вычетом понесенных транзакционных издержек. Заемные средства впоследствии отражаются в учете по амортизируемой стоимости; все разницы между полученными средствами (за вычетом транзакционных издержек) и стоимостью погашения отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в течение периода заимствования с использованием метода «эффективной процентной ставки».

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 амортизируемой 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 в составе расходов 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.

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, справедливая стоимость обязательств по ликвидации данных производственных комплексов не может быть точно оценена и, как следствие, законодательные и договорные обязательства по ликвидации этих активов нами не были признаны.

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

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 функциональные валюты, включаются в состав прибыли (убытков) отчетного периода.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 полученных денежных средств или денежных средств, подлежащих 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.

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 консалтинговые 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.

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 Фонд социального страхования и Пенсионный фонд Российской Федерации за своих сотрудников из расчета заработной платы до вычета налога на доходы физических лиц. Обязательные взносы в Фонд социального страхования и Пенсионный фонд Российской Федерации, которые представляют собой план с установленными выплатами, учитываются в составе расходов на оплату труда по мере их возникновения и включены в статью «расходы по оплате труда» в консолидированном отчете 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 расходов на оплату труда в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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).

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 отнесением данной текущей стоимости на годы трудовой деятельности данных работников. Установленные пенсионные обязательства ежегодно рассчитываются независимым актуарием с использованием метода «прогнозируемой условной единицы» (the project unit credit method). Ставка дисконтирования соответствует доходности по рублевым облигациям, выпущенным Правительством Российской Федерации, сроки погашения которых соответствуют срокам погашения пенсионных обязательств.

В соответствии с пересмотренным МСФО (IAS) 19 «*Вознаграждения работникам*», вступившим в силу с 1 января 2013 г., актуарные прибыли и убытки, возникающие в результате корректировок на основе опыта и изменения в актуарных допущениях немедленно признаются в консолидированном отчете о финансовом положении, с отнесением на прочий совокупный доход в периоде возникновения. 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 ДОПУЩЕНИЯ

При подготовке консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО руководство Группы делает 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 допущения, не требующие оценок, в процессе применения учетной политики Группы. Фактические результаты могут отличаться от сделанных оценок в случае применения других допущений и предположений.

Допущения и оценки, оказывающие наиболее существенное влияние на суммы, которые отражены в данной консолидированной финансовой отчетности и которые могут повлечь за собой риск 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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 models) 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 28.

Признание отложенных налоговых активов. Отложенные налоговые активы отражаются на каждую отчетную дату в той степени, в которой вероятно использование соответствующих налоговых вычетов. При определении будущей налогооблагаемой прибыли и суммы налоговых вычетов руководство делает оценки и допущения, исходя из величины налогооблагаемой прибыли предыдущих лет и ожиданий в отношении прибыли будущих периодов, которые являются обоснованными в сложившихся обстоятельствах.

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

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

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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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 признаются 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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 допущений 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 указаний 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.

Оценка справедливой стоимости инвестиций. Группа использует модели дисконтированных денежных потоков при необходимости определения справедливой стоимости инвестиций (см. Примечание 5). 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 также ставки дисконтирования, используемые при определении справедливой стоимости.

Оценка вида совместной деятельности. Группа оценила характер каждой из своих совместных деятельностей и определила их как совместные предприятия. Группа продолжает учитывать свои инвестиции в совместные предприятия по методу «долевого участия».

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ**Выбытие 20-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ»**

5 сентября 2013 г. «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. Договор содержал ряд отлагательных условий, и в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность» эта доля владения была раскрыта как актив, предназначенный для продажи, по состоянию на 30 сентября 2013 г. 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)

Общая стоимость 20%-ной доли владения в «Ямале СПГ», согласно Договору купли-продажи и Соглашению акционеров, подлежащая выплате компанией «СНПС», состоит из следующего:

- i. *первый транш* – денежный платеж в сумме 468 млн долл. США в пользу «НОВАТЭКа» (платеж получен в январе 2014 года);
- ii. *второй транш* – денежный платеж в виде вклада в уставный капитал «Ямала СПГ» в сумме 410 млн долл. США (платеж получен в январе 2014 года);
- iii. *третий транш* – дополнительный денежный платеж в виде вклада в уставный капитал «Ямала СПГ» в сумме 143 млн долл. США (платеж получен в феврале 2014 года).

Кроме того, «СНПС» компенсирует прошлые затраты и инвестиции в сумме 95 млн долл. США, которые «НОВАТЭК» понес по Проекту до вхождения в него «СНПС». Платеж получен в январе 2014 года.

Соглашение акционеров предусматривает, что финансирование Проекта «Ямал СПГ» будет осуществлено в форме пропорциональных и непропорциональных займов от акционеров, а также в виде проектного финансирования.

В соответствии с Соглашением акционеров часть полученных средств от «СНПС» в виде акционерных займов будет использована «Ямалом СПГ» для погашения займа, выданного «НОВАТЭКом» за иностранных партнеров до осуществления данной сделки. После отчетной даты, в январе 2014 года, «Ямал СПГ» погасил 12'045 млн рублей (364 долл. США) займа «НОВАТЭКу».

В рамках сделки, в сентябре 2013 года «НОВАТЭК», «СНПС» и консорциум китайских финансовых институтов заключили меморандум по проектному финансированию «Ямала СПГ». В соответствии с меморандумом китайские коммерческие банки рассмотрят возможность активного участия в проектном финансировании. В октябре 2013 года «Ямал СПГ» и «СНПС» подписали базовые условия соглашения о поставке не менее 3 млн тонн сжиженного природного газа в год на условиях DES в течение 15 лет с возможностью пролонгации.

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 20%-ной доли Группы в чистых активах, учитываемой раннее 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.

ОАО «НОВАТЭК»

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

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Переоценка стоимости инвестиций в ОАО «Ямал СПГ»

В октябре 2011 года Группа реализовала 20%-ную долю в «Ямале СПГ» компании «TOTAL», стратегическому партнеру Группы в проекте «Ямал СПГ», с отложенным платежом в виде третьего транша, сумма которого зависела от согласованной акционерами величины капитальных затрат по Проекту. 18 декабря 2013 г. Совет Директоров «Ямала СПГ» утвердил Окончательное инвестиционное решение (ОИР) по проекту «Ямал СПГ», определив сумму капитальных затрат в размере 26,9 млрд долл. США. В связи с этим, сумма третьего транша, подлежащая взносу в уставный капитал «Ямала СПГ» компанией «TOTAL» по факту принятия ОИР, уменьшилась на 357 млн долл. США, в результате чего Группа пересмотрела стоимость своей инвестиции в «Ямал СПГ», уменьшив ее на 6'988 млн рублей с признанием соответствующего эффекта в консолидированном отчете об изменениях в капитале согласно своей учетной политике. Третий транш был уплачен компанией «TOTAL» в феврале 2014 года.

Обмен активами

20 декабря 2013 г. «НОВАТЭК» заключил договор мены с ОАО «Роснефть» и обменял 51%-ную долю владения в ОАО «Сибнефтегаз», совместном предприятии Группы, на 40%-ную долю в «Artic Russia B.V.» по согласованной стоимости 1,8 млрд долларов США. «Artic Russia B.V.», зарегистрированная в Нидерландах, владеет 49%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия», совместном предприятии Группы (см. Примечание 7). Транзакция не предполагала проведения расчетов денежными средствами и увеличила эффективную долю участия Группы в «СеверЭнергии» с 25,5% до 45,1%.

Представленная ниже таблица детализирует полученный доход от выбытия «Сибнефтегаза»:

	<u>млн рублей</u>
Справедливая стоимость 51%-ной доли Группы в чистых активах «Сибнефтегаза» (1'800 млн долл. США по обменному курсу 32,95 рубля за долл. США)	59'315
Минус: учетная стоимость 51%-ной доли Группы в чистых активах «Сибнефтегаза»	(25'511)
Итого доход от выбытия доли владения до налога на прибыль	33'804

Таким образом, Группа признала прибыль от сделки в сумме 27'111 млн рублей за вычетом соответствующего налога на прибыль в сумме 6'693 млн рублей.

Справедливая стоимость инвестиции в «Сибнефтегазе» была определена на основе модели дисконтированных денежных потоков. Существенными допущениями в модели дисконтированных денежных потоков являются: прогнозируемые цены на природный газ, ожидаемые объемы добычи и ставка дисконтирования, используемая при определении справедливой стоимости. Ключевыми показателями чувствительности дисконтированных денежных потоков являются:

- будущие цены на природный газ были основаны на предполагаемых ценах Федеральной службы по тарифам (ФСТ) с темпом роста, прогнозируемым Министерством экономического развития Российской Федерации. Если в модели будущих денежных потоков предполагаемые будущие цены были бы уменьшены на 1% в течение каждого года, то, предполагая, что другие параметры остаются неизменными, справедливая стоимость выбывшей доли и соответствующая прибыль от выбытия уменьшились бы на 921 млн рублей;
- будущая добыча была основана на оценках доказанных и вероятных запасов. Если в модели будущих денежных потоков производимые объемы уменьшились бы на 1%, то, предполагая, что другие параметры останутся неизменными, справедливая стоимость выбывшей доли и соответствующая прибыль от выбытия уменьшились бы на 794 млн рублей;
- ставка дисконтирования, как предполагалось, составляла 13,77%. Если бы ставка дисконтирования увеличилась на полпроцента (до 14,27%), то, предполагая, что другие параметры останутся неизменными, справедливая стоимость выбывшей доли и соответствующая прибыль от выбытия уменьшились бы на 2'444 млн рублей.

ОАО «НОВАТЭК»

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

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В соответствии с МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия» Группа оценила предварительную справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств «СеверЭнергии» на дату приобретения. В данной консолидированной финансовой отчетности справедливая стоимость идентифицируемых активов и обязательств «СеверЭнергии» является предварительной, поскольку Группа находится в процессе завершения определения оценок справедливой стоимости определенных активов и обязательств, главным образом, основных средств. Руководству требуется завершить учет сделки в течение 12 месяцев со дня приобретения, при этом любые изменения к предварительным оценкам будут отражены на дату приобретения.

Представленная ниже таблица детализирует предварительную справедливую стоимость 100% активов и обязательств «СеверЭнергии» и его дочернего общества:

<i>ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество</i>	Предварительная справедливая стоимость на дату приобретения
Основные средства	467'479
Прочие долгосрочные активы	2'140
Денежные средства и их эквиваленты	3'025
Прочие текущие активы	7'458
Долгосрочные заемные средства	(78'232)
Прочие долгосрочные обязательства	(76'884)
Прочие текущие обязательства	(22'358)
Итого идентифицируемые чистые активы	302'628
Стоимость покупки	59'315
Справедливая стоимость доли Группы в чистых активах (19,6% от 302'628 млн рублей)	(59'315)
Предварительная деловая репутация (гудвилл)	-

В рамках сделки Группа расторгла контракт на покупку природного газа у «Сибнефтегаза».

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

20 ноября 2013 г. ООО «Ямал развитие», совместное предприятие Группы, заключило соглашение о приобретении 60%-ной доли в «Artic Russia B.V.» за 96'846 млн рублей (2'939 млн долл. США). «Artic Russia B.V.», зарегистрированная в Нидерландах, владеет 49%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия», совместном предприятии Группы. К концу 2013 года сделка получила все необходимые одобрения регулирующих органов Российской Федерации, и в декабре 2013 года Группа отразила приобретение 60%-ной доли в «Artic Russia B.V.».

В результате сделки 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%. При этом, 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 права голоса. Таким образом, Группа продолжает учитывать «СеверЭнергию» как совместное предприятие по методу долевого участия.

ОАО «НОВАТЭК»

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

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В соответствии с МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия» Группа оценила предварительную справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств «СеверЭнергии» на дату приобретения. В данной консолидированной финансовой отчетности справедливая стоимость идентифицируемых активов и обязательств «СеверЭнергии» является предварительной, поскольку Группа находится в процессе завершения определения оценок справедливой стоимости определенных активов и обязательств, главным образом, основных средств. Руководству требуется завершить учет приобретения в течение 12 месяцев со дня приобретения, при этом любые изменения к предварительным оценкам будут отражены на дату приобретения.

Руководство оценило справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств и посчитало, что при приобретении компании возникает деловая репутация (гудвилл).

	<u>Предварительная справедливая стоимость на дату приобретения</u>
Стоимость покупки (2'939 млн долл. США по обменному курсу 32,95 рубля за долл. США)	96'846
Справедливая стоимость доли «Ямала развития» в чистых активах «СеверЭнергии» (29,4% от 302'628 млн рублей)	(88'973)
Предварительная деловая репутация (гудвилл)	7'873
Доля Группы в предварительной деловой репутации (гудвилле)	3'937

Покупка доли владения в ЗАО «Нортгаз»

27 ноября 2012 г. Группа приобрела 49%-ную долю владения в ЗАО «Нортгаз», нефтегазодобывающей компании, расположенной в ЯНАО, за 42'697 млн рублей (1'375 млн долл. США), которые были полностью выплачены в ноябре 2012 года. «Нортгаз» владеет лицензией на добычу на Северо-Уренгойском месторождении (действительна до 2018 года). Доказанные запасы этого месторождения согласно оценке компании DeGolyer and MacNaughton по классификации запасов PRMS и SEC по состоянию на 31 декабря 2012 г. составили приблизительно 186 млрд и 157 млрд куб. метров природного газа и 25 млн и 21 млн тонн жидких углеводородов соответственно.

Как указано выше, Группа приобрела 49%-ную долю владения в «Нортгазе»; однако Устав компании предусматривает, что все ключевые вопросы, касающиеся операционной и финансовой деятельности компании, должны быть единогласно утверждены Советом директоров. В результате механизм голосования устанавливает совместный контроль акционеров над «Нортгазом». Группа учитывает 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)

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В соответствии с МСФО (IAS) 31 «Участие в совместных предприятиях» (замененный на МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия» в 2013 году) Группа оценила предварительную справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств «Нортгаза» по состоянию на дату приобретения и признала предварительные значения для этих статей на 31 декабря 2012 г. В марте 2013 года Группа привлекла независимую компанию для оценки справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств, проведение которой было закончено в июле 2013 года. В результате, предварительная справедливая стоимость долгосрочных активов и долгосрочных обязательств совместного предприятия не изменилась и деловая репутация (гудвилл) не была признана в учетной стоимости инвестиции в совместное предприятие. Однако распределение покупной стоимости в составе активов, задействованных в добыче нефти и газа, привело к уменьшению амортизации, начисленной за три месяца, закончившихся 31 марта 2013 г., на сумму 235 млн рублей за вычетом налога на прибыль. Пересмотр предварительной оценки был отражен на дату приобретения и, таким образом, доля Группы в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль за три месяца, закончившихся 31 марта 2013 г., была увеличена на 115 млн рублей для отражения сторнирования амортизации в «Нортгазе».

Представленная ниже таблица детализирует окончательную справедливую стоимость 100% активов и обязательств «Нортгаза»:

<i>ЗАО «Нортгаз»</i>	Окончательная справедливая стоимость на дату приобретения
Основные средства	130'135
Прочие долгосрочные активы	1'623
Торговая дебиторская задолженность	2'312
Прочие текущие активы	2'246
Денежные средства и их эквиваленты	966
Долгосрочные заемные средства	(14'378)
Прочие долгосрочные обязательства	(22'055)
Краткосрочные заемные средства	(1'341)
Дивиденды, подлежащие выплате	(9'700)
Прочие текущие обязательства	(2'671)
Итого идентифицируемые чистые активы	87'137
Стоимость покупки	42'697
Справедливая стоимость доли Группы в чистых активах (49% от 87'137 млн рублей)	(42'697)
Деловая репутация (гудвилл)	-

Покупка дополнительной доли владения в ЗАО «Нортгаз»

В июне 2013 года Группа увеличила долю владения в ЗАО «Нортгаз» до 50% путем выкупа дополнительной эмиссии акций компании (зарегистрирована в Федеральной службе по финансовым рынкам в июне) 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)

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Покупка ООО «Газпром межрегионгаз Кострома»

28 декабря 2012 г. Группа приобрела 82%-ную долю участия в ООО «Газпром межрегионгаз Кострома», российском региональном поставщике природного газа, с целью наращивания продаж природного газа в Костромской области Российской Федерации за 554 млн рублей, выплаченных в 2013 году. На дату покупки компания держала на балансе выкупленную 3%-ную долю собственного уставного капитала, которая была элиминирована при консолидации; соответственно, эффективная доля владения Группы в «Газпром межрегионгазе Костроме» составила 84,54%.

Руководство оценило справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств и посчитало, что при приобретении компании деловой репутации (гудвилла) не возникло. Ниже в таблице представлена справедливая стоимость 100% чистых активов и обязательств «Газпром межрегионгаза Костромы»:

<i>ООО «Газпром межрегионгаз Кострома»</i>	Справедливая стоимость на дату приобретения
Долгосрочные активы	735
Торговая дебиторская задолженность	895
Прочие текущие активы	12
Денежные средства и их эквиваленты	296
Долгосрочные обязательства	(129)
Торговая кредиторская задолженность	(1'096)
Прочие текущие обязательства	(58)
Итого идентифицируемые чистые активы	655
Стоимость покупки	554
Справедливая стоимость доли Группы в чистых активах (84,54% от 655 млн рублей)	(554)
Деловая репутация (гудвилл)	-

Финансовая и операционная деятельность «Газпром межрегионгаза Костромы» оказала бы эффект в виде дополнительной выручки Группы в сумме 6,7 млрд рублей и несущественный эффект на прибыль Группы до налога на прибыль, если бы приобретение произошло 1 января 2012 г.

Выбытие ООО «Пуровский терминал»

В декабре 2012 года Группа продала 100%-ную долю участия в своем непрофильном дочернем обществе ООО «Пуровский терминал» третьей стороне за 97 млн рублей, которые были полностью выплачены в декабре 2012 года. Группа признала убыток до налога на прибыль от выбытия в сумме 60 млн рублей.

До выбытия Группа отражала сальдо по расчетам и результаты операций выбывшего дочернего общества в составе сегмента «разведка, добыча и маркетинг» в информации по сегментам Группы.

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	177'788	17'647	8'603	204'038
Накопленный износ, истощение и амортизация	(35'824)	-	(1'430)	(37'254)
Остаточная стоимость на 1 января 2012 г.	141'964	17'647	7'173	166'784
Приобретение дочерних обществ	24	33	23	80
Поступление и приобретение	1'564	41'522	468	43'554
Ввод в эксплуатацию	21'608	(22'414)	806	-
Износ, истощение и амортизация	(10'882)	-	(503)	(11'385)
Выбытие дочерних обществ, нетто	(14)	-	(32)	(46)
Выбытие, нетто	(69)	(1'493)	(49)	(1'611)
Переклассификация	1'415	-	(1'415)	-
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

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в размере 4'021 млн и 2'839 млн рублей соответственно. Ставки капитализации процентов за 2013 и 2012 годы, использованные для поступлений, составили 7,0% и 6,8% соответственно.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов по капитальному строительству по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг., включены авансы на оборудование в сумме 2'805 млн и 3'836 млн рублей соответственно.

ОАО «НОВАТЭК»

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

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлена учетная стоимость приобретенных лицензий с доказанными и недоказанными запасами углеводородов, включенная в состав активов, задействованных в добыче нефти и газа:

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Стоимость доказанных запасов углеводородов	43'938	39'949
Минус: накопленная амортизация стоимости доказанных запасов углеводородов	(13'061)	(11'744)
Стоимость недоказанных запасов углеводородов	6'420	7'753
Итого стоимость запасов углеводородов	37'297	35'958

Руководство Группы считает, что данные затраты являются окупаемыми, поскольку у Группы существуют конкретные планы по разведке и разработке на соответствующих месторождениях.

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 2013 году 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-Луга на берегу Балтийского моря, на сумму 20'924 млн рублей (см. Примечание 1).

Сверка износа, истощения и амортизации между примечаниями приведена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Износ, истощение и амортизация основных средств	13'175	11'385
Плюс: Износ, истощение и амортизация нематериальных активов	466	244
Минус: Износ, истощение и амортизация, капитализированные в процессе оказания внутригрупповых услуг по строительству	(138)	(130)
Износ, истощение и амортизация в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках	13'503	11'499

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг., никакие объекты основных средств не были переданы в залог под обеспечение кредитов Группы. Обесценение основных средств в размере 2'287 млн рублей и ноль рублей было признано в отношении активов, задействованных в добыче нефти и газа, за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 29.

ОАО «НОВАТЭК»

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

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
<i>Совместные предприятия:</i>		
ОАО «Ямал СПГ»	77'875	96'736
«Artic Russia B.V.»	59'315	-
ЗАО «Нортгаз»	45'605	42'586
ООО «Ямал развитие»	23'720	24'430
ЗАО «Тернефтегаз»	3'551	1'224
ОАО «Сибнефтегаз»	-	24'160
Итого вложения в совместные предприятия	210'066	189'136

ОАО «Ямал СПГ». Группа владеет 60%-ной долей в ОАО «Ямал СПГ», своем совместном предприятии с «TOTAL S.A.» (20%) и «Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией» (далее – «CNPC») (20%). Совместное предприятие осуществляет реализацию Проекта «Ямал СПГ» по созданию мощностей по добыче природного газа, газового конденсата и производству сжиженного природного газа на основе ресурсной базы Южно-Тамбейского месторождения, расположенного в ЯНАО. По состоянию на 31 декабря 2012 г. Группа владела 80%-ной долей в акциях компании, но в декабре 2013 года продала 20%-ную долю владения компании «CNPC» (см. Примечание 5).

Механизм голосования до и после вхождения «CNPC» в Проект предусматривает, что ключевые вопросы, касающиеся операционной и финансовой деятельности компании, подлежат единогласному одобрению всеми акционерами и, таким образом, устанавливает совместный контроль над «Ямалом СПГ». Группа учитывает свою долю в компании по методу долевого участия в течение обоих отчетных периодов.

«Artic Russia B.V.». Группа владеет напрямую 40%-ной долей в «Artic Russia B.V.», зарегистрированной в Нидерландах. «Artic Russia B.V.» владеет 49%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия», которое через свое 100%-ное дочернее общество ОАО «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском месторождении и осуществляет подготовку к вводу в эксплуатацию Уренгойского, Яро-Яхинского, Ево-Яхинского и Северо-Часельского месторождений, расположенных в ЯНАО.

Устав «Artic Russia B.V.» предусматривает, что все ключевые вопросы, касающиеся операционной и финансовой деятельности компании, подлежат единогласному одобрению членов Совета директоров. Таким образом, механизм голосования устанавливает совместный контроль акционеров над «Artic Russia B.V.». Группа учитывает свою долю в компании по методу долевого участия.

ООО «Ямал развитие». Группа владеет 50%-ной долей участия в ООО «Ямал развитие», своем совместном предприятии с ОАО «Газпром нефть» (50%). «Ямал развитие» владеет 51%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия» и 60%-ной долей в «Artic Russia B.V.».

Устав «СеверЭнергии» предусматривает, что все ключевые вопросы, касающиеся операционной и финансовой деятельности компании, должны быть утверждены шестью из семи членов Совета директоров, т.е. ни один из участников не имеет привилегированного права голоса. Таким образом, Группа определила «СеверЭнергию» как совместное предприятие «Ямал развития» и учитывает свою долю в «СеверЭнергии» по методу долевого участия.

ЗАО «Нортгаз». Группа владеет 50%-ной долей в ЗАО «Нортгаз», своем совместном предприятии с ОАО «Газпром» и ОАО «Газпромбанк», которое ведет добычу на Северо-Уренгойском месторождении, расположенном в ЯНАО. Устав «Нортгаза» предусматривает, что все ключевые вопросы, касающиеся операционной и финансовой деятельности компании, должны быть единогласно утверждены Советом директоров. В результате механизм голосования устанавливает совместный контроль акционеров над «Нортгазом». Группа учитывает свою долю в компании по методу долевого участия.

ОАО «Сибнефтегаз». Весь 2012 год и до декабря 2013 года Группа владела 51%-ной долей в ОАО «Сибнефтегаз», совместном предприятии с ОАО «Роснефть». 27 декабря 2013 года Группа отразила выбытие своей 51%-ной доли в «Сибнефтегазе» на основании Соглашения об обмене активами с «Роснефтью» (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)

ЗАО «Тернефтегаз». Группа владеет 51%-ной долей участия в ЗАО «Тернефтегаз» (в 2012: Группа владела 51%-ной долей участия), совместном предприятии с «TOTAL S.A.» (49%), которое ведет подготовку к вводу в эксплуатацию Термокарстового месторождения, расположенного в ЯНАО. Соглашение акционеров предусматривает, что все ключевые вопросы, касающиеся операционной и финансовой деятельности компании, должны быть единогласно утверждены обоими акционерами, и ни один из участников не имеет права привилегированного голоса. В результате механизм голосования устанавливает совместный контроль акционеров над «Тернефтегазом». Группа учитывает свою долю в компании по методу долевого участия.

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
На 1 января	189'136	123'029
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий до налога на прибыль	830	(2'221)
Доля в льготах (расходах) по налогу на прибыль	(942)	116
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(112)	(2'105)
Приобретения совместных предприятий	59'315	42'697
Будущие взносы акционеров в капитал	10'935	-
Эффект от переоценки акционерных займов (см. Примечание 8)	3'647	-
Взносы в капитал	2'247	25'515
Приобретения дополнительных долей владения в совместных предприятиях	1'703	-
Выбытия совместных предприятий	(25'511)	-
Выбытия долей владения в совместных предприятиях	(24'306)	-
Переоценка стоимости инвестиций в совместные предприятия (см. Примечание 5)	(6'988)	-
На 31 декабря	210'066	189'136

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 V.V.» на сумму 59'315 млн рублей (см. Примечание 5).

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), выплаченных в январе и феврале 2014 года.

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 июне 2013 года Группа увеличила свою долю владения в «Нортгазе» на один процент до 50% путем выкупа дополнительной эмиссии акций в сумме 1'703 млн рублей (см. Примечание 5).

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

В 2012 году Группа приобрела 49%-ную долю владения в «Нортгазе», нефтегазодобывающей компании, владеющей лицензией на добычу на Северо-Уренгойском месторождении, расположенном в ЯНАО, за 42'697 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 2012 году в соответствии с Соглашением акционеров капитал «Ямала СПГ» был увеличен непропорциональными вкладами его участников на 23'811 млн рублей, из которых 9'167 млн рублей относятся к «НОВАТЭКу». В результате непропорциональных вкладов доля владения Группы в компании практически не изменилась.

В 2012 году уставный капитал «Ямал развития» был увеличен на 32'697 млн рублей путем конвертации займов, выданных компании на эту сумму ее участниками, из которых 16'348 млн рублей относятся к «НОВАТЭКу». В результате конвертации займов доля владения Группы в компании не изменилась.

Группа через свои совместные предприятия «Ямал Развитие» (50%) и «Artic Russia B.V.» (49%) владеет 59,8%-ной долей в «СеверЭнергии», которое через свое 100%-ное дочернее общество ОАО «Арктикгаз» ведет добычу на Самбургском месторождении и осуществляет подготовку к вводу в эксплуатацию Уренгойского, Яро-Яхинского, Ево-Яхинского и Северо-Часельского месторождений, расположенных в ЯНАО. Ниже представлена консолидированная финансовая информация и отчет о совокупном доходе «СеверЭнергии», поскольку «Ямал Развитие» и «Artic Russia B.V.» являются холдинговыми компаниями.

Краткая финансовая информация по каждому существенному совместному предприятию представлена ниже:

<i>На 31 декабря 2013 г.</i>	«Ямал СПГ»	«Нортгаз»	«СеверЭнергия»
Долгосрочные активы	167'908	144'758	360'059
Денежные средства и их эквиваленты	2'120	767	3'025
Прочие текущие активы	9'749	3'131	7'458
Итого текущие активы	11'869	3'898	10'483
Долгосрочные финансовые обязательства	(54'807)	(30'964)	(78'232)
Прочие долгосрочные обязательства	(15'161)	(22'737)	(54'949)
Итого долгосрочные обязательства	(69'968)	(53'701)	(133'181)
Текущие обязательства	(2'904)	(3'746)	(22'358)
Чистые активы	106'905	91'209	215'003
<i>На 31 декабря 2012 г.</i>			
Долгосрочные активы	120'989	132'458	166'639
Денежные средства и их эквиваленты	657	290	724
Прочие текущие активы	3'310	3'585	4'460
Итого текущие активы	3'967	3'875	5'184
Долгосрочные финансовые обязательства	(3'661)	(24'297)	(41'444)
Прочие долгосрочные обязательства	(15'497)	(22'311)	(24'434)
Итого долгосрочные обязательства	(19'158)	(46'608)	(65'878)
Краткосрочные финансовые обязательства	-	(1'207)	-
Прочие текущие обязательства	(886)	(1'607)	(11'737)
Итого текущие обязательства	(886)	(2'814)	(11'737)
Чистые активы	104'912	86'911	94'208

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 2013 г.</i>	«Ямал СПГ»	«Нортгаз»	«СеверЭнергия»
Выручка	-	11'361	15'832
Износ, истощение и амортизация	-	(3'195)	(6'179)
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	(2'064)	3'397	3'764
Льготы (расходы) по налогу на прибыль	132	(802)	(984)
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(1'932)	2'595	2'780
<i>За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.</i>			
Выручка	-	746	5'088
Износ, истощение и амортизация	(14)	(132)	(1'604)
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	(2'604)	(27)	480
Льготы (расходы) по налогу на прибыль	340	(198)	(435)
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(2'264)	(225)	45

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 2013 г.</i>	«Ямал СПГ»	«Нортгаз»	«СеверЭнергия»
Чистые активы на 1 января 2013 г.	104'912	86'911	94'208
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(1'932)	2'595	2'780
Приобретение дополнительных долей владения и прочие изменения в капитале	3'925	1'703	118'015
Чистые активы на 31 декабря 2013 г.	106'905	91'209	215'003
Процент владения	60%	50%	59,8%
Доля Группы в чистых активах	64'143	45'605	128'572
<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.</i>			
Чистые активы на 1 января 2012 г.	83'366	-	94'163
Прибыль (убыток) за вычетом налога на прибыль	(2'264)	(225)	45
Приобретение совместных предприятий и дополнительные взносы в капитал	23'810	87'136	-
Чистые активы на 31 декабря 2012 г.	104'912	86'911	94'208
Процент владения	80%	49%	25,5%
Доля Группы в чистых активах	83'930	42'586	24'023

ОАО «НОВАТЭК»

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

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

На 31 декабря 2013 и 2012 гг. вложения Группы в «Ямал СПГ», составившая 77'875 млн и 96'736 млн рублей, соответственно отличается от доли Группы в чистых активах. Разницы в сумме 13'732 млн и 12'806 млн рублей 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). Транши учитываются в составе инвестиций Группы в «Ямал СПГ».

На 31 декабря 2013 г. суммарные вложения Группы в «Artic Russia B.V.» и «Ямал развитие», составившая 83'035 млн рублей, отличается от доли Группы в чистых активах в «СеверЭнергию». Разница в сумме 45'537 млн рублей относится к доле Группы в прочих обязательствах и деловой репутации (гудвилле), отраженных в финансовой информации «Artic Russia B.V.» и «Ямала Развития», компании, через которые Группа владеет «СеверЭнергией».

В декабре 2013 года «Ямалом Развитие», совместным предприятием Группы, передала в залог эффективную долю владения в «СеверЭнергии» в размере 25,5%. Приобретенная доля владения в размере 14,7% находится в процессе оформления залога под обеспечение займов, полученных «Ямалом Развитие» на финансирование приобретений. Учетная стоимость передаваемой в залог эффективной доли владения Группы в «СеверЭнергии» в размере 40,2% составляет 73'156 млн рублей.

8 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Займы выданные в долларах США	45'415	4'366
Займы выданные в рублях	2'200	8'564
Итого	47'615	12'930
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	-	(428)
Итого долгосрочные займы выданные	47'615	12'502
Долгосрочная дебиторская задолженность	412	394
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	1'310	254
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	49'337	13'150

Долгосрочные займы выданные с разбивкой по заемщикам представлены ниже:

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
ОАО «Ямал СПГ»	42'804	2'915
ЗАО «Тернефтегаз»	2'611	1'451
ООО «Ямал развитие»	2'200	-
ОАО «Сибнефтегаз»	-	8'564
Итого	47'615	12'930

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 данного договора Группа предоставляет заемные средства траншами на основании годового бюджета «Ямала СПГ», утвержденного Советом директоров. Процентная ставка по займам до конца декабря 2013 года составляла 5,09% годовых, и была снижена до 4,46% годовых, начиная 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 31). После отчетной даты, в январе 2014 года, «Ямал СПГ» погасил часть займа в сумме 12'045 млн рублей (364 млн долл. США) в связи в вхождением нового акционера «CNPC» в проект «Ямал СПГ» (см. Примечание 5).

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)

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. Процентная ставка по займам составляла 3,88% годовых, и впоследствии была увеличена до 4,52% годовых, начиная 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 31).

ООО «Ямал развитие». В декабре 2013 года Группа предоставила кредитную линию «Ямалу развитие», совместному предприятию Группы, на сумму до 13 млрд рублей сроком выборки один год. Процентная ставка по займу составляла 9,25% годовых. Займы и проценты подлежат погашению до декабря 2015 года и отражены в составе долгосрочных активов в консолидированном отчете о финансовом положении (см. Примечание 31). График погашения займа может быть изменен в последующие годы в зависимости от ряда определенных условий.

ОАО «Сибнефтегаз». В декабре 2010 года Группа заключила договоры займа с «Сибнефтегазом», совместным предприятием Группы, на общую сумму 11'038 млн рублей. Процентная ставка по займам варьировалась от 9,5% до 10% годовых. В апреле и мае 2013 года займы были полностью погашены досрочно. В декабре 2013 года Группа продала долю владения в «Сибнефтегазе» (см. Примечание 5).

Переоценка акционерных займов, выданных совместным предприятиям. В соответствии с МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» учетная стоимость займов, выданных Группой совместным предприятиям «Ямал СПГ» и «Тернефтегаз», была пересчитана исходя из рыночных ставок заимствования (Уровень 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 28). Сумма переоценки до справедливой стоимости, составившая 3'648 млн рублей, была отнесена на увеличение инвестиций в совместные предприятия (см. Примечание 7)

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности в консолидированном отчете о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. признано не было. Учетная стоимость долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости.

9 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	470	148
Долгосрочные банковские депозиты	7	3
Нефинансовые активы		
Материалы на строительство	5'284	1'479
Долгосрочные авансы	3'131	208
Нематериальные активы, за вычетом амортизации	1'990	2'248
Отложенные налоговые активы	1'514	1'062
Прочее	82	80
Итого прочие долгосрочные активы	12'478	5'228

ОАО «НОВАТЭК»

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

9 ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2013 г. долгосрочные авансы включали авансы компании ОАО «Российские железные дороги» («РЖД») в сумме 2'792 млн рублей. Авансы были выданы в соответствии с Соглашением о стратегическом партнерстве, подписанным с «РЖД», которое предусматривает мероприятия по увеличению пропускной способности инфраструктуры Свердловской железной дороги на участке Лимбей-Сургут-Тобольск. Группа предоставит 30,5 млрд рублей в форме авансов до 2017 года в соответствии с утвержденной программой финансирования и строительства. Сумма авансов, выданных Группой, будет зачтена в счет платежей за услуги по транспортировке, предоставленные «РЖД» и рассчитанные с учетом определенной скидки до 2022 года.

10 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Природный газ и жидкие углеводороды по себестоимости	4'932	2'239
Сырье и материалы по себестоимости	615	583
Сырье и материалы по чистой цене реализации (за вычетом резерва под обесценение на сумму ноль и 29 млн рублей на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно)	362	256
Прочие товарно-материальные запасы	44	13
Итого товарно-материальные запасы	5'953	3'091

Обесценение товарно-материальных запасов за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., признано не было. 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

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 718 млн и 406 млн рублей на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно)	29'984	14'250
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 3 млн и 4 млн рублей на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно)	19'538	2'158
Проценты по займам выданным	-	1
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	49'522	16'409

Учетная стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости. Соответствующий кредитный риск на отчетную дату представляет собой учетную стоимость каждого класса дебиторской задолженности, упомянутого выше. Торговая и прочая дебиторская задолженность отнесена к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 28.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. прочая дебиторская задолженность включает дебиторскую задолженность «CNPC» в сумме 18'420 млн рублей (563 млн долл. США), относящуюся к выбытию 20%-ной доли владения в «Ямале СПГ», совместном предприятии Группы, которая была полностью погашена в январе 2014 года (см. Примечание 5).

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. третьими лицами в пользу Группы были открыты аккредитивы в банках с рейтингом инвестиционной категории под обеспечение торговой дебиторской задолженности на сумму 5'015 млн и 1'610 млн рублей соответственно. Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 28 в отношении раскрытия кредитных рисков).

ОАО «НОВАТЭК»

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

11 ТРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Торговая и прочая дебиторская задолженность, которая просрочена менее чем на три месяца, как правило, не считается обесцененной, за исключением случаев, когда имеются другие признаки обесценения. Торговая и прочая дебиторская задолженность в сумме 2'169 млн и 277 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно была просроченной, но не была обесценена. Группа оценивает необходимость создания резерва под обесценение на основании истории платежей такой задолженности, если считает это необходимым.

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

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Просроченная до 90 дней	1'968	185
Просроченная от 91 до 360 дней	200	85
Просроченная более 360 дней	1	7
Итого просроченная, но необесцененная	2'169	277
Непросроченная и необесцененная	47'353	16'132
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	49'522	16'409

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
На 1 января	410	147
Создание резерва по обесценению	421	272
Приобретение дочерних обществ	-	124
Выбытие дочерних обществ	-	(3)
Списание нерезервированной к взысканию задолженности	(26)	(130)
Списание неиспользованного резерва	(84)	-
На 31 декабря	721	410

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

ОАО «НОВАТЭК»Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)**12 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ**

	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>	<u>На 31 декабря 2012 г.</u>
Финансовые активы		
Производные товарные инструменты	316	451
Краткосрочные банковские депозиты (с первоначальным сроком погашения более трех месяцев)	36	10
Займы выданные, деноминированные в долларах США	23	-
Займы выданные, деноминированные в рублях	-	428
Денежные средства, размещенные в виде гарантии	-	1'959
Нефинансовые активы		
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	4'527	1'902
НДС, подлежащий возмещению	3'814	1'992
Предоплаты по налогам, кроме налога на прибыль	3'418	1'523
Предоплаты и авансы поставщикам (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 5 млн и 13 млн рублей на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно)	2'536	3'140
Отложенные экспортные пошлины по жидким углеводородам	2'255	2'718
Предоплаты по таможенным пошлинам	1'023	3'339
Отложенные расходы на транспортировку жидких углеводородов	858	1'067
Прочие текущие активы	99	38
Итого предоплаты и прочие текущие активы	18'905	18'567

13 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>	<u>На 31 декабря 2012 г.</u>
Денежные средства на расчетных счетах	4'472	8'206
Депозиты, деноминированные в рублях (средняя процентная ставка 5,1% и 4,7% годовых за 2013 и 2012 годы соответственно)	1'684	4'223
Депозиты, деноминированные в долларах США (средняя процентная ставка 0,2% и 0,6% годовых за 2013 и 2012 годы соответственно)	1'486	5'686
Депозиты, деноминированные в прочих валютах	247	305
Итого денежные средства и их эквиваленты согласно консолидированному отчету о финансовом положении	7'889	18'420
Минус: банковские овердрафты (см. Примечание 16)	(7'569)	-
Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты согласно консолидированному отчету о движении денежных средств	320	18'420

Все депозиты имеют первоначальный срок погашения до трех месяцев (см. Примечание 28 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 2013 г.</u>	<u>На 31 декабря 2012 г.</u>
Облигации выпущенные в долларах США	73'341	67'998
Заемные средства в долларах США	34'363	9'708
Облигации выпущенные в рублях	33'891	29'960
Заемные средства в рублях	9'911	24'821
Итого	151'506	132'487
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(9'911)	(34'682)
Итого долгосрочные заемные средства	141'595	97'805

Долгосрочные заемные средства Группы с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>	<u>На 31 декабря 2012 г.</u>
Синдицированная кредитная линия	34'363	-
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	32'595	30'232
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	21'163	19'620
Российские облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	19'980	19'969
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	19'583	18'146
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	13'911	-
Сбербанк – кредитная линия	9'911	9'837
Сбербанк – трехлетний займ (погашение в 2013 году)	-	14'984
Российские облигации – 3 года (номинал 10 млрд рублей, погашение в 2013 году)	-	9'991
Нордеа Банк	-	6'075
Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited	-	3'633
Итого	151'506	132'487

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.

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. Данный займ подлежит погашению в декабре 2014 года. Оставшаяся часть кредитной линии не была использована. В августе 2013 года Группа снизила первоначальную процентную ставку до 7,9% годовых. Кредитная линия предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

ОАО «НОВАТЭК»

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

14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В декабре 2010 года Группа получила трехлетний займ в рублях от «Сбербанка» в сумме 15 млрд рублей с процентной ставкой 7,5% годовых. В феврале 2013 года займ был полностью погашен досрочно.

Синдицированная кредитная линия. В июне 2013 года Группа открыла 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 2013 г. Группа выбрала по данной кредитной линии 1'070 млн долл. США с процентной ставкой ЛИБОР + 1,75% годовых (2,0% на 31 декабря 2013 г.). Займ подлежит погашению до июля 2018 года ежеквартальными равными платежами, начиная с июня 2015 года. Кредитная линия предусматривает соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited. В апреле 2011 года Группа получила займ в долларах США от Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited в сумме 300 млн долл. США с процентной ставкой ЛИБОР + 1,45% годовых. В декабре 2013 года займ был полностью погашен в соответствии с графиком платежей.

Нордеа Банк. В ноябре 2010 года Группа получила займ в долларах США от ОАО «Нордеа Банк» в сумме 200 млн долл. США с процентной ставкой ЛИБОР + 1,9% годовых. В марте 2013 года займ был полностью погашен досрочно.

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.

В июне 2010 года Группа выпустила неконвертируемые рублевые облигации на сумму 10 млрд рублей со ставкой купона 7,5% годовых. Купонный доход подлежит выплате каждые полгода. В июне 2013 года облигации были полностью погашены согласно сроку размещения.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств представлена ниже:

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Синдицированная кредитная линия	35'043	-
Еврооблигации – 10 лет (номинал 1 млрд долл. США, погашение в 2022 году)	30'176	30'543
Еврооблигации – 10 лет (номинал 650 млн долл. США, погашение в 2021 году)	23'382	23'201
Еврооблигации – 5 лет (номинал 600 млн долл. США, погашение в 2016 году)	20'877	19'567
Российские облигации – 3 года (номинал 20 млрд рублей, погашение в 2015 году)	20'240	20'198
Еврооблигации – 4 года (номинал 14 млрд рублей, погашение в 2017 году)	14'032	-
Сбербанк – кредитная линия	10'038	9'928
Сбербанк – трехлетний займ (погашение в 2013 году)	-	14'745
Российские облигации – 3 года (номинал 10 млрд рублей, погашение в 2013 году)	-	10'005
Нордеа Банк	-	6'041
Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited	-	3'617
Итого	153'788	137'845

Справедливая стоимость 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 28). Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 28).

ОАО «НОВАТЭК»

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

14 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Сроки погашения долгосрочных займов по состоянию на отчетную дату представлены ниже:

<i>Период погашения:</i>	На 31 декабря 2013 г.
С 1 января по 31 декабря 2015 г.	27'913
С 1 января по 31 декабря 2016 г.	30'155
С 1 января по 31 декабря 2017 г.	24'483
С 1 января по 31 декабря 2018 г.	5'286
После 31 декабря 2018 г.	53'758
Итого долгосрочные заемные средства	141'595

15 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ

В 2007 году Группа объявила о начале программы 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 находится рабочее место сотрудника.

Программа представляет собой не обеспеченный активами план с установленными выплатами и учитывается в соответствии с положениями МСФО (IAS) 19 «*Вознаграждения работникам*». Влияние программы на консолидированную финансовую отчетность раскрывается далее.

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
На 1 января	1'532	810
Расходы в виде процентов	90	54
Текущие расходы по пенсионной программе	61	91
Выплачено пенсий	(67)	(18)
Переоценка текущей стоимости установленных пенсионных обязательств связанная с актуарными прибылями (убытками), возникающими в результате:		
- изменений финансовых допущений	(74)	239
- изменений демографических допущений	12	(15)
- корректировок на основе опыта	73	32
Признание обязательств по единовременной материальной помощи	-	339
На 31 декабря	1'627	1'532
<i>Затраты по программе выплат работникам были включены в:</i>		
Материалы, услуги и прочие расходы (как расходы на оплату труда)	123	278
Общехозяйственные и управленческие расходы (как расходы на оплату труда)	160	475
Прочий совокупный доход (расход)	11	-

ОАО «НОВАТЭК»

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

15 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Далее приведены основные принятые актуарные допущения:

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Средневзвешенная ставка дисконтирования	6,6%	6,4%
Прогнозируемое ежегодное увеличение вознаграждений работников	5,1%	5,2%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	5,1%	5,2%

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 5,4% в 2014 году до 4,8% в 2018 и последующих годах.

Допущения относительно продолжительности жизни основаны на статистических таблицах смертности за 1986-1987 годы, выпущенных Государственным комитетом по статистике, 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.

16 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Заемные средства в долларах США	6'546	-
Банковские овердрафты в долларах США	7'569	-
Итого	14'115	-
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	9'911	34'682
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	24'026	34'682

Заемные средства в долларах США. В декабре 2013 года Группа выбрала 200 млн долл. США 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. После отчетной даты, в январе 2014 года, займы были полностью погашены.

Банковские овердрафты и доступные кредитные линии. В декабре 2013 года Группа выбрала 231 млн долл. США в рамках доступной кредитной линии в виде банковских овердрафтов в «БНП Париба Банк» с процентной ставкой 2,32% годовых. После отчетной даты, в январе 2014 года, банковский овердрафт в «БНП Париба Банке» был полностью погашен. Общая сумма доступных кредитных средств в виде банковских овердрафтов, предоставленных различными международными банками составила 2'740 млн рублей (84 млн долл. США) и 7'327 млн рублей (175 млн долл. США и 50 млн Евро) на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно. Условия использования кредитных линий предусматривают переменную процентную ставку в зависимости от конкретных условий финансирования.

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 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Доступные кредитные линии Группы по состоянию на 31 декабря 2013 г. с процентными ставками, определяемыми заранее либо подлежащими обсуждению на момент привлечения денежных средств, представлены ниже:

	Номинальная сумма	Истекают в период	
		Менее 1 года	Между 1 и 3 годами
Синдицированная кредитная линия ЮниКредит Банк	430 млн долл. США 55 млн долл. США	14'074 -	- 1'810
Итого доступные кредитные линии		14'074	1'810

17 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	14'372	9'959
Проценты, подлежащие уплате	1'857	1'464
Прочая кредиторская задолженность	1'382	718
Производные товарные инструменты	46	43
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	916	1'227
Задолженность по заработной плате	206	251
Прочая задолженность и начисленные обязательства	2'481	2'263
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	21'260	15'925

Торговая и прочая кредиторская задолженность были отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 28.

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 2013 и 2012 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 (Cyrpus) Limited в течение 2013 года и ранее приобретала обыкновенные акции ОАО «НОВАТЭК» в форме Глобальных Депозитарных Расписок («ГДР») на Лондонской фондовой бирже и обыкновенные акции на Московской межбанковской валютной бирже через независимых брокеров. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. на балансе Группы находилось (в форме обыкновенных акций и ГДР) 8'225 тыс. и 2'894 тыс. обыкновенных акций общей покупной стоимостью 2'406 млн и 584 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участия в голосовании.

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2013 и 2012 гг., Группа приобрела суммарно 5'603 тыс. и 925 тыс. обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) на общую сумму 1'854 млн рублей и 303 млн рублей соответственно. Помимо этого, в 2013 году Группа продала 27'184 ГДР (272 тыс. 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.

ОАО «НОВАТЭК»

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

18 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	5	-
Дивиденды объявленные (*)	21'999	19'723
Дивиденды выплаченные (*)	(22'002)	(19'718)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 31 декабря	2	5
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	7.26	6.50
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	72.6	65.00

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в течение 2013 и 2012 годов, представлены ниже:

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: 3,4 руб. на акцию или 34,0 руб. на ГДР объявлены в октябре 2013 года	10'323
Итого дивиденды, объявленные в 2013 году	22'043
Окончательные за 2011 год: 3,50 руб. на акцию или 35,0 руб. на ГДР объявлены в апреле 2012 года	10'627
Промежуточные за 2012 год: 3,00 руб. на акцию или 30,0 руб. на ГДР объявлены в октябре 2012 года	9'109
Итого дивиденды, объявленные в 2012 году	19'736

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. Российское законодательство устанавливает в качестве базы для распределения чистую прибыль. За 2013 и 2012 годы сальдо накопленной нераспределенной прибыли с учетом чистой прибыли соответствующих годов составило 199'934 млн и 149'719 млн рублей на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно.

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

ОАО «НОВАТЭК»

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

19 ПРОГРАММА ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКЦИЙ

В феврале 2010 года Правление ОАО «НОВАТЭК» одобрило опционную программу (далее – «Программа») для ограниченного круга руководящих и ключевых работников Группы, а также перспективных менеджеров, но исключая членов Правления, нацеленную на повышение интереса участников в будущем развитии Группы и предоставление материального стимулирования для повышения акционерной стоимости ОАО «НОВАТЭК». Программа предусматривала три этапа, каждый продолжительностью один год, заканчивающиеся 31 января 2011, 2012 и 2013 гг. в соответствии с Концепцией долгосрочного стимулирования руководящих сотрудников и Программой выкупа собственных акций. Дата вступления Программы в силу была определена как 31 марта 2010 г. и представляет собой дату, когда все участники дали согласие на участие в соглашении с использованием акций. В ноябре 2012 года Группа продлила срок Программы на один год до 31 января 2014 г. Продление срока не повлияло на другие условия Программы.

Программа представляла собой вознаграждения с денежными выплатами и базировалась на рыночных котировках Глобальных Депозитарных Расписок («ГДР») Группы, публично торгующихся на Лондонской фондовой бирже («ЛФБ») под символом «NVTК». В начале Программы за каждым участником, основываясь на его должностной позиции, было закреплено определенное количество ГДР; право на получение выплат с использованием акций не могло быть передано другому лицу. Каждая выплата осуществлялась на основании продажи закрепленных ГДР и рассчитывалась как разница между рыночной на момент продажи и установленной Программой (в размере 48,62 долл. США) ценой ГДР в отношении одной трети закрепленного за каждым участником количества ГДР, включая переносы с прошлых этапов. Выплаты денежными средствами осуществлялись, только если участник работал в Группе на момент выплаты. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. Программа включала 23 (перенесли ГДР с предыдущих этапов) и 134 участника соответственно.

	<i>Количество ГДР</i>	<i>Средневзвешенная цена или цена закрытия (ЛФБ), долл. США за ГДР</i>
Общее количество ГДР в Программе на 31 декабря 2011 г.	240'656	125,2
Выданные	-	-
Исполненные	(112'305)	144,2
Право на которые утрачено	(11'140)	-
Общее количество ГДР в Программе на 31 декабря 2012 г.	117'211	119,3
Выданные	-	-
Исполненные	(89'136)	116,0
Право на которые утрачено	(891)	-
Общее количество ГДР в Программе на 31 декабря 2013 г.	27'184	132,2

По состоянию на 31 декабря 2013 г. закрепленные за участниками 27'184 ГДР были реализованы на Лондонской фондовой бирже, и Группа отразила прочую кредиторскую задолженность перед участниками на сумму 70 млн рублей в консолидированном отчете о финансовом положении, которая была погашена в январе 2014 года.

В соответствии с МСФО (IFRS) 2 «Вознаграждения с использованием акций» Группа оценивает стоимость предоставленных работниками услуг и принимаемые обязательства по осуществлению выплат по справедливой стоимости таких обязательств. До момента совершения выплат Группа производит переоценку справедливой стоимости обязательств на конец каждого отчетного периода и на дату выплат, признавая изменения справедливой стоимости обязательств в составе прибыли или убытка соответствующего периода. Обязательство оценивается на момент возникновения и переоценивается на конец каждого отчетного периода (до совершения выплат) по справедливой стоимости прав участников на поощрение акциями, используя моделирование оценки цены методом Монте-Карло, и признается в пределах суммы, относящейся к периоду, за который работниками были оказаны услуги.

ОАО «НОВАТЭК»

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

19 ПРОГРАММА ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКЦИЙ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Следующие суммы были признаны Группой в отношении Программы:

<i>Расходы, включенные в строку</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Общехозяйственные и управленческие расходы	25	121
<i>Обязательства, включенные в строку</i>	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Прочие долгосрочные обязательства	-	57
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	70	181
Итого обязательств по программе вознаграждения с использованием акций	70	238

20 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Природный газ	204'969	142'613
Стабильный газовый конденсат	32'847	46'684
Нафта	26'789	-
Сжиженный углеводородный газ	18'770	15'599
Сырая нефть	7'443	5'000
Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	6'681	350
Итого выручка от реализации нефти и газа	297'499	210'246

21 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Транспортировка природного газа покупателям	83'884	45'925
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	13'996	10'537
Транспортировка жидких углеводородов танкерами	4'291	3'742
Транспортировка нефти по сети магистральных нефтепроводов	885	527
Прочие	189	117
Итого транспортные расходы	103'245	60'848

22 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Природный газ	23'992	14'706
Нестабильный газовый конденсат	10'304	2'498
Прочие жидкие углеводороды	411	279
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	34'707	17'483

ОАО «НОВАТЭК»

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

22 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В 2012 году и в течение 2013 года Группа покупала у своего совместного предприятия ОАО «Сибнефтегаз» 51% объемов добываемого им природного газа (см. Примечание 31). В декабре 2013 года Группа расторгла договор поставки природного газа с «Сибнефтегазом» в результате его выбытия (см. Примечание 5).

С января 2013 года Группа начала покупать у своего совместного предприятия ЗАО «Нортгаз» 50% объемов добываемого им природного газа (см. Примечание 31).

Группа покупает природный газ у своей связанной стороны ОАО «СИБУР Холдинг» по ценам, основанным на рыночных ценах региона покупки (см. Примечание 31).

С ноября 2012 года Группа начала покупать у своего совместного предприятия «Нортгаз» практически весь добываемый им 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 учетом тарифов на транспортировку и переработку (см. Примечание 31).

С апреля 2012 года Группа начала покупать у своего совместного предприятия ООО «СеверЭнергия» (с марта 2013 года – у его 100%-ного дочернего общества ОАО «Арктикгаз») весь добываемый им 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 учетом тарифов на транспортировку и переработку (см. Примечание 31).

23 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

Помимо налога на прибыль Группа выплачивает налоги, представленные ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	19'619	14'833
Налог на имущество	1'790	1'754
Прочие налоги	236	259
Итого налоги, кроме налога на прибыль	21'645	16'846

Ставка налога на природный газ в 2012 году была установлена в размере 251 рубль за тыс. куб. метров, с 1 января 2013 года и с 1 июля 2013 года – 265 рублей и 402 рубля за тыс. куб. метров соответственно.

В 2013 и 2012 годах ставка налога на газовый конденсат была установлена в размере 590 рублей и 556 рублей за тонну соответственно.

В соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации ставка налога на добычу сырой нефти рассчитывается на основе среднерыночной цены на нефтяную смесь марки «Юралс» (Urals blend) и среднего обменного курса рубля за соответствующий налоговый период. Согласно изменениям в Налоговом Кодексе Российской Федерации, вступившим в силу с 1 января 2012 г., в отношении сырой нефти, добытой на участках недр, расположенных севернее 65 градуса северной широты в границах ЯНАО, применяется нулевая ставка НДПИ. Все месторождения Группы, на которых ведется добыча сырой нефти, попадают под это определение, в связи с чем с 1 января 2012 г. в отношении нефти, добываемой на этих месторождениях, была применена нулевая ставка НДПИ.

ОАО «НОВАТЭК»

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

24 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Вознаграждения работникам	6'983	6'869
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	1'178	1'001
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	924	1'347
Расходы на командировки сотрудников	363	292
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	231	199
Расходы на рекламу	213	60
Расходы на страхование	191	86
Прочие	946	768
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	11'029	10'622

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 ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» Группе и включенные в состав статьи юридические, аудиторские и консультационные услуги, представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Вознаграждение за аудиторские услуги (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы и обязательный российский аудит материнской компании)	31	40
Вознаграждение за услуги, кроме аудиторских	9	4
Итого вознаграждения и услуги аудиторов	40	44

25 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Вознаграждения работникам	3'920	3'808
Ремонт и эксплуатация	1'755	1'598
Сырье и материалы	698	412
Электроэнергия и топливо	638	457
Услуги по транспортировке	368	186
Услуги по охране объектов	327	271
Прочие	576	484
Итого материалы, услуги и прочие расходы	8'282	7'216

ОАО «НОВАТЭК»

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

26 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

<i>Расходы в виде процентов</i> <i>(с учетом транзакционных расходов)</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
8,35% по 20 млрд рублей Облигаций, октябрь 2015 года	1'681	355
4,422% по 1 млрд долл. США Еврооблигаций, декабрь 2022 года	1'427	69
6,604% по 650 млн долл. США Еврооблигаций, февраль 2021 года	1'387	1'355
5,326% по 600 млн долл. США Еврооблигаций, февраль 2016 года	1'045	1'022
7,9-8,9% по 10 млрд рублей от Сбербанка, декабрь 2014 года	959	520
7,75% по 14 млрд рублей Еврооблигаций, февраль 2017 года	958	-
ЛИБОР+1,75% Синдицированная кредитная линия	423	-
7,5% по 10 млрд рублей Облигаций, июнь 2013 года	371	772
7,5% по 15 млрд рублей от Сбербанка, декабрь 2013 года	198	1'143
ЛИБОР+1,45% по 300 млн долл. США от Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited, до декабря 2013 года	53	148
ЛИБОР+1,9% по 200 млн долл. США от Нордеа Банка, до ноября 2013 года	21	133
ЛИБОР+3,25% по 200 млн долл. США от ЮниКредит Банка, октябрь 2012 года	-	71
8% по 10 млрд рублей от Газпромбанка, ноябрь 2012 года	-	42
Прочие расходы в виде процентов	36	72
Подитог	8'559	5'702
Минус: капитализированные проценты	(3'460)	(2'698)
Расходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	5'099	3'004
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	248	232
Итого расходы в виде процентов	5'347	3'236
<i>Доходы в виде процентов</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Доходы в виде процентов по займам выданным	1'537	1'051
Доходы в виде процентов от денежных средств, их эквивалентов и депозитов	373	444
Доходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	1'910	1'495
Долгосрочные финансовые активы: эффект от увеличения дисконтированного актива с течением времени	431	236
Итого доходы в виде процентов	2'341	1'731

ОАО «НОВАТЭК»

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

27 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:	
	2013	2012
Прибыль до налога на прибыль	137'130	86'215
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 20%	27'426	17'243
Причины увеличения (уменьшения):		
Постоянные разницы в отношении доли в убытках совместных предприятий	22	421
Затраты, не принимаемые для уменьшения налогооблагаемой базы	469	546
Налогообложение российских дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(95)	(117)
Налогообложение иностранных дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(229)	(107)
Списание (сторнирование списания) отложенных налогов	71	(21)
Налоговые льготы по реализации приоритетных инвестиционных проектов	(508)	(1'709)
Прочие постоянные разницы	29	518
Итого расходы по налогу на прибыль	27'185	16'774

В 2013 и 2012 годах ряд инвестиционных проектов Группы был включен органами власти в перечень приоритетных проектов, что позволило Группе применить льготную 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:	
	2013	2012
Налог на прибыль в соответствии с российским законодательством	23'141	16'011
Налог на прибыль иностранных дочерних обществ	251	131
Итого расходы по текущему налогу на прибыль	23'392	16'142

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2013 и 2012 годах составила 20%. За годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 19,8% и 19,5% соответственно.

С 1 января 2012 г. российское налоговое законодательство предоставило возможность подачи единой консолидированной декларации по налогу на прибыль. В апреле 2012 года руководство Группы зарегистрировало «НОВАТЭК» и его основные российские добывающие дочерние общества в качестве консолидированной группы налогоплательщиков начиная с 2012 года.

ОАО «НОВАТЭК»

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

27 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2013 г.</u>	<u>На 31 декабря 2012 г.</u>
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	1'514	1'062
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(18'219)	(13'969)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(16'705)	(12'907)

Активы по отложенному налогу на прибыль, подлежащие возмещению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. составляли 701 млн и 983 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг., составляли 319 млн и 629 млн рублей соответственно.

Изменение активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., представлено в таблице ниже:

	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)
Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов	2'225	(820)	-	3'045
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
Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств	(2'225)	820	-	(3'045)
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)

ОАО «НОВАТЭК»

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

27 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

	На 31 декабря 2012 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Приобретения	Выбытия	На 31 декабря 2011 г.
Основные средства	(15'902)	(1'124)	-	11	(14'789)
Нематериальные активы	(398)	51	(125)	-	(324)
Прочие	(714)	(496)	(5)	-	(213)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(17'014)	(1'569)	(130)	11	(15'326)
Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов	3'045	524	-	-	2'521
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(13'969)	(1'045)	(130)	11	(12'805)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	1'474	95	4	-	1'375
Товарно-материальные запасы	1'077	438	-	(15)	654
Обязательства по ликвидации активов	577	30	-	-	547
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	809	327	-	-	482
Прочие	170	47	-	-	123
Активы по отложенному налогу на прибыль	4'107	937	4	(15)	3'181
Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств	(3'045)	(524)	-	-	(2'521)
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	1'062	413	4	(15)	660
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(12'907)	(632)	(126)	(4)	(12'145)

По состоянию на 31 декабря 2013 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 1'692 млн рублей (на 31 декабря 2012 г.: 1'474 млн рублей) в виде налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, в размере 8'460 млн рублей (на 31 декабря 2012 г.: 7'370 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)

28 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 2013 г.		На 31 декабря 2012 г.	
	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные	Текущие
<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>				
Займы выданные	47'615	23	12'502	428
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1'722	49'522	648	16'409
Банковские депозиты	7	36	3	10
Денежные средства, размещенные в виде гарантии	-	-	-	1'959
Денежные средства и их эквиваленты	-	7'889	-	18'420
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	471	316	148	451
Итого	49'815	57'786	13'301	37'677
<i>Финансовые обязательства</i>				
<i>По амортизируемой стоимости</i>				
Долгосрочные заемные средства	141'595	9'911	97'805	34'682
Краткосрочные заемные средства	-	14'115	-	-
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	17'611	-	12'141
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>				
Производные товарные инструменты	228	46	592	43
Итого	141'823	41'683	98'397	46'866

Производные финансовые инструменты. Долгосрочные и краткосрочные контракты Группы на покупку и продажу природного газа за рубежом были заключены с целью осуществления трейдинговой деятельности и не удовлетворяли определению контрактов, заключенных для поддержания обычной операционной деятельности Группы. Данные контракты содержат ценовые параметры, основанные на различных товарных котировках и индексах, а также возможности изменения объема поставки, и, таким образом, по совокупности причин подпадают под действие требований МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», несмотря на то, что деятельность по данным контрактам подразумевает физические поставки природного газа. Такие контракты отражаются в отчете о финансовом положении Группы по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости – в отчете о прибылях и убытках.

Для оценки справедливой стоимости данных производных товарных контрактов Группа применяет метод рыночной переоценки (mark-to-market и mark-to-model analysis). В процессе определения справедливой стоимости Группа оценивает качество и надежность допущений и данных, используемых для определения справедливой стоимости, в соответствии с МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: Раскрытие информации» 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).

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

Для оценки справедливой стоимости производных газовых контрактов использовались собственные модели и различные методы оценки ввиду отсутствия рыночных котировок или иных рыночных данных на весь срок действия договоров. Оценка была основана на рыночных котировках для периодов, в которых данные котировки были доступны; затем использовались форвардные формулы расчета кривой изменения цены на природный газ, рассчитанные на основе эквивалентов цены на нефть и продукты переработки газового конденсата на прочих аналогичных рынках. Для периодов, превышающих периоды доступности рыночных котировок, справедливая стоимость долгосрочных контрактов рассчитывалась с использованием кривой доходности рынка по состоянию на отчетную дату. Основываясь на допущениях при определении справедливой стоимости, газовые контракты отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

Группа использует услуги независимых оценщиков для определения справедливой стоимости финансовых инструментов, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки. Ежеквартально руководство Группы пересматривает процедуры оценки и ее результаты.

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

<i>Производные товарные инструменты</i>	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
В составе прочих долгосрочных и текущих активов	787	599
В составе прочих долгосрочных и текущих обязательств	(274)	(635)

<i>Включенные в прочие операционные прибыли (убытки)</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Операционный доход от торговли природным газом за рубежом	180	112
Изменение справедливой стоимости производных товарных инструментов	549	(36)

Справедливая стоимость производных газовых контрактов подвержена влиянию резкого изменения форвардных рыночных котировок. Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цены на 224,85 рубля (пять Евро) за один мегаватт-час на оценку справедливой стоимости этих производных контрактов.

<i>Эффект на справедливую стоимость (млн рублей)</i>	Уменьшение цены	Увеличение цены
Изменение цены на 224,85 рубля (5 евро) за один мегаватт-час с 2015 года	3'141	(4'090)
Изменение цены на 224,85 рубля (5 евро) за один мегаватт-час с 2020 года	2'315	(3'142)

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.

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

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

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

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

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

<i>На 31 декабря 2013 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	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	-	-	471	471
Долгосрочные депозиты	-	-	7	7
<i>Текущие</i>				
Краткосрочные займы выданные	-	23	-	23
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9'981	37'707	1'834	49'522
Краткосрочные банковские депозиты	26	9	1	36
Производные товарные инструменты	-	-	316	316
Денежные средства и их эквиваленты	5'131	2'052	706	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)	(1'468)	(17'611)
Производные товарные инструменты	-	-	(46)	(46)
Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2013 г.	(38'635)	(38'880)	1'610	(75'905)

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

<i>На 31 декабря 2012 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Прочие	Итого
Финансовые активы				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные займы выданные	8'136	4'366	-	12'502
Торговая и прочая дебиторская задолженность	562	67	19	648
Производные товарные инструменты	-	-	148	148
Долгосрочные депозиты	-	-	3	3
<i>Текущие</i>				
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9'604	4'794	2'011	16'409
Краткосрочные займы выданные	428	-	-	428
Краткосрочные банковские депозиты	-	-	10	10
Производные товарные инструменты	-	-	451	451
Денежные средства, размещенные в виде гарантии (классифицированные как прочие текущие активы)	-	1'959	-	1'959
Денежные средства и их эквиваленты	8'251	9'740	429	18'420
Финансовые обязательства				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные заемные средства	(29'818)	(67'987)	-	(97'805)
Производные товарные инструменты	-	-	(592)	(592)
<i>Текущие</i>				
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(24'963)	(9'719)	-	(34'682)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(9'135)	(1'400)	(1'606)	(12'141)
Производные товарные инструменты	-	-	(43)	(43)
Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2012 г.	(36'935)	(58'180)	830	(94'285)

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 2013 и 2012 гг. соответственно:

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	Увеличение курсов валют	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2013	2012
российский рубль / доллар США	10%	(3'888)	(5'818)

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.

**28 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 соответствии с планом либерализации цен на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке, ФСТ в 2012 году увеличила регулируемые цены на природный газ на 15% с 1 июля 2012 г. В 2013 году регулируемые цены на природный газ были снижены на 3% с 1 апреля 2013 г., повышены на 15% с 1 июля 2013 г., повышены на 3,1% с 1 августа 2013 г. и на 1,9% с 1 октября 2013 г. Согласно Прогнозу Министерства экономического развития, опубликованному в сентябре 2013 года, оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке, кроме населения, в 2014 году останутся на уровне августа-сентября 2013 года, а в июле 2015 и 2016 годов будут увеличены на 4,8% и на 4,9% соответственно. В настоящее время Правительство Российской Федерации обсуждает различные варианты темпов роста цен на природный газ на внутреннем рынке Российской Федерации в последующие годы.

Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ 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, когда торговля начнется.

Торговля природным газом за рубежом. Группа покупает и продает природный газ на Европейском рынке по долгосрочным и краткосрочным контрактам, содержащим 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 за рубежом, подвержены волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен.

Покупка и продажа природного газа 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, США и Южной Америки основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки WTI, 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 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*».

**28 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 фиксированной или переменной 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:

	<u>На 31 декабря 2013 г.</u>	<u>На 31 декабря 2012 г.</u>
С фиксированной ставкой	131'258	122'779
С переменной ставкой	34'363	9'708
Итого заемные средства	165'621	132'487

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, предполагая, что все остальные переменные остались неизменными, прибыль до налога на прибыль уменьшилась бы на суммы, указанные ниже:

	<u>За год, закончившийся</u> <u>31 декабря:</u>	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>		
Увеличение на 100 базисных пунктов	344	97

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

**28 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 2013 и 2012 гг. или в течение 2013 и 2012 годов 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 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 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
С рейтингом инвестиционной категории	26'966	7'208
Без рейтинга инвестиционной категории	7'603	4'825
Без независимого рейтинга	14'953	4'376
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	49'522	16'409

ОАО «НОВАТЭК»

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

**28 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 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
С рейтингом инвестиционной категории	5'835	16'887
Без рейтинга инвестиционной категории	2'040	1'526
Без независимого рейтинга	14	7
Итого денежные средства и их эквиваленты	7'889	18'420

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.

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.

Все финансовые обязательства Группы представляют собой производные финансовые инструменты. 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 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

ОАО «НОВАТЭК»

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

28 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В декабре 2013 года Группа выпустила финансовую гарантию на сумму 400 млн долл. США в пользу третьей стороны по обязательствам «Ямала развития», совместного предприятия Группы, действующую до 23 декабря 2014 г.

В августе 2013 года Группа выпустила гарантию материнской компании на сумму 120 млн долл. США в пользу третьих лиц по обязательствам «Ямала СПГ», совместного предприятия Группы, до 28 февраля 2014 г. После отчетной даты, в январе 2014 года Группа увеличила сумму гарантии до 240 млн долл. США.

На 31 декабря 2013 г. у Группы имеются непризнанные на балансе обязательства предоставить финансирование своим совместным предприятиям в случае поступления требования (cash calls), на недисконтированную общую сумму приблизительно 11 млрд рублей и 0.7 млрд долл. США в течение 2014 года и 1.5 млрд долл. США в период с 2015 по 2018 гг., которые в дальнейшем могут быть скорректированы и/или пересмотрены акционерами.

	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
<i>На 31 декабря 2012 г.</i>					
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i> ^(*)	25'000	10'000	38'224	50'115	123'339
<i>Проценты</i>	7'589	6'097	11'062	11'279	36'027
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i> ^(*)	9'719	-	-	-	9'719
<i>Проценты</i>	116	-	-	-	116
Торговая и прочая кредиторская задолженность	12'141	-	-	-	12'141
Итого финансовые обязательства	54'565	16'097	49'286	61'394	181'342

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

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

	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
<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
<i>На 31 декабря 2012 г.</i>					
Приток денежных средств	23'150	23'600	69'289	108'742	224'781
Отток денежных средств	(22'678)	(23'175)	(68'593)	(107'598)	(222'044)
Чистые денежные потоки	472	425	696	1'144	2'737

28 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

На отчетную дату Группе присвоены кредитные рейтинги инвестиционного уровня: Baa3 (прогноз стабильный) согласно Moody's Investor Services, BBB- (прогноз стабильный) агентством Fitch Ratings, а также кредитный рейтинг BBB- (прогноз стабильный) 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.

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.

Группа имеет формализованную политику по выплате дивидендов, устанавливающую минимальный уровень выплаты дивидендов в размере 30% от чистой прибыли материнской компании, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. 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 периода, закончившегося 31 декабря 2013 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. капитал Группы составлял 527'930 млн и 404'117 млн рублей соответственно.

29 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.

29 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Договорные обязательства. По состоянию на 31 декабря 2013 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты на общую сумму приблизительно 36'142 млн рублей (на 31 декабря 2012 г.: 22'476 млн рублей) преимущественно на обустройство Ярудейского месторождения (до конца 2015 года), дальнейшее обустройство Юрхаровского (до конца 2015 года), Салмановского (Утреннего) (до конца 2017 года), Восточно-Таркосалинского (до конца 2015 года), Ханчейского (до конца 2014 года), Северо-Ханчейского (до конца 2014 года) месторождений и Олимпийского лицензионного участка (до конца 2015 года). Кроме того, доля Группы в совместных предприятиях в договорных обязательствах произвести капитальные затраты составляет приблизительно 52'247 млн рублей (на 31 декабря 2012 г.: 31'411 млн рублей) на развитие Южно-Тамбейского (до конца 2020 года), Самбургского (до конца 2014 года), Термокарстового (до конца 2016 года) и Северо-Уренгойского (до конца 2015 года) месторождений.

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)

29 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Нефтегазовые месторождения и лицензионные участки Группы находятся на территории Ямало-Ненецкого Автономного Округа. 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 «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2031
Геофизическое	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2031
Восточно-Таркосалинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2043
Северо-Русское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2031
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2044
Восточно-Тазовское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2033
Северо-Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2029
Уренгойское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2026
Добровольское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2026
Мало-Ямальское	ООО «НОВАТЭК-Ярсаленнефтегаз»	2019
Ярудейское	ООО «Ярgeo»	2029
<i>Совместные предприятия:</i>		
Южно-Тамбейское	ОАО «Ямал СПГ»	2045
Северо-Уренгойское	ЗАО «Нортгаз»	2018
Уренгойское (Самбургский и Ево-Яхинский лицензионные участки)	ОАО «Арктикгаз» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	2018
Самбургское	ОАО «Арктикгаз» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	2018
Яро-Яхинское	ОАО «Арктикгаз» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	2018
Северо-Часельское	ОАО «Арктикгаз» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	до полной отработки месторождения
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)

29 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.

30 КРУПНЕЙШИЕ ДОЧЕРНИЕ ОБЩЕСТВА И СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия Группы по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. и соответствующие эффективные доли владения в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основной вид деятельности
	2013	2012		
<i>Дочерние общества:</i>				
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»	84,54	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
<i>Совместные предприятия:</i>				
ОАО «Ямал СПГ»	60	80	Россия	Геологическое изучение и разведка
ОАО «Сибнефтегаз»	-	51	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ЗАО «Тернефтегаз»	51	51	Россия	Геологическое изучение и разведка
ООО «Ямал развитие»	50	50	Россия	Холдинговая компания
Artic Russia B.V.	70	-	Нидерланды	Холдинговая компания
ООО «СеверЭнергия» (включает добывающее дочернее общество, см. Примечание 7)	59,8	25,5	Россия	Холдинговая компания
ЗАО «Нортгаз»	50	49	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча

ОАО «НОВАТЭК»

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

31 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 на 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:	
	2013	2012
Операции		
<i>ОАО «Сибнефтегаз» (до декабря 2013 года):</i>		
Доходы в виде процентов по займам выданным	307	901
Покупка природного газа	(7'017)	(5'272)
<i>ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:</i>		
Доходы в виде процентов по займам выданным	-	145
Покупка нестабильного газового конденсата	(5'975)	(1'956)
<i>ЗАО «Тернефтегаз»:</i>		
Доходы в виде процентов по займам выданным	129	45
<i>ОАО «Ямал СПГ»:</i>		
Доходы в виде процентов по займам выданным	1'253	17
Прочая выручка (операторские услуги)	96	97
<i>ЗАО «Нортгаз» (с 27 ноября 2012 г.):</i>		
Покупка природного газа	(3'565)	-
Покупка нестабильного газового конденсата	(4'329)	(312)

<i>Связанные стороны – совместные предприятия</i>	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Сальдо по расчетам		
<i>ОАО «Сибнефтегаз» (до декабря 2013 года):</i>		
Долгосрочные займы выданные	-	8'136
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	-	187
Текущая часть долгосрочных займов выданных	-	428
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	-	705
<i>ООО «СеверЭнергия» и его дочернее общество:</i>		
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	753	398

ОАО «НОВАТЭК»

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

31 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*Связанные стороны – совместные предприятия*

На 31 декабря 2013 г. На 31 декабря 2012 г.

Сальдо по расчетам**ЗАО «Тернефтегаз»:**

Долгосрочные займы выданные	2'611	1'451
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	135	50

ОАО «Ямал СПГ»:

Долгосрочные займы выданные	42'804	2'915
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	1'169	17

ЗАО «Нортгаз» (с 27 ноября 2012 г.):

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1'856	368
--	-------	-----

ООО «Ямал Развитие»:

Долгосрочные займы выданные	2'200	-
-----------------------------	-------	---

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

Кроме того, как описано в Примечании 28, в августе 2013 года Группа выпустила гарантию материнской компании по обязательствам «Ямала СПГ», совместного предприятия Группы. В декабре 2013 года Группа выпустила финансовую гарантию по обязательствам «Ямала развития», совместного предприятия Группы.

Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала

За год, закончившийся
31 декабря:
2013 2012

Операции**ОАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:**

Реализация природного газа	2'785	2'042
Реализация жидких углеводородов	482	-
Покупка природного газа и жидких углеводородов	(12'960)	(9'479)
Расходы на электроэнергию	(145)	-

ООО «Трансойл»:

Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(3'434)	(472)
--	---------	-------

Gunvor Group (под совместным контролем):

Реализация жидких углеводородов	2'911	-
Транспортировка жидких углеводородов (услуги по перевалке)	(439)	-
Покупка жидких углеводородов	(102)	-

ОАО «НОВАТЭК»

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

31 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

*Связанные стороны – компании под контролем
ключевого руководящего персонала*

На 31 декабря 2013 г. На 31 декабря 2012 г.

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

Денежные средства и их эквиваленты	2'040	1'224
------------------------------------	-------	-------

ОАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:

Торговая и прочая дебиторская задолженность	119	1'568
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	274	826
Предоплаты и прочие текущие активы	14	1'690

ООО «Трансойл»:

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	176	170
Предоплаты и прочие текущие активы	288	61

Gunvor Group (под совместным контролем):

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

В декабре 2013 года Группа заключила контракт на реализацию нефти с «Gunvor Group», компанией, находящейся под совместным контролем члена Совета Директоров «НОВАТЭКа». Сальдо по расчетам и операции Группы с этой компанией представлены выше как со связанной стороной – компанией под совместным контролем ключевого руководящего персонала Группы.

В октябре 2012 года Группа заключила контракт на транспортировку стабильного газового конденсата (аренда цистерн и диспетчеризация) от принадлежащего Группе Пуровского завода по переработке и стабилизации газового конденсата до портов Витино и Усть-Луга с ООО «Трансойл», компанией, находящейся под контролем члена Совета Директоров «НОВАТЭКа». Сальдо по расчетам и операции Группы с этой компанией представлены выше как со связанной стороной – компанией под контролем ключевого руководящего персонала Группы.

В декабре 2012 года Группа заключила контракт на услуги по перевалке стабильного газового конденсата в порту Усть-Луга с «Gunvor Group», компанией, находящейся под совместным контролем члена Совета Директоров «НОВАТЭКа». Сальдо по расчетам и операции Группы с этой компанией представлены выше как со связанной стороной – компанией под совместным контролем ключевого руководящего персонала Группы.

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

<i>Связанные стороны – ключевой руководящий персонал</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Совет директоров	106	105
Правление	1'593	1'282
Итого выплаты	1'699	1'387

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)

32 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 («РСБУ») с представлением корректировок и переклассификаций, отраженных в консолидированной финансовой отчетности для целей достоверного представления в соответствии с МСФО.

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

Информация по сегменту за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Примечания	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегментам 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 вознаграждения 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 размере 557 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;

32 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- c. 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;
- d. 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;
- e. различием в методологии признания расходов на геологоразведку по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 1'884 млн рублей и сторнирования прочего операционного убытка в размере 413 млн рублей для целей МСФО;
- 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;
- 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.

ОАО «НОВАТЭК»

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

32 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегменту за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.	Примечания	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегментам представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной финансовой отчетности
Внешняя реализация	<i>a</i>	211'885	211'885	(912)	210'973
Операционные расходы	<i>a - e</i>	(130'558)	(130'558)	4'783	(125'775)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>c</i>	(292)	(292)	428	136
Расходы в виде процентов	<i>f</i>	(5'231)	(5'231)	1'995	(3'236)
Доходы в виде процентов		1'479	1'479	252	1'731
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>f</i>	4'358	4'358	133	4'491
Результаты по сегменту		81'641	81'641	6'679	88'320
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(2'105)
Прибыль до налога на прибыль					86'215
Износ, истощение и амортизация	<i>b, c</i>	15'286	15'286	(3'787)	11'499
Капитальные затраты	<i>f</i>	36'021	36'021	7'533	43'554

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии признания реализации сжиженного углеводородного газа по МСФО и РСБУ, что требует переклассификации внешней реализации и расходов в размере 951 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации 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 3'987 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии классификации износа, истощения и амортизации основных средств, не прошедших государственную регистрацию, по МСФО и управленческому учету, что приводит к переклассификации расходов в размере 147 млн рублей из статьи «прочие операционные прибыли (убытки)» в статью «износ, истощение и амортизация» (операционные расходы) для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов, относящихся к услугам по хранению природного газа и вознаграждения 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 216 млн рублей и дополнительного начисления вознаграждения работникам в размере 1'962 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов на геологоразведку, что требует сторнирования операционных расходов в размере 2'364 млн рублей для целей МСФО;
- 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 2'156 млн рублей и дополнительного признания капитальных затрат в размере 5'377 млн рублей для целей МСФО.

ОАО «НОВАТЭК»

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

32 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

- *Российская Федерация* – разведка и разработка участков недр, добыча и переработка углеводородов и реализация природного газа, стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа, сырой нефти и продуктов переработки газа;
- *Азиатско-Тихоокеанский Регион, Европа, США, Бразилия* – реализация стабильного газового конденсата, нефти, сжиженного углеводородного газа, сырой нефти и прочих продуктов переработки газового конденсата.

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы представлена ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2013 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефть	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

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.</i>	Природный газ	Стабильный газовый конденсат и нефть	Сжиженный углеводородный газ	Сырая нефть	Прочие продукты переработки газа и газового конденсата	Итого выручка от реализации нефти и газа
Россия	142'613	319	5'968	3'215	350	152'465
Южная Корея	-	26'939	-	-	-	26'939
Сингапур	-	15'804	-	-	-	15'804
Нидерланды	-	13'877	-	-	-	13'877
США	-	8'614	-	-	-	8'614
Польша	-	-	7'880	-	-	7'880
Норвегия	-	4'829	-	-	-	4'829
Венгрия	-	-	758	3'661	-	4'419
Бразилия	-	3'597	-	-	-	3'597
Финляндия	-	714	2'121	-	-	2'835
Прочие	-	7'045	1'378	-	-	8'423
Минус: экспортные пошлины	-	(35'054)	(2'506)	(1'876)	-	(39'436)
Итого за пределами России	-	46'365	9'631	1'785	-	57'781
Итого	142'613	46'684	15'599	5'000	350	210'246

32 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

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 2013 г., у Группы было два крупнейших покупателя продукции, по которым отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 19% и 13% (55'517 млн и 39'568 млн рублей) от общей суммы внешней реализации соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., у Группы был один крупнейший покупатель продукции, по которому отдельно взятая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации и составляла 19% (40'060 млн рублей) от общей суммы внешней реализации. Все крупнейшие покупатели продукции Группы находятся на территории Российской Федерации.

33 РАЗВЕДКА И ОЦЕНКА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2013	2012
Чистая учетная стоимость активов на 1 января	8'747	16'251
Поступления	3'852	1'212
Выбытия (отражены в консолидированном отчете о прибылях и убытках)	(1'966)	(940)
Переклассификация в доказанные запасы	(3'196)	(7'192)
Прочие движения	(648)	(584)
Чистая учетная стоимость активов на 31 декабря	6'789	8'747
Обязательства	80	1'483
Денежные средства, использованные на операционную деятельность	339	1'174
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	3'272	1'730

34 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

В феврале 2014 года, Группа заключила договор о приобретении дополнительной 15%-ной доли участия в ООО «НОВАТЭК-Кострома» за 102 млн рублей. В результате сделки доля владения Группы в «НОВАТЭК-Костроме» увеличилась до 100%.

35 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Некоторые новые стандарты и интерпретации были выпущены и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2014 г. или после этой даты, и при этом не были досрочно применены Группой:

МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты: Классификация и оценка*». Основные особенности стандарта, выпущенного в ноябре 2009 года и измененного в октябре 2010, декабре 2011 и ноябре 2013 годах:

- По методам оценки финансовые активы разделяются на две группы: активы, которые впоследствии оцениваются по справедливой стоимости, и активы, которые впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости. Выбор метода оценки должен быть сделан при первоначальном признании. Классификация зависит от бизнес-модели, применяемой компанией для управления своими финансовыми инструментами, и от договорных характеристик денежных потоков, связанных с инструментом.
- Инструмент впоследствии оценивается по амортизированной стоимости только в том случае, когда он является долговым инструментом, а также при выполнении обоих условий: (i) бизнес-модель компании ориентирована на удержание данного актива для целей получения контрактных денежных потоков и (ii) контрактные денежные потоки по данному активу представляют собой только выплаты основной суммы и процентов (то есть финансовый инструмент имеет только «базовые характеристики займа»). Все остальные долговые инструменты должны оцениваться по справедливой стоимости через прибыли или убытки.
- Все долевые инструменты должны впоследствии оцениваться по справедливой стоимости. Долевые инструменты, удерживаемые для торговли, будут оцениваться по справедливой стоимости и отражаться через прибыли или убытки. Для остальных долевых инвестиций при первоначальном признании может быть принято окончательное решение об отражении нерезализованных и резализованных прибылей и убытков от переоценки по справедливой стоимости в составе прочего совокупного дохода, а не через прибыли или убытки. При этом перенос прибылей и убытков от изменения справедливой стоимости в состав прибыли или убытка не предусматривается. Выбор может осуществляться в отношении каждого отдельного инструмента. Дивиденды отражаются в составе прибыли или убытка до тех пор, пока они представляют собой доход от инвестиций.
- Большинство требований в МСФО (IAS) 39 в части классификации и оценки финансовых обязательств были перенесены в МСФО (IFRS) 9 без изменений. Основным отличием является требование к компании раскрывать эффект от изменения собственного кредитного риска по финансовым обязательствам, учитываемым по справедливой стоимости через прибыли и убытки, в составе прочего совокупного дохода.

Изменения к МСФО (IFRS) 9, произведённые в ноябре 2013 года, убрали из стандарта сведения о дате обязательного применения, делая его применение добровольным. Группа рассматривает влияние требований стандарта на Группу и сроки его применения.

Изменения к МСФО (IAS) 32 «*Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств*» (выпущено в декабре 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2014 г. или после этой даты). Данное изменение вводит руководство по применению МСФО (IAS) 32 с целью устранения противоречий, выявленных при применении некоторых критериев взаимозачета, 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. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния нового стандарта на свою консолидированную финансовую отчетность.

35 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменения к МСФО (IAS) 36 «*Раскрытия возмещаемой стоимости для нефинансовых активов*» (выпущены 29 мая 2013 г. и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2014 г., при этом досрочное применение разрешается, если МСФО (IFRS) 13 применяется для того же отчетного и сравнительного периода). Изменения 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. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния изменений к стандартам на раскрытия в своей консолидированной финансовой отчетности.

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*».

В настоящее время Группа осуществляет 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:	
	2013	2012
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение прав на недоказанные запасы	49	-
Затраты на приобретение прав на доказанные запасы	3'196	-
Затраты на геологоразведку	1'861	2'028
Затраты на разработку	39'894	29'988
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	45'000	32'016
Доля Группы в затратах совместных предприятий на приобретение прав на запасы	160'383	63'708
Доля Группы в затратах совместных предприятий на разведку и разработку месторождений	33'017	17'069
На 31 декабря 2013 г. На 31 декабря 2012 г.		
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов		
Скважины и сопутствующее оборудование и сооружения	177'319	157'048
Вспомогательное оборудование и сооружения	46'572	38'922
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	45'282	17'312
Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов	269'173	213'282
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(57'541)	(46'131)
Итого чистые капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов	211'632	167'151
Доля Группы в капитализированных затратах совместных предприятий, относящихся к добыче природного газа и жидких углеводородов	322'259	226'887

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:	
	2013	2012
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов	236'364	184'629
Прямые расходы на добычу	(9'030)	(7'599)
Транспортные расходы	(87'157)	(57'888)
Налоги, кроме налога на прибыль	(21'296)	(16'546)
Износ, истощение и амортизация	(12'274)	(10'589)
Расходы по обесценению активов	(2'202)	-
Расходы на геологоразведку	(427)	(2'022)
Итого затраты на добычу	(132'386)	(94'644)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	103'978	89'985
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(20'796)	(17'997)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов	83'182	71'988
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий	4'077	1'401
Итого результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов	87'259	73'389

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 2013 и 2012 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 2014 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.

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 2011 г.	26'547	752	20'236	573	46'783	1'325
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	231	6	(9)	-	222	6
Расширению и открытию новых запасов	738	21	1'018	29	1'756	50
Приобретениям ⁽¹⁾	12'717	360	2'729	77	15'446	437
Добыче	(1'781)	(50)	(211)	(6)	(1'992)	(56)
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 ^{(2) (3) (4) (5)}	605	17	5'094	144	5'699	161
Выбытиями ^{(3) (6)}	-	-	(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
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2011 г.	20'763	588	2'348	66	23'111	654
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
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2011 г.	5'784	164	17'888	507	23'672	671
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

⁽¹⁾ В ноябре 2012 года Группа приобрела 49%-ную долю владения в компании ЗАО «Нортгаз».

⁽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 июне 2013 года Группа увеличила долю владения в «Нортгазе» до 50%.

⁽⁶⁾ В декабре 2013 года Группа реализовала 20%-ную долю владения в ОАО «Ямал СПГ», совместном предприятии Группы, «Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорации» («CNPC»).

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах природного газа составила 128 млрд куб. футов и четыре млрд куб. метров и 128 млрд куб. футов и четыре млрд куб. метров по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно.

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

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

	Чистые доказанные запасы		Доля Группы в совместных предприятиях		Итого чистые доказанные запасы	
	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн
На 31 декабря 2011 г.	485	59	283	34	768	93
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	2	-	(37)	(4)	(35)	(4)
Расширению и открытию новых запасов	13	1	40	3	53	4
Приобретениям ⁽¹⁾	78	9	85	10	163	19
Добыче	(35)	(4)	(1)	-	(36)	(4)
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 ^{(2) (3) (4) (5)}	21	3	215	24	236	27
Выбытия ^{(3) (6)}	-	-	(34)	(4)	(34)	(4)
Добыче	(36)	(5)	(4)	-	(40)	(5)
На 31 декабря 2013 г.	502	60	671	76	1'173	136
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2011 г.	282	33	-	-	282	33
31 декабря 2012 г.	269	32	26	3	295	35
31 декабря 2013 г.	244	29	78	9	322	38
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2011 г.	203	26	283	34	486	60
31 декабря 2012 г.	274	33	344	40	618	73
31 декабря 2013 г.	258	31	593	67	851	98

⁽¹⁾ В ноябре 2012 года Группа приобрела 49%-ную долю владения в компании ЗАО «Нортгаз».

⁽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 июне 2013 года Группа увеличила долю владения в «Нортгазе» до 50%.

⁽⁶⁾ В декабре 2013 года Группа реализовала 20%-ную долю владения в ОАО «Ямал СПГ», совместном предприятии Группы, «Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорации» («CNPC»).

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах нефти, газового конденсата и жидких фракций составила 17 млн баррелей и два млн метр. тонн и 17 млн баррелей и два млн метр. тонн на 31 декабря 2013 и 2012 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