

ОАО «НОВАТЭК»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО,
ЗА ГОДЫ, ЗАКОНЧИВШИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2012 И 2011 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 принципы учетной политики	14
Прим. 4. Наиболее существенные оценки и допущения	26
Прим. 5. Приобретения и выбытия	29
Прим. 6. Основные средства	35
Прим. 7. Вложения в совместные предприятия	36
Прим. 8. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	40
Прим. 9. Товарно-материальные запасы	41
Прим. 10. Торговая и прочая дебиторская задолженность	41
Прим. 11. Предоплаты и прочие текущие активы	43
Прим. 12. Денежные средства и их эквиваленты	43
Прим. 13. Долгосрочные заемные средства	44
Прим. 14. Обязательства по пенсионной программе	46
Прим. 15. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	48
Прим. 16. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	48
Прим. 17. Уставный капитал	49
Прим. 18. Программа вознаграждения с использованием акций	50
Прим. 19. Выручка от реализации нефти и газа	52
Прим. 20. Транспортные расходы	52
Прим. 21. Налоги, кроме налога на прибыль	53
Прим. 22. Общехозяйственные и управленческие расходы	53
Прим. 23. Материалы, услуги и прочие расходы	54
Прим. 24. Покупка природного газа и жидких углеводородов	54
Прим. 25. Доходы (расходы) от финансовой деятельности	55
Прим. 26. Налог на прибыль	56
Прим. 27. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска	59
Прим. 28. Условные и договорные обязательства	68
Прим. 29. Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия	71
Прим. 30. Операции со связанными сторонами	72
Прим. 31. Информация по сегментам	74
Прим. 32. Разведка и оценка полезных ископаемых	78
Прим. 33. События после отчетной даты	78
Прим. 34. Новые или пересмотренные стандарты	79
Дополнительная информация о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированная	83
Контактная информация	88



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 2012 года и консолидированных отчетов о прибылях и убытках, совокупном доходе, изменениях капитала и движении денежных средств за 2012 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 2012 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за 2012 год в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

ЗАО Прайсвоटरхаус Куперс Аудит

18 марта 2013

Москва, Российская Федерация



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

Аудируемое лицо: ОАО «НОВАТЭК»

Свидетельство о государственной регистрации № 1461 dd. 16.08.94, номер в едином реестре № 1026303117642 выдано 20 августа 2002 г.

Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ, зарегистрированном до 1 июля 2002 года, за № 1026303117642 от 20 августа 2002 года выдано ИМНС России по г. Новокуйбышевску Самарской области

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

Независимый аудитор: ЗАО «ПрайсвоटरхаусКуперс Аудит»

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

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

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 2012 г. На 31 декабря 2011 г.

АКТИВЫ

Долгосрочные активы

Основные средства	6	197'376	166'784
Вложения в совместные предприятия	7	189'136	123'029
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	8	13'150	32'130
Прочие долгосрочные активы		5'228	3'173
Итого долгосрочные активы		404'890	325'116

Текущие активы

Товарно-материальные запасы	9	3'091	1'683
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		1'756	1'153
Торговая и прочая дебиторская задолженность	10	16'409	16'699
Предоплаты и прочие текущие активы	11	18'567	14'950
Денежные средства и их эквиваленты	12	18'420	23'831
Итого текущие активы		58'243	58'316

Итого активы

463'133 **383'432**

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ

Долгосрочные обязательства

Долгосрочные заемные средства	13	97'805	75'180
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	26	13'969	12'805
Обязательства по ликвидации активов		2'879	2'734
Прочие долгосрочные обязательства		2'049	917
Итого долгосрочные обязательства		116'702	91'636

Текущие обязательства

Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	15	34'682	20'298
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	16	15'925	24'922
Задолженность по текущему налогу на прибыль		198	611
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		4'325	4'283
Итого текущие обязательства		55'130	50'114

Итого обязательства

171'832 **141'750**

Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»

Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(584)	(281)
Добавочный капитал		31'220	31'220
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		(202)	193
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		253'606	203'871

Итого капитал, относящийся

к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	17	290'050	241'013
-----------------------------------	----	----------------	----------------

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ

1'251 **669**

Итого капитал

291'301 **241'682**

Итого обязательства и капитал

463'133 **383'432**

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Утверждено и подписано от имени Совета директоров 18 марта 2013 года:


Л. Михельсон
Председатель Правления


М. Джетвэй
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:	
		2012	2011
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	19	210'246	174'811
Прочая выручка		727	462
Итого выручка от реализации		210'973	175'273
Операционные расходы			
Транспортные расходы	20	(60'848)	(48'329)
Налоги, кроме налога на прибыль	21	(16'846)	(16'559)
Покупка природного газа и жидких углеводородов	24	(17'483)	(5'994)
Износ, истощение и амортизация	6	(11'185)	(9'277)
Общехозяйственные и управленческие расходы	22	(10'936)	(8'218)
Материалы, услуги и прочие расходы	23	(7'216)	(5'947)
Расходы на геологоразведку		(2'022)	(1'819)
Расходы по обесценению активов, нетто		(325)	(782)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства		1'086	105
Итого операционные расходы		(125'775)	(96'820)
Прибыль (убыток) от выбытия долей владения в дочерних обществах, нетто		(60)	62'948
Прочие операционные прибыли (убытки)		196	207
Прибыль от операционной деятельности		85'334	141'608
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов	25	(3'236)	(2'150)
Доходы в виде процентов	25	1'731	3'392
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		4'491	(3'945)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		2'986	(2'703)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	(2'105)	(3'880)
Прибыль до налога на прибыль		86'215	135'025
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(16'142)	(12'467)
Расходы по отложенному налогу на прибыль, нетто		(632)	(3'267)
Итого расходы по налогу на прибыль	26	(16'774)	(15'734)
Прибыль (убыток)		69'441	119'291
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(17)	(364)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		69'458	119'655
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		22,89	39,45
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (тысяч шт.)</i>		<i>3'034'245</i>	<i>3'033'302</i>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК»
Консолидированный отчет о совокупном доходе
(в миллионах рублей)

	За год, закончившийся	
	31 декабря:	
	2012	2011
Прибыль (убыток)	69'441	119'291
Прочий совокупный доход (расход) после налога на прибыль:		
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	(395)	313
Прочий совокупный доход (расход)	(395)	313
Итого совокупный доход (расход)	69'046	119'604
Итого прочий совокупный доход (расход), относящийся к:		
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ	(17)	(364)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»	69'063	119'968

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:	
		2012	2011
Прибыль до налога на прибыль		86'215	135'025
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		11'499	9'475
Расходы по обесценению активов, нетто		325	782
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		(4'491)	3'945
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		101	(62'811)
Расходы в виде процентов		3'236	2'150
Доходы в виде процентов		(1'731)	(3'392)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий, за вычетом налога на прибыль	7	2'105	3'880
Изменения прочих долгосрочных активов и долгосрочной дебиторской задолженности, нетто		780	1'132
Изменения обязательств по пенсионной программе		709	120
Прочие корректировки		(195)	82
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(8'086)	(6'103)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(1'425)	(132)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		5'014	567
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		(624)	1'120
Итого изменения оборотного капитала		(5'121)	(4'548)
Налог на прибыль уплаченный		(17'607)	(13'933)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		75'825	71'907
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(37'378)	(25'335)
Предоплата за участие в конкурсе на получение лицензий на право пользования недрами		-	(6'870)
Приобретение материалов для строительства		(1'938)	(773)
Приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств		184	(4'188)
Приобретение долей участия в совместных предприятиях	5, 7	(42'697)	(21'176)
Дополнительные взносы в капитал совместных предприятий	8	(5'213)	(3'955)
Поступления от выбытия активов дочерних обществ за вычетом выбывших денежных средств		302	11'796
Проценты уплаченные и капитализированные		(2'698)	(3'508)
Предоставление займов		(4'818)	(6'729)
Погашение займов выданных		8'102	13'166
Проценты полученные		2'030	929
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности		(84'124)	(46'643)

ОАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2012	2011
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		81'149	44'885
Получение краткосрочных заемных средств		-	3'700
Погашение долгосрочных заемных средств		(40'412)	(8'552)
Погашение краткосрочных заемных средств		-	(21'321)
Проценты уплаченные		(2'320)	(818)
Дивиденды выплаченные	17	(19'718)	(15'166)
Приобретение доли неконтролирующих акционеров	5	(16'290)	(14'817)
Дополнительный вклад неконтролирующих акционеров в уставный капитал дочерних обществ Группы		497	-
Продажа собственных акций	17	-	354
Приобретение собственных акций	17	(303)	-
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности		2'603	(11'735)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты			
		285	64
Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто		(5'411)	13'593
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода			
		23'831	10'238
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		18'420	23'831

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

	<i>Количество обыкновен- ных акций (тысяч шт.)</i>	Уставный капитал - обыкновен- ные акции	Выкуп- ленные собственные акции	Добавочный капитал	Доход от переоценки активов в результате приоб- ретенний	Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	Нераспре- деленная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ	Итого капитал
<i>За год, закончившийся 31 декабря 2011 г.</i>										
Сальдо на 1 января 2011 г.	3'033'184	393	(446)	30'865	5'617	(120)	110'810	147'119	20'667	167'786
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	-	313	-	313	-	313
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	119'655	119'655	(364)	119'291
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	-	313	119'655	119'968	(364)	119'604
Дивиденды (см. Примечание 17)	-	-	-	-	-	-	(15'166)	(15'166)	-	(15'166)
Переклассификация опциона на покупку долевых ценных бумаг	-	-	-	-	-	-	322	322	-	322
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю неконтролирующих акционеров	-	-	-	-	-	-	-	-	286	286
Приобретение доли неконтролирующих акционеров (см. Примечание 5)	-	-	-	-	-	-	(11'750)	(11'750)	(19'920)	(31'670)
Продажа выкупленных собственных акций (см. Примечание 17)	1'154	-	165	355	-	-	-	520	-	520
Сальдо на 31 декабря 2011 г.	3'034'338	393	(281)	31'220	5'617	193	203'871	241'013	669	241'682

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

	<i>Количество обыкновен- ных акций (тысяч шт.)</i>	Уставный капитал - обыкновен- ные акции	Выкуп- ленные собственные акции	Добавочный капитал	Доход от переоценки активов в результате приоб- ретенний	Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	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	5'617	193	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 17)	-	-	-	-	-	-	(19'723)	(19'723)	-	(19'723)
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю неконтролирующих акционеров	-	-	-	-	-	-	-	-	497	497
Покупка собственных акций (см. Примечание 17)	(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	5'617	(202)	253'606	290'050	1'251	291'301

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 и переработкой углеводородного сырья на основных лицензионных участках, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – «ЯНАО») в Российской Федерации.

Группа реализует свой природный газ на внутреннем рынке по нерегулируемым ценам (за исключением поставок населению), однако бóльшая часть природного газа, составляющего внутренний рынок России, продается по ценам, устанавливаемым Федеральной службой по тарифам – федеральным органом исполнительной власти. Реализация стабильного газового конденсата и сырой нефти осуществляется Группой как на внутреннем рынке России, так и на международных рынках и подвержена колебаниям мировых цен на сырую нефть. Помимо этого, 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). Объемы реализации жидких углеводородов Группы (стабильного газового конденсата, сырой нефти и продуктов переработки нефти и газа) остаются относительно стабильными от периода к периоду.

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 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.

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 добычу углеводородов на Северо-Уренгойском месторождении на территории ЯНАО (см. Примечание 5).

В течение 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 (см. Примечания 27, 31).

В январе и июне 2012 года Группа осуществила присоединение своих 100%-ных дочерних обществ ООО «Ямалэнергогаз» и ООО «Газпром межрегионгаз Челябинск» к своим 100%-ным дочерним обществам ООО «НОВАТЭК-Пермь» и ООО «НОВАТЭК-Челябинск» соответственно. Присоединения не оказали влияния на консолидированные финансовые и операционные результаты деятельности Группы.

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. 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, (b) консолидации дочерних обществ, (c) приобретения компаний, (d) учета налога на прибыль и (e) 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 виде отдельной составляющей капитала до момента выбытия иностранного общества как курсовые разницы в консолидированном отчете об изменениях в капитале и в консолидированном отчете о совокупном доходе.

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

<i>Рублей за одну единицу валюты</i>	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.	Средний курс за год, закончившийся 31 декабря:	
			2012	2011
Доллар США	30,37	32,20	31,09	29,39
Польский злотый	9,87	9,47	9,56	9,94

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. Реализация сжиженного углеводородного газа на экспорт за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., представлена за вычетом акцизов и топливного налога. Соответственно, выручка от реализации сжиженного углеводородного газа и расходы по акцизу и топливному налогу за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., были уменьшены на 998 млн рублей.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Принципы консолидации. Дочерние общества представляют собой компании (включая компании специального назначения), в которых Группа прямо или косвенно владеет более 50% голосующих акций или имеет иную возможность управлять финансовой и операционной деятельностью для получения выгоды. Наличие и влияние потенциальных прав голоса, которые в настоящее время могут быть исполнены или приобретены, рассматриваются при оценке возможности осуществления контроля Группой над другой компанией. Дочерние общества консолидируются начиная с момента перехода контроля над ними к Группе и исключаются из консолидации после прекращения возможности контроля деятельности общества.

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

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

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

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.

Выбытие долей участия в дочерних обществах, зависимых обществах и совместных предприятиях. Когда Группа прекращает осуществлять контроль или оказывать значительное влияние на компанию, оставшаяся доля участия в такой компании подлежит переоценке по справедливой стоимости с признанием изменения учетной стоимости доли в прибылях и убытках. Справедливая стоимость – это первоначальная учетная стоимость для целей последующего учета оставшейся доли участия в качестве зависимого общества, совместного предприятия или финансового актива. Кроме того, любые суммы, признанные ранее в совокупном доходе в отношении компании, учитываются как если бы Группа напрямую осуществила выбытие соответствующих активов или обязательств. Это может означать, что суммы, признанные ранее в совокупном доходе, перераспределяются в прибыли и убытки.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

Вложения в зависимые общества и совместные предприятия. Зависимые общества и совместные предприятия являются обществами, на которые Группа оказывает значительное влияние либо осуществляет совместный контроль соответственно, но которые не контролируются ею. Как правило, значительное влияние существует в тех случаях, когда Группа имеет от 20% до 50% голосующих акций общества. Зависимые общества и совместные предприятия учитываются по методу «долевого участия» и изначально признаются по цене приобретения. Разница между стоимостью приобретения и долей в справедливой стоимости чистых активов зависимого общества представляет собой деловую репутацию (гудвилл) при приобретении зависимого общества. Дивиденды, полученные от зависимых обществ и совместных предприятий, уменьшают балансовую стоимость инвестиции в зависимые общества и совместные предприятия. Учетная стоимость зависимых обществ и 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 зависимого общества или 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 зависимого общества или совместного предприятия; (б) доля Группы в прочем совокупном доходе отражается в прочем совокупном доходе и представлена отдельно; и (с) все прочие изменения в доле Группы в учетной стоимости чистых активов зависимых обществ или совместных предприятий отражаются в прибыли или убытке в составе финансового результата деятельности зависимого общества или совместного предприятия. Когда доля Группы в убытках зависимого общества 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 зависимого общества.

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.

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

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 рыночной 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.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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. Продолжительное снижение справедливой стоимости ценной бумаги ниже ее первоначальной стоимости является признаком ее обесценения. При наличии таких признаков у финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, суммарный убыток (определяемый как разница между ценой приобретения и текущей справедливой стоимостью за вычетом убытка от обесценения финансового актива, ранее отраженного в составе прибыли и убытков) отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках как поправка по переклассификации из прочего совокупного дохода. Убытки от обесценения по долевым инструментам, признанные в консолидированном отчете о прибылях и убытках, не сторнируются. По состоянию на отчетные даты Группа не имела финансовых активов, имеющих 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 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 неппроизводных 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, близкого по своим условиям основному договору, если формула цены такого инструмента основана на релевантных индексах, широко используемых другими участниками рынка. Указанное выше применяется по отношению к договорам покупки и продажи жидких углеводородов и газа на российском рынке. Контракты оцениваются на предмет наличия встроенных производных финансовых инструментов в том случае, когда Группа становится участником такого контракта, включая дату объединения бизнеса. Подобные встроенные финансовые инструменты учитываются по справедливой стоимости на конец каждого отчетного периода, а изменения в справедливой стоимости отражаются в отчете о прибылях и убытках соответствующего отчетного периода.

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 26.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В предыдущие периоды российское законодательство не содержало понятия «консолидированный налоговый плательщик», и, соответственно, компании Группы облагались российскими налогами индивидуально по каждой компании.

Налог на прибыль отражается в консолидированной финансовой отчетности в соответствии с требованиями российского законодательства, действующего или фактически применимого на конец отчетного периода. Расходы и 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 базе. 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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. 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.

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 или перевыпущены. В тех случаях, когда такие акции впоследствии будут перевыпущены, 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 как разницы между НДС, относящемуся к реализации, и НДС, относящемуся к покупкам. НДС, относящийся к реализации и покупкам, расчет или зачет по которым не произведен, или НДС, не возмещенный на отчетную дату (НДС к уплате и НДС к возмещению), отражаются отдельно, как активы и обязательства. В случае если по отношению к дебиторской задолженности создавался резерв под обесценение, то убыток от обесценения отражался на общую сумму задолженности, включая НДС.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Заемные средства. Заемные средства первоначально отражаются по справедливой стоимости полученных средств за вычетом понесенных операционных издержек. Заемные средства впоследствии отражаются в учете по амортизируемой стоимости; все разницы между полученными средствами (за вычетом операционных 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.

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 вероятность получения такого возмещения.

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

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

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Руководство Группы полагает, что принимая во внимание отсутствие либо ограниченность истории использования объектов по переработке газового конденсата, срок полезного использования данных объектов в целом определить невозможно (несмотря на то, что некоторые компоненты таких комплексов и оборудование имеют определенные сроки полезного использования). По этим причинам, а также ввиду отсутствия четких законодательных требований к признанию обязательств, 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.

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, налога на добавленную стоимость и экспортных пошлин.

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 как проценты, начисленные 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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. В отношении вознаграждений, предоставленных работникам акционерами, увеличение добавочного капитала признается равным соответствующему вознаграждению, относящемуся к каждому периоду.

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 14).

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.

Актуарные прибыли и убытки, возникающие в результате корректировок, основанных на опыте, и актуарных допущений, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в тех периодах, в которых они возникли. Затраты в отношении услуг, оказанных работниками до момента принятия программы, амортизируются линейным методом в течение усредненного срока достижения ими пенсионного возраста.

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.

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 27.

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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

Запасы нефти и газа оказывают непосредственное влияние на определенные суммы, опубликованные в консолидированной финансовой отчетности, в основном, на износ, истощение и амортизацию, а также на расходы по обесценению. Ставки амортизации основных средств, задействованных в добыче нефти и газа, рассчитываются по методу начисления амортизации пропорционально объему добытой продукции по каждому месторождению. Данные ставки основаны на доказанных разрабатываемых запасах для затрат на 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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

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

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

Обязательства по ликвидации активов. Руководство создает резерв по затратам будущих периодов на вывод из эксплуатации объектов добычи нефти и газа, трубопроводов и соответствующего вспомогательного оборудования на основании наилучших оценок будущих расходов и сроков экономической службы этих активов. Оценка обязательств по ликвидации активов является комплексным расчетом, требующим от руководства принятия оценок и 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 ОАО «Ямал СПГ». Как рассмотрено в Примечании 5, Группа утратила контроль над «Ямалом СПГ», но сохранила совместный контроль и, следовательно, должна была оценить справедливую стоимость оставшейся доли владения в «Ямале СПГ» в соответствии с МСФО. Справедливая стоимость инвестиции в «Ямал СПГ» основана на модели дисконтированных денежных потоков проекта «Ямал СПГ». Модель дисконтированных денежных потоков основана на определенных ключевых допущениях, чувствительность которых раскрыта в Примечании 5.

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

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 доли участия в 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)

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Покупка 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 основные финансовые и операционные решения, касающиеся 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.

На 31 декабря 2012 г. в соответствии с МСФО (IAS) 31 «Участие в совместных предприятиях» Группа оценила предварительную справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств «Нортгаза». В консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., справедливая стоимость цены приобретения, идентифицируемых активов и обязательств 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.

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

<i>ЗАО «Нортгаз»</i>	Предварительная 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)
Предварительная деловая репутация (гудвилл)	-

После приобретения Группа подписала договор на покупку 50% добываемого «Нортгазом» природного газа с 1 января 2013 г. по согласованной цене, отражающей рыночную цену региона добычи и подлежащей индексации на основании цен на природный газ, устанавливаемых Федеральной службой по тарифам (ФСТ). Кроме того, Группа подписала договор до 31 декабря 2015 г. на покупку всего добываемого «Нортгазом» нестабильного газового конденсата по ценам региона добычи, основываясь на мировых котировках цен на нефть и нефтепродукты с учетом поправки на качество сырья и с учетом тарифов на транспортировку и переработку.

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 Челябинск»

В ноябре 2011 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в ООО «Газпром межрегионгаз Челябинск» с целью наращивания продаж природного газа в Челябинской области Российской Федерации за 1'550 млн рублей, которые были полностью выплачены в декабре 2011 года. «Газпром межрегионгаз Челябинск» осуществляет реализацию природного газа промышленным предприятиям и социально значимым категориям потребителей в Челябинской области, входящую в десятку крупнейших регионов России по потреблению природного газа.

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 «Газпрома межрегионгаз Челябинск»:

<i>ООО «Газпром межрегионгаз Челябинск»</i>	Справедливая стоимость на дату приобретения
Основные средства	321
Прочие долгосрочные активы	1'230
Торговая дебиторская задолженность	2'112
Прочие текущие активы	205
Денежные средства и их эквиваленты	654
Долгосрочные обязательства	(232)
Торговая кредиторская задолженность	(2'364)
Прочие текущие обязательства	(376)
Итого идентифицируемые чистые активы	1'550
Стоимость покупки	1'550
Деловая репутация (гудвилл)	-

Покупка дополнительной доли владения в ОАО «Ямал СПГ»

26 мая 2009 г. Группа заключила договор на покупку 51%-ной доли владения в ОАО «Ямал СПГ», нефтегазовой компании, находящейся на стадии разведки участков недр, расположенных в северо-восточной части полуострова Ямал, ЯНАО. В сентябре 2011 года Группа исполнила два опциона, приобретенных в 2009 и 2011 годах, и увеличила свою долю владения в «Ямале СПГ» до 100%, докупив 49% акций компании за 31'670 млн рублей (986 млн долл. США), из которых 15'101 млн рублей (482 млн долл. США) были выплачены в 2009-2011 годах и 16'290 млн рублей (504 млн долл. США) – в 2012 году. В результате этих операций Группа снизила долю неконтролирующих акционеров дочерних обществ на 19'920 млн рублей и отразила разницу в 11'750 млн рублей в составе нераспределенной прибыли.

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Выбытие доли владения в ОАО «Ямал СПГ»

5 октября 2011 г. Совет директоров ОАО «НОВАТЭК» одобрил продажу 20%-ной доли владения в «Ямале СПГ», 100%-ном дочернем обществе Группы, компании «TOTAL S.A.», стратегическому партнеру в проекте «Ямал СПГ» (далее – «Проект»). До этого продажа получила необходимые одобрения Правительственной комиссии по контролю за осуществлением иностранных инвестиций в Российской Федерации и Федеральной антимонопольной службы.

6 октября 2011 г. Группа заключила договор продажи и подписала новое Соглашение акционеров (далее – «Соглашение акционеров») с компанией «TOTAL E&P YAMAL SAS», аффилированной компанией «TOTAL S.A.», которое устанавливает основные положения совместной деятельности по реализации проекта разведки и разработки Южно-Тамбейского месторождения (принадлежащего «Ямалу СПГ»), расположенного в ЯНАО.

Общая стоимость 20%-ной доли «Ямала СПГ», которая должна быть выплачена компанией «TOTAL E&P YAMAL», состоит из 3-х траншей:

- i. *первый транши* – 425 млн долл. США в пользу «НОВАТЭКа» при заключении договора (платеж получен в октябре 2011 года);
- ii. *второй транши* – платеж в виде дополнительного вклада в уставный капитал «Ямала СПГ» в сумме 375 млн долл. США, из которых 170 млн долл. США получены в 2011 году, и оставшиеся 205 млн долл. США получены в 2012 году; и
- iii. *третий транши* – платеж в виде дополнительного вклада в уставный капитал «Ямала СПГ» в сумме от нуля до 500 млн долл. США в зависимости от суммы необходимых капитальных вложений в Проект; итоговая сумма платежа будет определена на основании Окончательного инвестиционного решения. По оценкам руководства Группы наиболее вероятная сумма, которая подлежит к уплате, составляет 500 млн долл. США. Если бы эта оценка была другой, то соответствующие выручка и прибыль, признанные от выбытия 20%-ной доли, должны были быть соответственно скорректированы.

Кроме того, «TOTAL E&P YAMAL» согласился компенсировать прошлые затраты в сумме 11 млн долл. США, которые «НОВАТЭК» понес по Проекту до заключения договора, в виде вклада в уставный капитал «Ямала СПГ». Прошлые затраты были компенсированы в декабре 2011 года.

Дополнительно Соглашение акционеров предусматривает, что финансирование Проекта, если потребуется, будет частично осуществлено в форме непропорциональных займов от акционеров. На сегодняшний день руководство не может оценить вероятность, сумму, период или процентную ставку для этих займов и, таким образом, полагает, что их справедливая стоимость на сегодняшний момент не может быть определена достоверно.

Соглашение акционеров также позволяет Группе уменьшить свою долю владения в «Ямале СПГ» до 51% в будущем на основании определенных оговоренных условий и структуры управления.

Группа сохранила 80%-ную долю владения в «Ямале СПГ» после сделки; однако Соглашение акционеров предусматривает, что ключевые стратегические, операционные и финансовые решения подлежат одобрению восьмью из девяти членов Совета директоров компании. В результате этих изменений Группа потеряла контроль над «Ямалом СПГ» 6 октября 2011 г. После потери контроля Группа определила «Ямал СПГ» как совместное предприятие и учитывает свою долю в чистых активах компании по методу долевого участия.

На основании Соглашения акционеров и условий Договора продажи Группа отразила выбытие 20%-ной доли владения в «Ямале СПГ», признав общую выручку в сумме 36'893 млн рублей и доход от выбытия в сумме 62'831 млн рублей за вычетом соответствующего налога на прибыль в сумме 117 млн рублей.

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Представленная ниже таблица детализирует полученную выручку и раскрывает составляющие дохода от выбытия доли владения в «Ямале СПГ»:

	млн рублей
Первый транш (425 млн долл. США по обменному курсу 32,64 рубля за долл. США)	13'871
Компенсация прошлых затрат (80% от 11 млн долл. США по обменному курсу 32,64 рубля за долл. США)	294
Второй транш (80% от 375 млн долл. США по обменному курсу 32,64 рубля за долл. США)	9'790
Третий транш (80% от 500 млн долл. США по обменному курсу 32,64 рубля за долл. США, дисконтированных по ставке 0,884% годовых)	12'938
Итого полученная выручка	36'893
Минус: учетная стоимость выбывшей 20%-ной доли Группы в чистых активах	(8'208)
Плюс: корректировка до справедливой стоимости оставшейся доли владения в совместном предприятии	34'263
Итого доход от выбытия доли владения	62'948

В соответствии с МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и индивидуальная финансовая отчетность» Группа переоценила оставшуюся долю владения по справедливой стоимости на дату прекращения контроля, признав изменение стоимости на сумму 34'263 млн рублей как часть дохода от выбытия в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Справедливая стоимость инвестиции в «Ямал СПГ» была определена на основе модели дисконтированных денежных потоков Проекта «Ямал СПГ». Существенными допущениями в модели дисконтированных денежных потоков являются: прогнозируемые цены на сжиженный природный газ («СПГ»), ожидаемые объемы добычи, будущие капиталовложения, требуемые для строительства инфраструктуры и бурения эксплуатационных скважин, и ставка дисконтирования, используемая при определении справедливой стоимости. Ключевыми показателями чувствительности дисконтированных денежных потоков являются:

- будущие цены на СПГ были основаны на предполагаемых ценах Brent с темпом роста, прогнозируемым Всемирным банком. 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 оставшейся доли владения в «Ямале СПГ» и соответствующая прибыль от переоценки уменьшились бы на 6'903 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 оставшейся доли владения в «Ямале СПГ» и соответствующая прибыль от переоценки уменьшились бы на 4'903 млн рублей;
- будущие капиталовложения в течение срока реализации проекта были оценены по предварительным инжиниринговым и затратным оценкам. Если в модели будущих денежных потоков уровень капиталовложений был бы на 1% выше, то, предполагая, что другие параметры останутся неизменными, справедливая стоимость оставшейся доли владения в «Ямале СПГ» и соответствующая прибыль от переоценки уменьшились бы на 3'904 млн рублей; и
- ставка дисконтирования, как предполагалось, составляла 11,9% (для долларов США). Если бы ставка дисконтирования увеличилась на полпроцента (до 12,4%), то, предполагая, что другие параметры останутся неизменными, справедливая стоимость оставшейся доли и соответствующая прибыль от переоценки уменьшились бы на 21'139 млн рублей.

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

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

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлены основные группы активов и обязательств на дату выбытия:

<i>ОАО «Ямал СПГ»</i>	<i>млн рублей</i>
Основные средства	45'867
Прочие долгосрочные активы	1'404
Денежные средства и их эквиваленты	1'846
Прочие оборотные активы	1'135
Прочие долгосрочные обязательства	(810)
Краткосрочные заемные средства	(8'100)
Прочие текущие обязательства	(300)

Итого идентифицируемые чистые активы при выбытии **41'042**

Указанные выше основные средства в сумме 45'867 млн рублей, в том числе стоимость лицензий на месторождения в сумме 39'714 млн рублей, включены в строку «Выбытие дочерних обществ, нетто» в Примечании 6. Краткосрочные заемные средства в сумме 8'100 млн рублей представляли собой задолженность перед Группой, которая была погашена в декабре 2011 года досрочно.

Ниже представлена сверка учетной стоимости «Ямала СПГ» до выбытия и учетной стоимости оставшейся доли владения в компании, учитываемой по методу долевого участия в данной консолидированной финансовой отчетности:

<i>ОАО «Ямал СПГ»</i>	<i>млн рублей</i>
Учетная стоимость чистых активов на момент выбытия	41'042
Плюс: доля Группы в средствах, полученных от дополнительной эмиссии акций	23'022
Минус: учетная стоимость выбывшей 20%-ной доли в чистых активах	(8'208)
Плюс: корректировка до справедливой стоимости оставшейся доли владения в совместном предприятии	34'263

Учетная стоимость вложения в совместное предприятие **90'119**

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 за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 гг.:

	Активы, задействован- ные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы по капитальному строительству	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	193'411	16'022	4'236	213'669
Накопленный износ, истощение и амортизация	(26'926)	-	(1'170)	(28'096)
Остаточная стоимость на 1 января 2011 г.	166'485	16'022	3'066	185'573
Приобретение дочерних обществ	108	183	30	321
Поступление и приобретение	10'140	27'869	22	38'031
Ввод в эксплуатацию	15'455	(20'216)	4'761	-
Износ, истощение и амортизация	(9'026)	-	(424)	(9'450)
Выбытие дочерних обществ, нетто	(40'136)	(5'665)	(66)	(45'867)
Обесценение	(513)	(107)	-	(620)
Выбытие, нетто	(549)	(439)	(216)	(1'204)
Первоначальная стоимость	177'788	17'647	8'603	204'038
Накопленный износ, истощение и амортизация	(35'824)	-	(1'430)	(37'254)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 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

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. активы, задействованные в добыче нефти и газа, включают стоимость доказанных запасов углеводородного сырья в сумме 28'205 млн и 22'355 млн рублей соответственно за вычетом накопленной амортизации в сумме 11'744 млн и 10'300 млн рублей соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. активы, задействованные в добыче нефти и газа, включают стоимость недоказанных запасов углеводородного сырья в сумме 7'753 млн и 14'061 млн рублей соответственно. Руководство Группы полагает, что данные затраты являются окупаемыми, и у Группы существуют конкретные планы по разработке и оценке соответствующих месторождений.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов по капитальному строительству по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг., включены авансы на оборудование в сумме 3'836 млн и 3'781 млн рублей соответственно.

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в размере 2'839 млн и 4'145 млн рублей соответственно. Ставки капитализации процентов за 2012 и 2011 годы, использованные для поступлений, составили 6,8% и 7,1% соответственно.

ОАО «НОВАТЭК»

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

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В сентябре 2011 года в результате участия в конкурсе Группа приобрела лицензии на разведку и добычу на Салмановском (Утреннем) и Геофизическом месторождениях, а также лицензии на геологическое изучение и добычу на Северо-Обском и Восточно-Тамбейском лицензионных участках на общую сумму 6'870 млн рублей, которые были включены в состав поступлений и приобретений активов, задействованных в добыче нефти и газа.

Как раскрыто в Примечании 5, в октябре 2011 года Группа потеряла контроль над ОАО «Ямал СПГ» и отразила выбытие основных средств в сумме 45'867 млн рублей по строке «Выбытие дочерних обществ, нетто». Группа сохранила 80%-ную долю владения в «Ямал СПГ» и стала учитывать свою долю в чистых активах компании по методу долевого участия (см. Примечание 7).

Сверка износа, истощения и амортизации между примечаниями приведена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Износ, истощение и амортизация основных средств	11'385	9'450
Плюс: Износ, истощение и амортизация нематериальных активов	244	111
Минус: Износ, истощение и амортизация в составе общехозяйственных и управленческих расходов (см. Примечание 22)	(314)	(198)
Минус: Износ, истощение и амортизация, капитализированные в процессе оказания внутригрупповых услуг по строительству	(130)	(86)
Износ, истощение и амортизация в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках	11'185	9'277

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг., никакие объекты основных средств не были переданы в залог под обеспечение кредитов Группы. Обесценение основных средств в размере ноль млн и 620 млн рублей было признано в отношении активов, задействованных в добыче нефти и газа, за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 28.

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
<i>Совместные предприятия:</i>		
ОАО «Ямал СПГ»	96'736	89'549
ЗАО «Нортгаз»	42'586	-
ООО «Ямал развитие» (консолидированный)	24'430	8'100
ОАО «Сибнефтегаз»	24'160	24'187
ЗАО «Тернефтегаз»	1'224	1'193
Итого вложения в совместные предприятия	189'136	123'029

ОАО «Ямал СПГ». Как описано в Примечании 5, 6 октября 2011 г. Группа продала 20%-ную долю владения в ОАО «Ямал СПГ» компании «TOTAL E&P YAMAL» и подписала новое Соглашение акционеров, которое устанавливает основные положения совместной деятельности по разведке и разработке Южно-Тамбейского месторождения (принадлежащего «Ямалу СПГ»), расположенного в ЯНАО.

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа сохранила 80%-ную долю владения в «Ямале СПГ» после сделки; однако Соглашение акционеров предусматривает, что ключевые стратегические, операционные и финансовые решения подлежат одобрению восемь из девяти членов Совета директоров компании. В результате этих изменений Группа потеряла контроль над «Ямалом СПГ» 6 октября 2011 г. После потери контроля Группа определила «Ямал СПГ» как совместное предприятие и учитывает свою долю в компании по методу долевого участия.

ЗАО «Нортгаз». Как описано в Примечании 5, 27 ноября 2012 г. Группа приобрела 49%-ную долю владения в ЗАО «Нортгаз», нефтегазодобывающей компании, владеющей лицензией на добычу на Северо-Уренгойском месторождении, расположенном в ЯНАО, за 42'697 млн рублей. Устав «Нортгаза» предусматривает, что основные финансовые и операционные решения, касающиеся 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.

ООО «Ямал развитие». Группа владеет 50%-ной долей участия в ООО «Ямал развитие», совместном предприятии с ОАО «Газпром нефть» (дочерним обществом ОАО «Газпром»), и учитывает свою долю в совместном предприятии по методу долевого участия.

«Ямал развитие» владеет 51%-ной долей участия в ООО «СеверЭнергия», которая через свое 100%-ное дочернее общество, ОАО «Арктическая газовая компания», владеет несколькими лицензиями на разработку и добычу углеводородов на месторождениях, расположенных в ЯНАО (см. Примечание 28).

Устав «СеверЭнергии» предусматривает, что основные финансовые и операционные решения, касающиеся 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»; активы и обязательства «СеверЭнергии», а также ее финансовый результат включены в состав активов, обязательств и финансовых результатов «Ямал развития», учитываемому по методу долевого участия, в раскрытии финансовой информации о совместных предприятиях Группы.

ОАО «Сибнефтегаз». Группа владеет 51%-ной долей в ОАО «Сибнефтегаз», нефтегазодобывающей компании, владеющей несколькими лицензиями на разработку и добычу углеводородов на месторождениях, расположенных в ЯНАО (см. Примечание 28). Устав «Сибнефтегаза» предусматривает, что основные финансовые и операционные решения, касающиеся деятельности компании, должны быть одобрены девятью из одиннадцати членами Совета директоров, т.е. единогласно утверждены обоими акционерами, и в результате механизм голосования устанавливает совместный контроль акционеров над «Сибнефтегазом». Группа учитывает свою долю в компании по методу долевого участия.

ЗАО «Тернефтегаз». Группа владеет 51%-ной долей в ЗАО «Тернефтегаз», совместном предприятии с «TOTAL E&P ACTIVITIES PETROLIERES», образованным для совместной деятельности по разведке и разработке Термокарстового газоконденсатного месторождения (принадлежащего «Тернефтегазу»), расположенного в ЯНАО.

Соглашение акционеров предусматривает, что основные финансовые и операционные решения должны быть единогласно утверждены обоими акционерами, и ни один из участников не имеет права привилегированного голоса. Соответственно, 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)

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
На 1 января	123'029	27'026
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий до налогообложения	(2'221)	(4'725)
Доля в льготах (расходах) по налогу на прибыль	116	845
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(2'105)	(3'880)
Приобретения совместных предприятий (см. Примечание 5)	42'697	-
Вложения в капитал	25'515	10'000
Выбытие дочерних обществ, приводящее к признанию вложений в совместные предприятия	-	90'121
Убытки (сторнирование убытков), превышающие вложения в совместные предприятия, отнесенные на уменьшение долгосрочных займов, выданных этим компаниям	-	(238)
На 31 декабря	189'136	123'029

В 2012 году в соответствии с Соглашением акционеров капитал «Ямал СПГ» был увеличен непропорциональными взносами его участников на 23'811 млн рублей, из которых 9'167 млн рублей относятся к «НОВАТЭКу». В результате непропорциональных взносов доля владения Группы в «Ямале СПГ» практически не изменилась.

В феврале 2012 года 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 июне 2011 года уставный капитал «Ямал развития» был увеличен на 20 млрд рублей путем конвертации займов, выданных компании на эту сумму ее участниками, из которых 10 млрд рублей относятся к «НОВАТЭКу». В результате каждой сделки участники пропорционально увеличили свои вложения в совместном предприятии.

Как описано в Примечании 5, в октябре 2011 года Группа утратила контроль над «Ямал СПГ», после чего Группа стала учитывать «Ямал СПГ» как совместное предприятие и признала учетную стоимость компании по строке «выбытие дочерних обществ, приводящее к признанию вложений в совместные предприятия».

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. процент владения в совместных предприятиях и их обобщенная финансовая информация, соответствующая доле участия Группы, были следующими:

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.</i>	Долгосрочные активы	Текущие активы	Долгосрочные обязательства	Текущие обязательства	Чистые активы	Выручка	Прибыль (убыток)	% владения
«Ямал СПГ»	96'586	3'378	15'326	708	83'930	51	(1'811)	80%
«Нортгаз»	64'904	1'899	22'838	1'379	42'586	365	(110)	49%
«Ямал развитие» (консолидированный)	24'421	9	-	-	24'430	-	(19)	50%
«СеверЭнергия»	42'493	1'322	16'799	2'993	24'023	1'297	11	25,5%
Минус: инвестиция и доля в прибыли «Ямал развития» в «СеверЭнергии»	(24'023)	-	-	-	(24'023)	(1'297)	(11)	-
«Сибнефтегаз»	37'931	1'056	13'984	843	24'160	5'272	(27)	51%
«Тернефтегаз»	3'479	1'053	3'220	88	1'224	1	30	51%
Итого	245'791	8'717	72'167	6'011	176'330	5'689	(1'937)	

<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.</i>	Долгосрочные активы	Текущие активы	Долгосрочные обязательства	Текущие обязательства	Чистые активы	Выручка	Прибыль (убыток)	% владения
«Ямал СПГ»	85'529	1'946	20'542	240	66'693	32	(707)	80%
«Ямал развитие» (консолидированный)	24'340	109	-	16'349	8'100	-	(1'662)	50%
«СеверЭнергия»	37'068	1'264	5'933	8'376	24'023	-	(224)	25,5%
Минус: инвестиция и доля в убытке «Ямал развития» в «СеверЭнергии»	(24'023)	-	-	-	(24'023)	-	224	-
«Сибнефтегаз»	40'046	640	15'469	1'030	24'187	3'661	(1'571)	51%
«Тернефтегаз»	1'713	164	668	16	1'193	-	(74)	51%
Итого	164'673	4'123	42'612	26'011	100'173	3'693	(4'014)	

Как указано выше, по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. балансовая стоимость вложений Группы в «Ямал СПГ», составившая 96'736 млн и 89'549 млн рублей, отличается от доли Группы в чистых активах, равной 83'930 млн и 66'693 млн рублей соответственно. Разницы в сумме 12'806 млн и 22'856 млн рублей относятся к признанию второго и третьего транша вознаграждения от продажи 20%-ной доли участия в «Ямал СПГ» (см. Примечание 5).

Все вышеперечисленные совместные предприятия зарегистрированы на территории Российской Федерации.

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

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

8 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Займы выданные, деноминированные в рублях	8'564	9'737
Займы выданные, деноминированные в долларах США	4'366	220
Итого	12'930	9'957
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(428)	(634)
Итого долгосрочные займы выданные	12'502	9'323
Долгосрочная дебиторская задолженность	394	22'027
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	254	780
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	13'150	32'130

Займы выданные, деноминированные в рублях. По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. займы выданные в рублях включали займы ОАО «Сибнефтегаз», совместному предприятию Группы, в сумме 8'564 млн и 9'737 млн рублей соответственно (см. Примечание 30). Процентная ставка по займам варьировалась от 9,5% до 10% годовых (средневзвешенная процентная ставка составила 9,93% и 9,88% на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно). Займы подлежат погашению до ноября 2014 года.

Займы выданные, деноминированные в долларах США. По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. займы выданные, деноминированные в долларах США, включали займы ЗАО «Гернефтегаз», совместному предприятию Группы, в сумме 48 млн и 7 млн долл. США соответственно. Процентная ставка по займам составила 3,88% годовых и может быть изменена в последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи.

В ноябре 2012 года Группа выдала акционерный займ ОАО «Ямал СПГ», совместному предприятию Группы, в сумме 96 млн долл. США с процентной ставкой 5,09% годовых, которая может быть изменена в последующие периоды в зависимости от ряда определенных условий. Займы и проценты подлежат погашению после начала коммерческой добычи.

Долгосрочная дебиторская задолженность. В ноябре 2011 года акционеры ОАО «Ямал СПГ» приняли решение об увеличении капитала компании путем непропорциональной подписки и выкупа акций дополнительных эмиссий общества на общую сумму 17'046 млн рублей. По состоянию на 31 декабря 2011 г. процесс государственной регистрации нового устава не был завершен, в результате чего доля Группы в сумме 3'955 млн рублей, оплаченная в 2011 году, была отражена в составе долгосрочной дебиторской задолженности. В январе 2012 года Группа оплатила оставшуюся часть доли в сумме 2'507 млн рублей. В апреле 2012 года процесс государственной регистрации нового устава был завершен.

В ноябре 2011 года участники ООО «Ямал развитие», совместного предприятия Группы, приняли решение об увеличении капитала путем пропорциональной конвертации в капитал части займов, выданных компании, на сумму 32'697 млн рублей. По состоянию на 31 декабря 2011 г. процесс государственной регистрации нового устава не был завершен, в результате чего вклад Группы в размере 16'348 млн рублей был отражен в составе долгосрочной дебиторской задолженности. В феврале 2012 года процесс государственной регистрации нового устава был завершен (см. Примечание 7).

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности в консолидированном отчете о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. признано не было.

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

9 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Природный газ и жидкие углеводороды по себестоимости	2'239	1'146
Сырье и материалы по себестоимости	583	400
Сырье и материалы по чистой цене реализации (за вычетом резерва под обесценение на сумму 29 млн и 31 млн рублей на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно)	256	133
Прочие товарно-материальные запасы	13	4
Итого товарно-материальные запасы	3'091	1'683

Обесценение товарно-материальных запасов за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 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.

10 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 406 млн и 133 млн рублей на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно)	14'250	14'900
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 4 млн и 14 млн рублей на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно)	2'158	1'703
Проценты по займам выданным	1	96
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	16'409	16'699

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.

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. третьими лицами в пользу Группы были открыты аккредитивы в банках с рейтингом инвестиционной категории под обеспечение торговой дебиторской задолженности на сумму 1'610 млн и 1'706 млн рублей соответственно. Кроме того, Группа удерживает 100%-ную долю участия в ООО «БИАКСПЛЕН НК» (ранее ООО «НОВАТЭК-Полимер») в качестве обеспечения (залога) под прочую дебиторскую задолженность от ОАО «СИБУР Холдинг». Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (см. Примечание 27 в отношении раскрытия кредитных рисков).

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 277 млн и 478 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно была просроченной, но не была обесценена. Группа расширила реализацию природного газа большому количеству средних и мелких потребителей в результате недавних приобретений региональных поставщиков природного газа.

Группа оценивает необходимость создания резерва под обесценение на основании истории платежей такой задолженности, если считает это необходимым.

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

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

10 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	<u>На 31 декабря 2012 г.</u>	<u>На 31 декабря 2011 г.</u>
Просроченная до 90 дней	185	343
Просроченная от 91 до 360 дней	85	135
Просроченная более 360 дней	7	-
Итого просроченная, но необесцененная	277	478
Непросроченная и необесцененная	16'132	16'221
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	16'409	16'699

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

	<u>На 31 декабря 2012 г.</u>	<u>На 31 декабря 2011 г.</u>
На 1 января	147	-
Создание резерва по обесценению	272	92
Приобретение дочерних обществ	124	76
Выбытие дочерних обществ	(3)	-
Списание нерезервированной к взысканию задолженности	(130)	(1)
Списание неиспользованного резерва	-	(20)
На 31 декабря	410	147

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)

11 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Финансовые активы		
Займы выданные, деноминированные в рублях	428	6'859
Денежные средства, размещенные в виде гарантии	1'959	-
Производные товарные инструменты	451	-
Краткосрочные банковские депозиты (с первоначальным сроком погашения более трех месяцев)	10	17
Нефинансовые активы		
Отложенные экспортные пошлины по стабильному газовому конденсату и сжиженному углеводородному газу	2'718	922
НДС, подлежащий возмещению	1'992	1'550
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	1'902	1'139
Предоплаты и авансы поставщикам (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 13 млн и 12 млн рублей на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно)	6'479	3'322
Предоплаты по налогам, кроме налога на прибыль	1'523	668
Отложенные расходы на транспортировку стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа	1'067	413
Прочие текущие активы	38	60
Итого предоплаты и прочие текущие активы	18'567	14'950

На 31 декабря 2011 г. займы выданные в рублях включали займ, предоставленный «НОВАТЭКом» пропорционально своей доле участия совместно с другими участниками компании ООО «СеверЭнергия», связанной стороне Группы, в сумме 6'225 млн рублей (см. Примечание 30). Процентная ставка по займу составляла МосПрайм плюс 3% годовых. Займ был полностью погашен в марте 2012 года.

12 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Денежные средства на расчетных счетах	8'206	7'958
Депозиты, деноминированные в рублях (средняя процентная ставка 4,7% и 4,5% годовых за 2012 и 2011 годы соответственно)	4'223	4'986
Депозиты, деноминированные в долларах США (средняя процентная ставка 0,6% и 0,8% годовых за 2012 и 2011 годы соответственно)	5'686	10'822
Депозиты, деноминированные в прочих валютах	305	65
Итого денежные средства и их эквиваленты	18'420	23'831

Все депозиты имеют первоначальный срок погашения до трех месяцев (см. Примечание 27 в отношении раскрытия кредитных рисков).

ОАО «НОВАТЭК»

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

13 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Облигации выпущенные, деноминированные в долларах США	67'998	39'982
Облигации выпущенные, деноминированные в рублях	29'960	9'971
Прочие заемные средства, деноминированные в рублях	24'821	24'966
Прочие заемные средства, деноминированные в долларах США	9'708	20'559
Итого	132'487	95'478
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(34'682)	(20'298)
Итого долгосрочные заемные средства	97'805	75'180

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. долгосрочные заемные средства Группы с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Еврооблигации выпущенные на срок 10 лет (погашение в 2022 году)	30'232	-
Рублевые облигации (погашение в 2015 году)	19'969	-
Еврооблигации выпущенные на срок 10 лет (погашение в 2021 году)	19'620	20'776
Еврооблигации выпущенные на срок 5 лет (погашение в 2016 году)	18'146	19'206
Сбербанк – трехлетний займ (погашение в 2013 году)	14'984	14'966
Рублевые облигации (погашение в 2013 году)	9'991	9'971
Сбербанк – кредитная линия	9'837	-
Нордеа Банк	6'075	6'439
Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited	3'633	7'685
ЮниКредит Банк	-	6'435
Газпромбанк	-	10'000
Итого	132'487	95'478

Еврооблигации. В декабре 2012 года Группа выпустила Еврооблигации на сумму 1 млрд долл. США с процентной ставкой купона 4,422% годовых. Купоны подлежат выплате каждые полгода. Облигации выпущены сроком на 10 лет и подлежат погашению в декабре 2022 года.

В феврале 2011 года Группа выпустила 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 пять лет и ставкой купона 5,326% и на сумму 650 млн долл. США сроком погашения десять лет и ставкой купона 6,604%. Купоны подлежат 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» в размере 40 млрд рублей с доступным периодом выборки до марта 2012 года, который был затем продлен до июня 2012 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. Условия предоставления кредитной линии предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

В декабре 2010 года Группа получила займ, деноминированный в рублях, от «Сбербанка» в сумме 15 млрд рублей с процентной ставкой 7,5% годовых. Займ подлежит погашению в декабре 2013 года. Условия предоставления займа предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Газпромбанк. В ноябре 2009 года Группа получила трехлетний займ, деноминированный в рублях, от ОАО «Газпромбанк» в сумме 10 млрд рублей с процентной ставкой 8% годовых. В январе 2012 года займ был полностью погашен досрочно.

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

13 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited. В апреле 2011 года Группа получила займ, деноминированный в долларах США, от Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited в сумме 300 млн долл. США с процентной ставкой ЛИБОР плюс 1,45% годовых (1,76% и 2,03% на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно). Займ подлежит погашению до декабря 2013 года. Условия предоставления займа предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

Нордеа Банк. В ноябре 2010 года Группа получила займ, деноминированный в долларах США, от ОАО «Нордеа Банк» в сумме 200 млн долл. США с процентной ставкой ЛИБОР плюс 1,9% годовых (2,11% и 2,18% на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно). Займ подлежит погашению до ноября 2013 года. Условия предоставления займа предусматривают соблюдение ряда ограничительных финансовых условий.

ЮниКредит Банк. В октябре 2009 года Группа получила займ, деноминированный в долларах США, от ЗАО «ЮниКредит Банк» в сумме 200 млн долл. США с процентной ставкой ЛИБОР плюс 3,25% годовых. В октябре 2012 года займ был полностью погашен в соответствии с графиком погашения.

Синдицированные заемные средства. В ноябре 2012 года Группа привлекла необеспеченный синдицированный кредит на сумму 667 млн долл. США. Процентная ставка по займу, установленная на первые шесть месяцев, составляла ЛИБОР плюс 1% годовых. Займ подлежал погашению в мае 2014 года и был погашен досрочно в декабре 2012 года.

Рублевые облигации. В октябре 2012 года Группа выпустила трехлетние неконвертируемые рублевые облигации на сумму 20 млрд рублей со ставкой купона 8,35% годовых, выплачиваемого каждые полгода. Облигации подлежат погашению в октябре 2015 года.

В июне 2010 года Группа выпустила трехлетние неконвертируемые рублевые облигации на сумму 10 млрд рублей со ставкой купона 7,5% годовых, выплачиваемого каждые полгода. Облигации подлежат погашению в июне 2013 года.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. представлена ниже:

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Еврооблигации, выпущенные на срок 10 лет (погашение в 2022 году)	30'543	-
Еврооблигации, выпущенные на срок 10 лет (погашение в 2021 году)	23'201	21'150
Рублевые облигации (погашение в 2015 году)	20'198	-
Еврооблигации, выпущенные на срок 5 лет (погашение в 2016 году)	19'567	19'414
Сбербанк – трехлетний займ (погашение в 2013 году)	14'745	14'539
Рублевые облигации (погашение в 2013 году)	10'005	10'000
Сбербанк – кредитная линия	9'928	-
Нордеа Банк	6'041	6'256
Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited	3'617	7'561
ЮниКредит Банк	-	6'439
Газпромбанк	-	9'928
Итого	137'845	95'287

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

13 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств была определена на основании будущих денежных потоков, дисконтированных с использованием оценочной ставки дисконтирования, скорректированной с учетом риска. Справедливая стоимость облигаций была определена на основании рыночных котировок (Уровень 1 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанной в Примечании 27).

Сроки погашения долгосрочных займов по состоянию на 31 декабря 2012 г. представлены ниже:

<i>Период погашения:</i>	<i>млн рублей</i>
С 1 января по 31 декабря 2014 г.	9'837
С 1 января по 31 декабря 2015 г.	19'970
С 1 января по 31 декабря 2016 г.	18'146
С 1 января по 31 декабря 2017 г.	-
После 31 декабря 2017 г.	49'852
Итого долгосрочные заемные средства	97'805

14 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ

В феврале 2007 года Группа объявила о начале программы выплат работникам после их выхода на пенсию. В соответствии с этой программой работники, которые проработали в Группе более трех лет (увеличено до пяти лет с 1 февраля 2011 г.) 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, стажа работы и региона, где находится рабочее место сотрудника. Программа вступила в действие с 1 января 2007 г. и распространяется на работников, которые выходят на пенсию после этой даты.

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 представлено ниже.

Суммы, признанные в консолидированном отчете о финансовом положении в составе прочих долгосрочных обязательств, рассчитаны следующим образом:

	<u>На 31 декабря 2012 г.</u>	<u>На 31 декабря 2011 г.</u>
Текущая стоимость пенсионных обязательств с установленными выплатами	1'532	810
Непризнанная часть стоимости услуг прошлых лет	(132)	(146)
Обязательства по программе с установленными выплатами, признанные в консолидированном отчете о финансовом положении	1'400	664

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

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

14 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
На 1 января	810	758
Расходы в виде процентов	54	48
Выплачено пенсий	(18)	(13)
Текущие расходы по пенсионной программе	91	88
Стоимость услуг прошлых лет	-	-
Актuarные (прибыли) убытки	256	(71)
Признание обязательств по единовременной материальной помощи	339	-
На 31 декабря	1'532	810

Суммы, признанные в консолидированном отчете о прибылях и убытках, раскрыты ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Текущие расходы по пенсионной программе	91	88
Расходы в виде процентов	54	48
Актuarные (прибыли) убытки	256	(71)
Амортизация стоимости услуг прошлых лет	13	55
Признание обязательств по единовременной материальной помощи	339	-
Затраты по программе выплат работникам, признанные в составе операционных расходов	753	120
<i>из которых следующие суммы были включены в расходы на оплату труда в составе статей:</i>		
Материалы, услуги и прочие	278	46
Общехозяйственные и управленческие расходы	475	74

В результате корректировки обязательств по программе, основанной на полученном опыте, Группа признала убытки в сумме 32 млн и 9 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 гг., соответственно, в составе актуарных (прибылей) убытков.

Далее приведены основные актуарные допущения, принятые на 31 декабря 2012 и 2011 гг.:

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Средневзвешенная ставка дисконтирования	6,4%	7,4%
Прогнозируемое ежегодное увеличение вознаграждений работников	5,2%	5,8%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	5,2%	5,8%

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 6,5% в 2013 году до 4,9% в 2017 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.

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

14 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

15 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств. По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств включали только текущую (краткосрочную) часть долгосрочных заемных средств в сумме 34'682 млн и 20'298 млн рублей соответственно.

Доступные кредитные линии. Доступные кредитные линии Группы по состоянию на 31 декабря 2012 г. представлены ниже:

	Номинал	Истекают в период	
		Менее 1 года	Между 1 и 3 годами
БНП ПАРИБА Банк ^(a)	100 млн долл. США	3'037	-
Креди Агриколь Корпоративный и Инвестиционный Банк ^(a)	100 млн долл. США	3'037	-
ЮниКредит Банк ^(a)	350 млн долл. США	-	10'630
Сбербанк ^(a)	30 млрд рублей	30'000	-
Итого доступные кредитные линии		36'074	10'630

^(a) – процентные ставки определены заранее либо подлежат обсуждению на момент привлечения денежных средств.

Группа также располагала доступными средствами по краткосрочным кредитным линиям в виде банковских овердрафтов, предоставленных различными международными банками, на сумму 7'327 млн рублей (175 млн долл. США и 50 млн Евро) и 6'278 млн рублей (195 млн долл. США) на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно. Условия использования кредитных линий предусматривают переменную процентную ставку в зависимости от конкретных условий финансирования.

16 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	9'959	5'187
Проценты, подлежащие уплате	1'464	1'009
Прочая кредиторская задолженность	718	16'615
Производные товарные инструменты	43	-
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	1'227	743
Задолженность по заработной плате	251	210
Прочие обязательства	2'263	1'158
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	15'925	24'922

По состоянию на 31 декабря 2011 г. прочая кредиторская задолженность включала обязательство по выплате 16'244 млн рублей за покупку 49% акций ОАО «Ямал СПГ», погашенное в июне 2012 года.

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

17 УСТАВНЫЙ 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 2012 и 2011 гг. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10'593'682'000 штук по состоянию на обе даты.

Выкупленные собственные акции. В соответствии с *Программами выкупа собственных акций*, одобренными Советом директоров, Группа через свое 100%-ное дочернее общество Novatek Equity (Cyprus) Limited в течение 2012 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 2012 и 2011 гг. на балансе Группы находилось (в форме обыкновенных акций и ГДР) 2'894 тыс. и 1'969 тыс. обыкновенных акций общей покупной стоимостью 584 млн и 281 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участия в голосовании.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2012 г., Группа приобрела суммарно 925 тыс. обыкновенных акций (в форме обыкновенных акций и ГДР) на общую сумму 303 млн рублей. В течение года, закончившегося 31 декабря 2011 г., Группа продала 115'424 ГДР (1'154 тыс. обыкновенных акций) за 520 млн рублей, признав доход в размере 355 млн рублей, отраженный в составе добавочного капитала в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	-	-
Дивиденды объявленные (*)	19'723	15'166
Дивиденды выплаченные (*)	(19'718)	(15'166)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 31 декабря	5	-
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	6,50	5,00
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	65,0	50,0

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в течение 2012 и 2011 годов, представлены ниже:

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
Окончательные за 2010 год: 2,50 руб. на акцию или 25,0 руб. на ГДР объявлены в апреле 2011 года	7'591
Промежуточные за 2011 год: 2,50 руб. на акцию или 25,0 руб. на ГДР объявлены в октябре 2011 года	7'591
Итого дивиденды, объявленные в 2011 году	15'182

17 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 (далее – «РСБУ»). Российское законодательство устанавливает в качестве базы для распределения чистую прибыль. За 2012 и 2011 годы «НОВАТЭК» отразил в опубликованной бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии с требованиями российского законодательства, чистую прибыль в размере 28'830 млн и 39'714 млн рублей соответственно. Сальдо накопленной нераспределенной прибыли с учетом чистой прибыли соответствующих годов составило 149,7 млрд и 120,9 млрд рублей на 31 декабря 2012 и 2011 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.

18 ПРОГРАММА ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКЦИЙ

12 февраля 2010 г. 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 была разработана в соответствии с *Концепцией долгосрочного стимулирования руководящих сотрудников*, одобренной Советом директоров 25 сентября 2006 г., и *Программой выкупа собственных акций*. Программа предусматривает три этапа, каждый продолжительностью один год, заканчивающиеся 31 января 2011, 2012 и 2013 гг.

Программа представляет собой вознаграждения с денежными выплатами и базируется на рыночных котировках Глобальных Депозитарных Расписок («ГДР») Группы, публично торгующихся на Лондонской фондовой бирже под символом «NVTК». По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. программа включала 134 и 146 участников соответственно. За каждым участником, основываясь на его должностной позиции, закреплено определенное количество ГДР; право на получение выплат с использованием акций не может быть передано другому лицу. Вознаграждение с денежными выплатами будет осуществляться, только если участник работает в Группе на момент выплаты денежных средств.

Каждому участнику предоставлено право на поощрение акциями как часть его компенсационного пакета и выбор в отношении получения денежных средств в конце каждого этапа или переноса выплаты на следующий год срока действия Программы. Каждая выплата осуществляется на основании продажи закрепленных ГДР и рассчитывается 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. Дата вступления Программы в силу определена как 31 марта 2010 г. и представляет собой дату, когда все участники дали согласие на участие.

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

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

18 ПРОГРАММА ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКЦИЙ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В ноябре 2012 года Группа продлила срок Программы на один год до 31 января 2014 г. Продление срока не повлияло на другие условия Программы.

	<i>Количество ГДР</i>	<i>Средневзвешенная цена или цена закрытия (ЛФБ), долл. США за ГДР</i>
Общее количество ГДР в Программе на 31 декабря 2010 г.	382'368	119,5
Выданные	-	-
Исполненные	(104'728)	105,0
Право на которые утрачено	(36'984)	-
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

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 (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.

Справедливая стоимость Программы определена исходя из следующих допущений:

	2012	2013
Ожидаемая волатильность	43,04%	43,04%
Безрисковая ставка	-	0,22%
Ожидаемая продолжительность опциона (лет)	0,96	0,96
Цена исполнения за одну ГДР (долл. США)	48,62	48,62

Ожидаемая волатильность рассчитывается на основе исторической волатильности цены ГДР за период, равный ожидаемой продолжительности Программы (1,1 год). Безрисковая ставка рассчитывается на основе эталонной кривой в долларах США, включая ставки по депозитам (ДЕПО), форвардным процентным соглашениям (FRA) и процентным свопам (IRS).

Справедливая стоимость вознаграждений с использованием акций признается как обязательство перед работниками в течение срока действия Программы, а любые изменения в справедливой стоимости обязательства признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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

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

18 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:	
	2012	2011
Общехозяйственные и управленческие расходы	121	235
<i>Обязательства, включенные в строку</i>	<i>На 31 декабря 2012 г.</i>	<i>На 31 декабря 2011 г.</i>
Прочие долгосрочные обязательства	57	226
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	181	244
Итого обязательств по программе вознаграждения с использованием акций	238	470

19 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Природный газ	142'613	110'932
Стабильный газовый конденсат	46'684	46'778
Сжиженный углеводородный газ	15'599	14'436
Сырая нефть	5'000	2'479
Продукты переработки нефти и газа	350	186
Итого выручка от реализации нефти и газа	210'246	174'811

20 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Транспортировка природного газа покупателям	45'925	34'441
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	10'537	9'791
Транспортировка жидких углеводородов танкерами	3'742	3'647
Транспортировка нефти покупателям	527	281
Прочие	117	169
Итого транспортные расходы	60'848	48'329

ОАО «НОВАТЭК»

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

21 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

Помимо налога на прибыль Группа выплачивает налоги, представленные ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	14'833	14'523
Налог на имущество	1'754	1'742
Прочие налоги	259	294
Итого налоги, кроме налога на прибыль	16'846	16'559

В 2012 и 2011 годах ставка налога на добычу природного газа была установлена в размере 251 и 237 рублей за тыс. куб. метров соответственно.

Ставка налога на добычу газового конденсата в 2011 году была установлена в размере 17,5% от выручки, полученной добывающими компаниями Группы от реализации газового конденсата. В 2012 году в Налоговый Кодекс Российской Федерации были внесены изменения, установившие ставку налога в размере 556 рублей за тонну добытого конденсата.

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. Восточно-Таркосалинское и Ханчейское месторождения Группы 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.

22 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Вознаграждения работникам	6'869	4'650
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	1'274	774
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	1'001	1'212
Амортизация административных зданий	314	198
Расходы на командировки сотрудников	292	218
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	199	178
Услуги по ремонту и эксплуатации	168	115
Расходы по аренде	113	140
Вознаграждение Совета директоров	105	103
Расходы на страхование	86	58
Услуги банка	82	58
Прочие	433	514
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	10'936	8'218

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

22 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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:	
	2012	2011
Вознаграждение за аудиторские услуги (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы и обязательный российский аудит материнской компании)	40	39
Вознаграждение за услуги, кроме аудиторских	4	1
Итого вознаграждения и услуги аудиторов	44	40

23 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Вознаграждения работникам	3'808	2'953
Услуги по ремонту и эксплуатации	1'598	1'435
Расходы на электроэнергию и топливо	457	405
Сырье и материалы	412	309
Расходы на охрану объектов	271	237
Расходы на транспортировку	186	184
Расходы на услуги по переработке	99	99
Прочие	385	325
Итого материалы, услуги и прочие расходы	7'216	5'947

24 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Природный газ	14'706	5'854
Нестабильный газовый конденсат	2'498	-
Прочие жидкие углеводороды	279	140
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	17'483	5'994

Покупка природного газа включала в себя объемы, приобретаемые у ОАО «Сибнефтегаз», совместного предприятия Группы, пропорционально ее доле в общей добыче (см. Примечание 30). С января 2012 года Группа начала покупать природный газ у своей связанной стороны ОАО «СИБУР Холдинг» по ценам, основанным на рыночных ценах региона покупки (см. Примечание 30).

В ноябре 2012 года Группа начала покупать нестабильный газовый конденсат у ЗАО «Нортгаз», совместного предприятия Группы с ноября 2012 года, по рыночным ценам региона добычи, основываясь на мировых котировках цен на нефть и нефтепродукты с поправкой на качество сырья и учетом тарифов на транспортировку и переработку (см. Примечание 30).

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

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

24 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В апреле 2012 года Группа начала покупать нестабильный газовый конденсат у своей связанной стороны ООО «СеверЭнергия» по рыночным ценам региона добычи, основываясь на мировых котировках цен на нефть и нефтепродукты с поправкой на качество сырья и учетом тарифов на транспортировку и переработку (см. Примечание 30).

25 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

<i>Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
6,604% по 650 млн долл. США Еврооблигаций, февраль 2021 года	1'355	1'165
7,5% по 15 млрд рублей от Сбербанка, декабрь 2013 года	1'143	1'144
5,326% по 600 млн долл. США Еврооблигаций, февраль 2016 года	1'022	879
7,5% по 10 млрд рублей Облигаций, июнь 2013 года	772	772
8,9% по 10 млрд рублей от Сбербанка, декабрь 2014 года	520	-
8,35% по 20 млрд рублей Облигаций, октябрь 2015 года	355	-
ЛИБОР+1,45% по 300 млн долл. США Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited, декабрь 2013 года	148	148
ЛИБОР+1,9% по 200 млн долл. США от Нордея Банка, ноябрь 2013 года	133	125
ЛИБОР+3,25% по 200 млн долл. США от ЮниКредит Банка, октябрь 2012 года ⁽¹⁾	71	215
4,42% по 1 млрд долл. США Еврооблигаций, декабрь 2022 года	69	-
8% по 10 млрд рублей от Газпромбанка, ноябрь 2012 года ⁽¹⁾	42	805
Прочие расходы в виде процентов ⁽²⁾	72	169
Подитог	5'702	5'422
Минус: капитализированные проценты	(2'698)	(3'709)
Расходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	3'004	1'713
Эффект от дисконтирования долгосрочных финансовых обязательств	-	212
Обязательства по ликвидации активов: эффект от уменьшения стоимости обязательства в связи с сокращением срока дисконтирования	232	225
Итого расходы в виде процентов	3'236	2'150

⁽¹⁾ – процентные ставки были уменьшены в течение периодов.

⁽²⁾ – включая заемные средства с процентными ставками, подлежащими обсуждению на момент привлечения денежных средств.

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

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

25 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Доходы в виде процентов</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Доходы в виде процентов по займам выданным	1'051	2'828
Доходы в виде процентов от денежных средств и их эквивалентов	444	355
Доходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	1'495	3'183
Долгосрочные финансовые активы: эффект от увеличения стоимости актива в связи с сокращением срока дисконтирования	236	209
Итого доходы в виде процентов	1'731	3'392

26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Прибыль до налога на прибыль	86'215	135'025
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 20%	17'243	27'005
Причины увеличения (уменьшения):		
Постоянные разницы в отношении доли в убытках совместных предприятий	421	776
Затраты, не принимаемые для уменьшения налогооблагаемой базы	546	686
Налогообложение российских дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(117)	(118)
Налогообложение иностранных дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(107)	(226)
Списание (сторнирование списания) отложенных налогов	(21)	342
Налоговая льгота по реализации приоритетных инвестиционных проектов в ЯНАО	(1'709)	-
Выбытие 20%-ной доли ОАО «Ямал СПГ»	-	(12'473)
Прочие постоянные разницы	518	(258)
Расходы по налогу на прибыль	16'774	15'734

В 2012 году один из инвестиционных проектов Группы в ЯНАО был включен органами власти ЯНАО в перечень приоритетных проектов, что позволило дочернему обществу Группы, осуществляющему проект, применить пониженную ставку налога на прибыль в размере 15,5%.

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

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

26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Налог на прибыль в соответствии с российским законодательством	16'011	12'364
Налог на прибыль иностранных дочерних обществ	131	103
Расходы по текущему налогу на прибыль	16'142	12'467

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2012 и 2011 годах составила 20%. За годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 19,5% и 11,7% соответственно. Исключая эффект от выбытия 20%-ной доли в «Ямале СПГ», эффективная ставка налога на прибыль Группы за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., составила 21,7%.

Группа не являлась консолидированным налогоплательщиком за 2011 год. Вместо этого каждое российское дочернее общество предоставляло отдельную декларацию в соответствующие налоговые органы Российской Федерации. 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.

Группа признала отложенное налоговое обязательство в отношении временной разницы, связанной с вложением в «Ямал СПГ», по ставке ноль процентов в связи с тем, что руководство ожидает, что учетная стоимость вложения в «Ямал СПГ» будет возмещена дивидендами, облагаемыми нулевой ставкой, и также потенциально частично через продажу дополнительной доли участия в компании. Группа не признала отложенные налоги в отношении будущей продаваемой доли, так как налоговая база в отношении доли в «Ямале СПГ», подлежащей ожидаемой продаже, оценивается равной учетной стоимости.

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

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

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	1'062	660
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(13'969)	(12'805)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(12'907)	(12'145)

Активы по отложенному налогу на прибыль, подлежащие возмещению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. составляли 983 млн и 462 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг., составляли 629 млн и 199 млн рублей соответственно.

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменение активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 гг., представлено в таблице ниже:

	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)
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(17'014)	(1'569)	(130)	11	(15'326)
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
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	4'107	937	4	(15)	3'181
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(12'907)	(632)	(126)	(4)	(12'145)
	На 31 декабря 2011 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Приобретения	Выбытия	На 31 декабря 2010 г.
Основные средства	(14'789)	(3'827)	-	138	(11'100)
Нематериальные активы	(324)	23	(265)	-	(82)
Прочие	(213)	(53)	(13)	-	(147)
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(15'326)	(3'857)	(278)	138	(11'329)
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	1'375	603	16	(519)	1'275
Товарно-материальные запасы	654	(167)	-	(83)	904
Обязательства по ликвидации активов	547	131	-	(80)	496
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	482	27	3	-	452
Прочие	123	(4)	8	(2)	121
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	3'181	590	27	(684)	3'248
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(12'145)	(3'267)	(251)	(546)	(8'081)

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

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

26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2012 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 1'474 млн рублей (на 31 декабря 2011 г.: 1'375 млн рублей) в виде налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды, в размере 7'370 млн рублей (на 31 декабря 2011 г.: 6'875 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.

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

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

<i>Финансовые активы</i>	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>		
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные займы выданные	12'502	9'323
Торговая и прочая дебиторская задолженность	648	22'806
Долгосрочные депозиты	3	1
<i>Текущие</i>		
Торговая и прочая дебиторская задолженность	16'409	16'699
Займы выданные, деноминированные в рублях	428	6'859
Денежные средства, размещенные в виде гарантии	1'959	-
Краткосрочные банковские депозиты	10	17
Денежные средства и их эквиваленты	18'420	23'831
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>		
<i>Долгосрочные</i>		
Производные товарные инструменты	148	-
<i>Текущие</i>		
Производные товарные инструменты	451	-
Итого активы	50'978	79'536
<i>Финансовые обязательства</i>		
<i>По амортизируемой стоимости</i>		
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные заемные средства	97'805	75'180
<i>Текущие</i>		
Текущая часть долгосрочных заемных средств	34'682	20'298
Торговая и прочая кредиторская задолженность	12'141	22'811
<i>По справедливой стоимости через прибыли или убытки</i>		
<i>Долгосрочные</i>		
Производные товарные инструменты	592	-
<i>Текущие</i>		
Производные товарные инструменты	43	-
Итого обязательства	145'263	118'289

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Производные финансовые инструменты. Долгосрочные 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 котлируемых цен, включенных в Уровень 1, которые прямо или косвенно наблюдаются на рынке (внешне идентифицируемые данные) (Уровень 2); и
- iii. ненаблюдаемые на рынке исходные данные, требующие применения Группой различных допущений (Уровень 3).

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 нефтепродукты 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, контракты на покупку (продажу) природного газа отнесены к Уровню 3 иерархии исходных данных справедливой стоимости, описанному выше.

На 31 декабря 2012 г. Группа признала в консолидированном отчете о финансовом положении 599 млн рублей активов и 635 млн рублей обязательств, относящихся к долгосрочным газовым контрактам. За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., убыток в сумме 36 млн рублей был отражен в составе «прочих операционных прибылей (убытков)», и представлял собой чистое неденежное изменение справедливой стоимости этих производных финансовых инструментов, рассчитанной по методу рыночной оценки за отчетный период. По результатам трейдинговой деятельности по данным контрактам в 2012 году в консолидированном отчете о прибылях и убытках был отражен чистый доход в сумме 112 млн рублей в составе «прочих операционных прибылей (убытков)».

Справедливая стоимость производных газовых контрактов подвержена влиянию резкого изменения рыночной цены. Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает эффект изменения цены на 201,14 рубля (5 Евро) за один мегаватт-час на оценку справедливой стоимости этих контрактов.

<i>Эффект на справедливую стоимость</i>	Уменьшение цены	Увеличение цены
Изменение цены на 201,14 рубля (5 Евро) за один мегаватт-час с 2014 года	2'454	(3'379)
Изменение цены на 201,14 рубля (5 Евро) за один мегаватт-час с 2019 года	2'011	(2'695)

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

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

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

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

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

(а) Риск колебания курсов иностранных валют

В обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности Группа подвержена риску колебания курсов иностранных валют, главным образом доллара США, возникающих вследствие различных внешних воздействий. Риск колебания курсов иностранных валют возникает, в основном, от будущих хозяйственных операций и имеющихся активов и обязательств, когда они деноминированы в валюте, отличающейся от функциональной валюты.

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

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

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

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

<i>На 31 декабря 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
Займы выданные, деноминированные в рублях	428	-	-	428
Краткосрочные банковские депозиты	-	-	10	10
Производные товарные инструменты	-	-	451	451
Денежные средства, размещенные в виде гарантии	-	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)
<hr/>				
<i>На 31 декабря 2011 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Прочие	Итого
Финансовые активы				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные займы выданные	9'103	220	-	9'323
Торговая и прочая дебиторская задолженность	22'761	14	31	22'806
Долгосрочные депозиты	-	-	1	1
<i>Текущие</i>				
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8'692	7'618	389	16'699
Займы выданные, деноминированные в рублях	6'859	-	-	6'859
Краткосрочные банковские депозиты	-	-	17	17
Денежные средства и их эквиваленты	10'774	12'113	944	23'831
Финансовые обязательства				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные заемные средства	(24'937)	(50'243)	-	(75'180)
<i>Текущие</i>				
Текущая часть долгосрочных заемных средств	(10'000)	(10'298)	-	(20'298)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(4'949)	(17'799)	(63)	(22'811)
Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2011 г.	18'303	(58'375)	1'319	(38'753)

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2012 и 2011 гг. соответственно:

Эффект на прибыль до налога на прибыль	Увеличение курсов валют	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2012	2011
российский рубль / доллар США	10%	(5'818)	(5'838)

Снижение курсов валют на 10% дает противоположное по значению изменение справедливой стоимости финансовых инструментов.

(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.

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), государственным органом. В ноябре 2006 года ФСТ одобрила и опубликовала план либерализации цен на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке, до 2011 года.

В феврале 2011 года Правительство Российской Федерации внесло ряд изменений в план либерализации цен на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке. В соответствии с новым планом датой окончательной либерализации цен на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке, является 1 января 2015 г., однако Правительство оставляет за собой право изменить предлагаемый график. В рамках этого плана в июне 2012 года ФСТ одобрила 15%-ное увеличение регулируемых цен на природный газ, вступившее в силу с 1 июля 2012 г. В соответствии с Правительственной программой регулирования внутреннего рынка природного газа после 2015 года будет основано на равнодоходности экспортных и внутренних поставок природного газа.

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 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.

Торговля природным газом за рубежом осуществляется 100%-ным дочерним обществом Группы, компанией Novatek Gas & Power GmbH, и управляется в рамках (интегрированной) трейдинговой функции.

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Жидкие углеводороды. Группа реализует всю свою нефть и газовый конденсат по спот-контрактам. Реализация газового конденсата на рынках США, Европы, Южной Америки и стран Азиатско-Тихоокеанского региона (далее «АТР») основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки WTI, Brent IPE или Dubai (или их комбинации) либо нефть марок Naphtha Japan и Naphtha CIF NWE соответственно 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. 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».

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

Группа подвержена риску колебания процентных ставок на финансовые обязательства с переменными процентными ставками. Для того, чтобы снизить данный риск, казначейское подразделение Группы производит периодический анализ существующих на рынке процентных ставок, и в зависимости от результатов анализа руководство принимает решения, какой из доступных способов финансирования наиболее выгоден – с переменной или фиксированной процентной ставкой. В случаях, когда происходит значительное изменение текущей рыночной фиксированной или переменной процентной ставки, руководство рассматривает возможность рефинансирования определенного долга по более выгодной процентной ставке.

Изменение процентных ставок влияет в основном на заемные средства, изменяя либо их справедливую стоимость (заемные средства с фиксированной процентной ставкой), либо будущие потоки денежных средств (заемные средства с переменной процентной ставкой). Руководство не имеет установленной формальной политики по определению того, насколько сильно Группа может быть подвержена влиянию рисков фиксированных или переменных процентных ставок. Однако в процессе привлечения новых заимствований руководство принимает решение, какая ставка – фиксированная или переменная – будет более выгодна в течение ожидаемого периода привлечения средств до их погашения, основываясь на своем профессиональном суждении.

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже:

	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
С фиксированной ставкой	122'779	74'919
С переменной ставкой	9'708	20'559
Итого заемные средства	132'487	95'478

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:

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Увеличение на 100 базисных пунктов	97	206

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

Группа рассматривает различные способы управления денежными потоками, связанными с риском изменения процентных ставок, путем использования комбинации фиксированной и переменной процентной ставки. Никаких своп контрактов или других аналогичных инструментов по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. или в течение 2012 и 2011 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 обеспечения дебиторской задолженности в форме аккредитива в банках с рейтингом инвестиционной категории. Вся реализация жидких углеводородов на внутреннем рынке производится на основе 100%-ной предоплаты. Несмотря на то, что Группа в основном не требует обеспечения по торговой и прочей дебиторской задолженности, она разработала стандартные условия оплаты и постоянно производит мониторинг статуса погашения задолженности покупателей и их кредитоспособности.

В результате недавних приобретений российских региональных трейдеров природного газа подверженность Группы кредитному риску в отношении мелких и средних потребителей и физических лиц возросла. Группа мониторит собираемость дебиторской задолженности путем анализа по срокам возникновения задолженности по группам покупателей и учитывая предыдущую историю платежей.

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

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

<i>Moody's, Fitch и/или Standard & Poor's</i>	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
С рейтингом инвестиционной категории	7'208	9'059
Без рейтинга инвестиционной категории	4'825	1'581
Без независимого рейтинга	4'376	6'059
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	16'409	16'699

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

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

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

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

<i>Moody's, Fitch u/или Standard & Poor's</i>	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
С рейтингом инвестиционной категории	16'887	19'381
Без рейтинга инвестиционной категории	1'526	4'358
Без независимого рейтинга	7	92
Итого денежные средства и их эквиваленты	18'420	23'831

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 инструментов, основываясь на договорных недисконтированных платежах, включая выплату процентов:

<i>На 31 декабря 2012 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> (*)	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

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

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

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

<i>На 31 декабря 2011 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> (*)	10'000	25'000	19'318	20'927	75'245
<i>Проценты</i>	4'748	3'825	6'298	5'655	20'526
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i> (*)	10'303	10'302	-	-	20'605
<i>Проценты</i>	366	135	-	-	501
Торговая и прочая кредиторская задолженность	22'811	-	-	-	22'811
Итого финансовые обязательства	48'228	39'262	25'616	26'582	139'688

(*) – отличается от долгосрочных заемных средств на сумму транзакционных расходов (см. Примечание 13).

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

<i>На 31 декабря 2012 г.</i>	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Более 5 лет	Итого
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

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 взносов 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.

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

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 года, закончившегося 31 декабря 2012 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было. По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. капитал Группы составлял 404'117 млн рублей и 312'660 млн рублей соответственно.

28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

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

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

Договорные обязательства. По состоянию на 31 декабря 2012 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты на общую сумму приблизительно 22'476 млн рублей (на 31 декабря 2011 г.: 17'805 млн рублей) на дальнейшее обустройство Юрхаровского месторождения (в течение 2015 года), обустройство Северо-Русского месторождения (в течение 2014 года), Салмановского (Утреннего) и Геофизического месторождений (в течение 2016 года), строительство третьей очереди Пуровского завода по переработке конденсата (в течение 2013 года), комплекса по перевалке и фракционированию стабильного газового конденсата (в течение 2013 года), а также развитие Восточно-Таркосалинского (в течение 2014 года) и Ханчейского (в течение 2013 года) месторождений. Кроме того, доля Группы в договорных обязательствах произвести капитальные затраты в совместных предприятиях составляет приблизительно 31'411 млн рублей (на 31 декабря 2011 г.: 5'850 млн рублей) на развитие Южно-Тамбейского (в течение 2014 года), Термокарстового (в течение 2016 года), Северо-Уренгойского (в течение 2015 года) и Самбургского (в течение 2014 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 проверки могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

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

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

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

28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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-Таркосаленефтегаз»	2043
Северо-Русское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2031
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2044
Уренгойское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2026
Мало-Ямальское	ОАО «Тамбейнефтегаз»	2019
Ярудейское	ООО «ЯРГЕО»	2029
<i>Совместные предприятия:</i>		
Южно-Тамбейское	ОАО «Ямал СПГ»	2045
Северо-Уренгойское	ЗАО «Нортгаз»	2018
Уренгойское (Самбургский и Ево-Яхинский лицензионные участки)	ОАО «Арктическая газовая компания» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	2018
Самбургское	ОАО «Арктическая газовая компания» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	2018
Яро-Яхинское	ОАО «Арктическая газовая компания» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	2018
Северо-Часельское	ОАО «Арктическая газовая компания» (Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»)	до полной отработки месторождения
Термокарстовое	ЗАО «Тернефтегаз»	2021
Береговое	ОАО «Сибнефтегаз»	2023
Пырейное	ОАО «Сибнефтегаз»	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.

28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 и движение денежных средств Группы.

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

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

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

29 КРУПНЕЙШИЕ ДОЧЕРНИЕ ОБЩЕСТВА И СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Крупнейшие дочерние общества и совместные предприятия Группы по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. и соответствующие доли участия в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основной вид деятельности
	2012	2011		
<i>Дочерние общества</i>				
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	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	Строительство комплекса по перевалке и фракционированию
ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы»	100	100	Россия	Управление розничной и мелкооптовой торговлей
ООО «НОВАТЭК-Челябинск» (ранее ООО «Ямалгазресурс-Челябинск»)	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «Газпром межрегионгаз Челябинск» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Челябинск» в июне 2012 года)	-	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «Газпром межрегионгаз Кострома»	84,54	-	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Пермь»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «Ямалэнергогаз» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Пермь» в январе 2012 года)	-	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»	80	80	Россия	Геологическое изучение и разведка
ОАО «Сибнефтегаз»	51	51	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ЗАО «Тернефтегаз»	51	51	Россия	Геологическое изучение и разведка
ООО «Ямал развитие»	50	50	Россия	Холдинговая компания
ООО «СеверЭнергия» (включает дочернее общество, см. Примечание 7)	25,5	25,5	Россия	Холдинговая компания
ЗАО «Нортгаз»	49	-	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

Для целей настоящей консолидированной финансовой отчетности стороны в общем случае считаются связанными, если у одной стороны есть возможность контролировать другую сторону, стороны находятся под общим контролем или одна сторона может оказывать существенное влияние 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 – вложения в совместные предприятия</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Операции		
ОАО «Сибнефтегаз»:		
Доходы в виде процентов по займам выданным	901	1'023
Реализация продуктов переработки нефти и газа	41	39
Покупка природного газа	(5'272)	(3'661)
ООО «Ямал развитие»:		
Доходы в виде процентов по займам выданным	-	1'325
ООО «СеверЭнергия»:		
Доходы в виде процентов по займам выданным	145	247
Покупка нестабильного газового конденсата	(1'956)	-
ЗАО «Тернефтегаз»:		
Доходы в виде процентов по займам выданным	45	5
ОАО «Ямал СПГ» (с октября 2011 года):		
Доходы в виде процентов по займам выданным	17	167
Прочая выручка (операторские услуги)	97	15
ЗАО «Нортгаз» (с 27 ноября 2012 г.):		
Покупка нестабильного газового конденсата	(312)	-

В октябре 2011 года Группа реализовала 20%-ную долю владения в ОАО «Ямал СПГ» и в соответствии с новым соглашением акционеров потеряла контроль над обществом, но сохранила совместный контроль (см. Примечание 5). Таким образом, в результате данного события сальдо по расчетам и операции Группы с этой компанией раскрываются как со связанными сторонами – вложениями, учитываемыми по методу долевого участия.

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

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

30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*Связанные стороны – вложения в совместные предприятия***На 31 декабря 2012 г. На 31 декабря 2011 г.****Сальдо по расчетам****ОАО «Сибнефтегаз»:**

Долгосрочные займы выданные	8'136	9'103
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	187	775
Краткосрочные займы выданные	428	634
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	705	387

ООО «Ямал развитие»:

Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	-	16'348
---	---	--------

ООО «СеверЭнергия»:

Краткосрочные займы выданные	-	6'225
Дебиторская задолженность по процентам по краткосрочным займам выданным	-	94
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	398	-

ЗАО «Тернефтегаз»:

Долгосрочные займы выданные	1'451	220
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	50	5

ОАО «Ямал СПГ»:

Долгосрочные займы выданные	2'915	-
Долгосрочная дебиторская задолженность	-	3'955
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	17	-

ЗАО «Нортгаз» (с 27 ноября 2012 г.):

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	368	-
--	-----	---

В сентябре 2011 года Председатель Правления «НОВАТЭКа» приобрел контролируемую долю владения в ОАО «СИБУР Холдинг», в результате чего сальдо по расчетам и операции Группы с этой компанией и ее дочерними обществами после этой даты были раскрыты как со связанными сторонами – компаниями под контролем ключевого руководящего персонала Группы.

В октябре 2012 года Группа заключила контракт на транспортировку стабильного газового конденсата от принадлежащего Группе Пуровского завода по переработке конденсата до порта Витино на Белом море с ООО «Трансойл», компанией, находящейся под контролем члена Совета Директоров «НОВАТЭКа». Сальдо по расчетам и операции Группы с этой компанией представлены ниже как со связанной стороной – компанией под контролем ключевого руководящего персонала Группы.

<i>Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011

Операции**ОАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества (с 1 октября 2011 г.):**

Реализация природного газа	2'042	-
Покупка природного газа	(9'434)	-
Покупка жидких углеводородов	(45)	-

ООО «Трансойл»:

Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	(472)	-
--	-------	---

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

*Связанные стороны – компании под контролем
ключевого руководящего персонала*

На 31 декабря 2012 г. На 31 декабря 2011 г.

Сальдо по расчетам

ОАО «Первобанк»:

Денежные средства и их эквиваленты	1'224	4'066
------------------------------------	-------	-------

ОАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества:

Долгосрочная дебиторская задолженность	-	1'424
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1'568	248
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	826	-
Предоплаты и прочие текущие активы	1'690	-

ООО «Трансойл»:

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	170	-
Предоплаты и прочие текущие активы	61	-

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу. Группа осуществила следующие выплаты денежными средствами ключевому руководящему персоналу (членам Правления и Совета директоров) 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:	
	2012	2011
Совет директоров	105	103
Правление	1'282	1'242
Итого выплаты	1'387	1'345

Указанные суммы включают налог на доходы физических лиц, но не включают отчисления, производимые работодателем во внебюджетные фонды. Некоторые члены ключевого руководящего персонала имеют прямое или косвенное владение в Группе и получают дивиденды на общих основаниях в зависимости от их долей владения. В состав Совета директоров входит девять человек. До 24 марта 2011 г. в состав Правления входили 15 человек, далее количество членов было уменьшено до восьми человек.

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

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

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

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

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.</i>	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 сжиженных углеводородных газов по МСФО и РСБУ, что требует переклассификации выручки 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 оплате труда (включая вознаграждения с использованием акций, пенсионные обязательства, дисконтирование займов, выданных работникам, и начисление бонусов), по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления транспортных расходов в размере 216 млн рублей и дополнительного начисления расходов на персонал в размере 1'962 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов на геологоразведку, что требует сторнирования расходов в размере 2'364 млн рублей для целей МСФО; и
- 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)

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегменту за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., представлена ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2011 г.</i>	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>	176'340	176'340	(1'067)	175'273
Операционные расходы	<i>a - e</i>	(101'659)	(101'659)	4'839	(96'820)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>c, f</i>	12'950	12'950	50'205	63'155
Расходы в виде процентов	<i>g</i>	(5'392)	(5'392)	3'242	(2'150)
Доходы в виде процентов		3'137	3'137	255	3'392
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>g</i>	(4'368)	(4'368)	423	(3'945)
Результаты по сегменту		81'008	81'008	57'897	138'905
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль					(3'880)
Прибыль до налога на прибыль					135'025
Износ, истощение и амортизация	<i>b, c</i>	12'925	12'925	(3'450)	9'475
Капитальные затраты	<i>g</i>	30'510	30'510	7'521	38'031

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии признания реализации сжиженных углеводородных газов по МСФО и РСБУ, что требует переклассификации выручки и расходов в размере 998 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 3'892 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 280 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 оплате труда (включая вознаграждения с использованием акций, пенсионные обязательства, дисконтирование займов, выданных работникам, и начисление бонусов), по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительного начисления транспортных расходов в размере 37 млн рублей и дополнительного начисления расходов на персонал в размере 233 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов по обесценению активов по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования операционных расходов в размере 755 млн рублей для целей МСФО;
- различием в методологии признания прибыли от выбытия доли владения в ОАО «Ямал СПГ» по МСФО и управленческому учету, что требует признания дополнительной прибыли в размере 49'589 млн рублей в составе статьи «прочие операционные прибыли (убытки)» для целей МСФО; и

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- г. различием в методологии капитализации процентов и некоторыми различиями в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительной капитализации процентов и курсовых разниц в размере 3'942 млн рублей и дополнительного признания капитальных затрат в размере 3'579 млн рублей для целей МСФО.

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

- *Российская Федерация* – разведка и разработка участков недр, добыча и переработка углеводородов и продажа природного газа, стабильного газового конденсата, нефти и продуктов их переработки;
- *США* – реализация стабильного газового конденсата;
- *Европа* – реализация стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефти;
- *Азиатско-Тихоокеанский регион («АТР»)* – реализация стабильного газового конденсата.

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 гг., представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.	За пределами России					Эксп. пошл.	Подитог	Итого
	Россия	Европа	США	АТР	Прочие			
Реализация природного газа	142'613	-	-	-	-	-	-	142'613
Реализация стабильного газового конденсата	319	22'857	8'614	46'351	3'597	(35'054)	46'365	46'684
Реализация сжиженного углеводородного газа	5'968	12'137	-	-	-	(2'506)	9'631	15'599
Реализация нефти	3'215	3'661	-	-	-	(1'876)	1'785	5'000
Реализация продуктов переработки нефти и газа	350	-	-	-	-	-	-	350
Итого выручка от реализации нефти и газа	152'465	38'655	8'614	46'351	3'597	(39'436)	57'781	210'246
Прочая выручка	642	85	-	-	-	-	85	727
Итого внешняя реализация	153'107	38'740	8'614	46'351	3'597	(39'436)	57'866	210'973

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г.	За пределами России					Эксп. пошл.	Подитог	Итого
	Россия	Европа	США	АТР	Прочие			
Реализация природного газа	110'932	-	-	-	-	-	-	110'932
Реализация стабильного газового конденсата	46	28'265	17'920	35'642	-	(35'095)	46'732	46'778
Реализация сжиженного углеводородного газа	5'728	11'024	-	-	10	(2'326)	8'708	14'436
Реализация нефти	1'458	2'143	-	-	-	(1'122)	1'021	2'479
Реализация продуктов переработки нефти и газа	186	-	-	-	-	-	-	186
Итого выручка от реализации нефти и газа	118'350	41'432	17'920	35'642	10	(38'543)	56'461	174'811
Прочая выручка	323	139	-	-	-	-	139	462
Итого внешняя реализация	118'673	41'571	17'920	35'642	10	(38'543)	56'600	175'273

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

Основные покупатели. За годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 гг., у Группы было один и два основных покупателя, по которым отдельно взятая годовая выручка превышала 10% от общей суммы внешней реализации, что в сумме составляло 19% и 30% от общей суммы внешней реализации соответственно.

32 РАЗВЕДКА И ОЦЕНКА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Чистая учетная стоимость активов на начало периода	16'251	6'372
Поступления	1'212	13'500
Выбытия	(940)	(1'921)
Переклассификация в связи с признанием доказанных запасов	(7'192)	(574)
Ввод в эксплуатацию	(584)	(1'126)
Чистая учетная стоимость активов на конец периода	8'747	16'251
Обязательства	1'483	650
Денежные средства, использованные на операционную деятельность	1'174	1'469
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	1'730	10'093

33 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

20 февраля 2013 г. Группа выпустила четырехлетние Еврооблигации, деноминированные в рублях, на сумму 14 млрд рублей со ставкой купона 7,75% годовых.

28 февраля 2013 г. Группа досрочно погасила займ, деноминированный в российских рублях в сумме 15 млрд рублей, полученный от ОАО «Сбербанк».

1 марта 2013 г. Группа досрочно погасила займ, деноминированный в долларах США в сумме 200 млн долл. США, полученный от ОАО «Нордеа Банк».

34 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Группа рассмотрела новые и пересмотренные стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но еще не стали обязательными для применения Группой, и пришла к выводу, что следующие из них могут иметь влияние на Группу.

МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты: Классификация и оценка*». МСФО (IFRS) 9 был выпущен в ноябре 2009 года и заменяет те части МСФО (IAS) 39, которые касались классификации и оценки финансовых активов. Дополнительные изменения были внесены в МСФО (IFRS) 9 в октябре 2010 года в отношении классификации и оценки финансовых обязательств и в декабре 2011 года – в отношении следующих изменений: (i) вступления МСФО (IFRS) 9 в силу с годовых периодов, начинающихся с 1 января 2015 г. или после этой даты, и (ii) добавления требований к раскрытию переходной информации. Основные особенности стандарта:

- 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 долевыми инструментами должны впоследствии оцениваться по справедливой стоимости. Долевые инструменты, удерживаемые для торговли, будут оцениваться по справедливой стоимости и отражаться через прибыли или убытки. Для остальных долевыми инвестиций при первоначальном признании может быть принято окончательное решение об отражении нереализованных и реализованных 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.

Применение МСФО (IFRS) 9 обязательно с 1 января 2015 г., при этом разрешается досрочное применение. Группа рассматривает влияние требований стандарта на Группу и сроки его применения.

МСФО (IFRS) 10 «*Консолидированная финансовая отчетность*» (выпущен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты) заменяет все положения по вопросам контроля и консолидации, приведенные в МСФО (IAS) 27 «*Консолидированная и отдельная финансовая отчетность*» и ПКИ (SIC) 12 «*Консолидация – компании специального назначения*». В МСФО (IFRS) 10 изменено определение контроля таким образом, что при оценке наличия контроля применяются одни и те же критерии для всех компаний. Определение подкреплено подробным руководством по практическому применению.

34 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность» (выпущен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты) заменяет МСФО (IAS) 31 «Участие в совместной деятельности» и ПКИ (SIC) 13 «Совместно контролируемые предприятия – неденежные вклады участников». Благодаря изменениям в определениях количество видов совместной деятельности сократилось до двух: совместные операции и совместные предприятия. Для совместных предприятий отменена существовавшая ранее возможность учета по методу пропорциональной консолидации. Участники совместного предприятия обязаны применять метод долевого участия.

МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях» (выпущен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты) применяется компаниями, имеющими доли участия в дочерней компании, совместной деятельности, ассоциированной компании или неконсолидируемой структурированной компании. Данный стандарт заменяет требования к раскрытию информации, которые в настоящее время приведены в МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия». МСФО (IFRS) 12 требует раскрытия информации, которая поможет пользователям отчетности оценить характер, риски и финансовые последствия, связанные с долями участия в дочерних и ассоциированных компаниях, соглашениях о совместной деятельности и неконсолидируемых структурированных компаниях. Для соответствия новым требованиям компании должны раскрывать следующее: существенные суждения и допущения при определении контроля, совместного контроля или значительного влияния на другие компании, развернутые раскрытия в отношении неконтролирующей доли в деятельности и в денежных потоках группы, обобщенную информацию о дочерних компаниях с существенными неконтролирующими долями участия и подробное раскрытие информации в отношении долей в неконсолидируемых структурированных компаниях.

Группа начнет применять МСФО (IFRS) 10, МСФО (IFRS) 11 и МСФО (IFRS) 12 начиная с 1 января 2013 г. Группа ожидает, что применение МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IFRS) 12 не окажет существенного влияния на оценку операций и их сальдо, однако потребует дополнительных раскрытий информации в консолидированной финансовой отчетности.

МСФО (IFRS) 13 «Оценка по справедливой стоимости» (выпущен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты) направлен на улучшение сопоставимости и упрощение раскрываемой информации о справедливой стоимости, предоставляя пересмотренное определение справедливой стоимости и единый источник оценки справедливой стоимости, а также требований по раскрытию информации, которые применимы для всех стандартов МСФО. Группа ожидает, что новый стандарт не окажет существенного влияния на ее финансовое положение и операции.

МСФО (IAS) 27 «Отдельная финансовая отчетность» (пересмотрен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты). Основной целью измененного стандарта является установление требований к учету и раскрытию информации для инвестиций в дочерние компании, совместные предприятия или ассоциированные компании при подготовке отдельной финансовой отчетности. Руководство по контролю и консолидированной финансовой отчетности было заменено МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность». Группа ожидает, что изменения к стандарту не окажут существенного влияния на ее финансовое положение и операции.

МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия» (пересмотрен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты). Данное изменение МСФО (IAS) 28 было разработано в результате выполнения проекта Правления Комитета по международным стандартам финансовой отчетности (далее – «Правление КМСФО») по вопросам учета совместной деятельности. В процессе обсуждения данного проекта Правление КМСФО приняло решение о внесении долевого метода учета деятельности совместных предприятий в МСФО (IAS) 28, так как этот метод применим как к совместным предприятиям, так и к зависимым обществам. Руководства по остальным вопросам, за исключением описанного выше, остались без изменений. Группа ожидает, что изменение к стандарту не окажут существенного влияния на ее финансовое положение и операции.

34 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменения к МСФО (IAS) 1 *«Представление финансовой отчетности»* (выпущены в июне 2011 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2012 г. или после этой даты) вносят изменения в раскрытие статей, представленных в прочем совокупном доходе. Эти изменения требуют от компаний разделять статьи, представленные в составе прочего совокупного дохода, на две группы по принципу возможности их потенциального переноса в будущем в состав прибыли или убытка. Предложенное название отчета, используемое в МСФО (IAS) 1, изменено на «отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе». Руководство Группы ожидает, что новая редакция стандарта изменит представление данных в ее консолидированной финансовой отчетности, однако не окажет влияния на ее финансовое положение и операции.

Изменения к МСФО (IAS) 19 *«Вознаграждения работникам»* (выпущены в июне 2011 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты). Данные изменения касаются пересмотра подхода к признанию и оценке пенсионных расходов в рамках планов с установленными выплатами и выходных пособий, а также к раскрытию информации о всех вознаграждениях работникам. Данный стандарт требует признания всех изменений в чистых обязательствах (активах) по пенсионному плану с установленными выплатами в момент их возникновения следующим образом: (i) стоимость услуг и чистый процентный доход отражаются в прибыли или убытке; и (ii) переоценка - в прочем совокупном доходе. Группа ожидает, что изменения к стандарту не окажут существенного влияния на ее финансовое положение и операции.

Изменения к МСФО (IFRS) 7 *«Раскрытия – Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств»* (выпущено в декабре 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты). Данное изменение требует раскрытия, которое позволит пользователям финансовой отчетности компании оценить воздействие или потенциальное воздействие соглашений о взаимозачете, включая права на зачет. Изменение к стандарту повлияет на раскрытие информации, но не повлияет на ее финансовое положение и операции.

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 и сроки его применения.

34 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Усовершенствования Международных стандартов финансовой отчетности (выпущены в мае 2012 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты). Усовершенствования коснулись пяти стандартов. МСФО (IFRS) 1 был изменен для того, чтобы: (i) разъяснить, что компании, возобновляющие подготовку финансовой отчетности по МСФО, могут либо повторно применить МСФО (IFRS) 1, либо применить все МСФО ретроспективно, как если бы не прекращали их применение, и (ii) освободить компании, впервые применяющие МСФО, от применения МСФО (IAS) 23 «Затраты по займам» ретроспективно. Изменения к МСФО (IAS) 1 поясняет, что в примечаниях к финансовой отчетности не требуются пояснения к балансовым показателям по состоянию на начало сопоставимого периода, если данные показатели были представлены вследствие существенных изменений в связи с пересчетом входящих данных, изменений в учетной политике или переклассификаций в целях представления финансовой отчетности. В то же время раскрытие в примечаниях потребуется, если компания по своей инициативе примет решение о представлении дополнительных раскрытий информации за сравнительные периоды. Изменение к МСФО (IAS) 16 предписывает включать вспомогательное оборудование, используемое более одного года, в состав объектов основных средств, а не запасов. Изменения к МСФО (IAS) 32 требуют учета отдельных налоговых последствий в отношении выплат собственникам в отчете о прибылях и убытках в соответствии с требованиями МСФО (IAS) 12. Изменения к МСФО (IAS) 34 было сделано с целью привести требования стандарта в соответствие с МСФО (IFRS) 8. Данное изменение требует раскрытия оценки стоимости активов и обязательств в операционных сегментах только в том случае, если данная информация регулярно предоставляется лицу, ответственному за принятие операционных решений, и если оценка стоимости активов и обязательств существенно изменилась по сравнению с предыдущей годовой консолидированной финансовой отчетностью. Группа ожидает, что изменения к стандарту не окажут существенного влияния на ее финансовое положение и операции.

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 в течение годов, закончившихся 31 декабря 2012 и 2011 гг. (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2012	2011
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение прав на недоказанные запасы	-	7'053
Затраты на геологоразведку	2'028	2'447
Затраты на разработку	29'988	23'493
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	32'016	32'993
Доля Группы в совместных предприятиях	80'777	2'051
	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов		
Скважины и сопутствующее оборудование и сооружения	157'048	145'063
Вспомогательное оборудование и сооружения	38'922	30'717
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	17'312	12'862
Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов	213'282	188'642
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(46'131)	(35'540)
Итого чистые капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов	167'151	153'102
Доля Группы в совместных предприятиях	226'887	150'449

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

Группа переклассифицировала капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов ОАО «Ямал СПГ», в связи с потерей контроля 6 октября 2011 г. и последующим учетом своей доли по методу долевого участия (см. Примечание 5).

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:	
	2012	2011
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов	184'629	162'975
Прямые расходы на добычу	(7'599)	(5'403)
Транспортные расходы	(57'888)	(46'216)
Налоги, кроме налога на прибыль	(16'546)	(16'307)
Износ, истощение и амортизация	(10'589)	(8'937)
Расходы на геологоразведку	(2'022)	(1'819)
Итого затраты на добычу	(94'644)	(78'682)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	89'985	84'293
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(17'997)	(16'859)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов	71'988	67'434
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий	729	(555)
Итого результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов	72'717	66'879

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 2012 и 2011 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 2018 по 2045 годы, при этом лицензии на самые крупные месторождения, Юрхаровское и Восточно-Таркосалинское, истекают в 2034 и в 2043 годах соответственно. Законодательство Российской Федерации гласит, что по истечении срока лицензия продляется по инициативе ее держателя в случае необходимости завершения поисков и оценки или разработки месторождений полезных ископаемых, либо выполнения ликвидационных мероприятий при отсутствии нарушений условий лицензионного соглашения. Руководство намерено продлевать сроки действия лицензий на тех участках, где продолжение добычи возможно после истечения сроков их действия.

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

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

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

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

Для удобства оценки резервов 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 2010 г.	41'585	1'178	6'057	171	47'642	1'349
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(106)	(3)	370	11	264	8
Расширению и открытию новых запасов	3'398	97	676	19	4'074	116
Выбытиям	(3'331)	(95)	-	-	(3'331)	(95)
Переклассификациям	(13'323)	(377)	13'323	377	-	-
Добыче	(1'676)	(48)	(190)	(5)	(1'866)	(53)
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 (*)	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
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2010 г.	22,515	638	2,536	71	25,051	709
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
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2010 г.	19,070	540	3,521	100	22,591	640
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

(*) – приобретения включают в себя проведенную впервые оценку резервов на Салмановском (Утреннем) и Геофизическом месторождениях, приобретенных в конце 2011 года, с учетом дополнительной разведки, проведенной в 2012 году.

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах природного газа составила 128 млрд куб. футов и 4 млрд куб. метров и 120 млрд куб. футов и 4 млрд куб. метров по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 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 2010 г.	566	68	103	13	669	81
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	10	1	4	1	14	2
Расширению и открытию новых запасов	116	14	38	4	154	18
Выбытия	(34)	(4)	-	-	(34)	(4)
Переклассификациям	(138)	(16)	138	16	-	-
Добыче	(35)	(4)	-	-	(35)	(4)
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 (*)	78	9	85	10	163	19
Добыче	(35)	(4)	(1)	-	(36)	(4)
На 31 декабря 2012 г.	543	65	370	43	913	108
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2010 г.	304	36	-	-	304	36
31 декабря 2011 г.	282	33	-	-	282	33
31 декабря 2012 г.	269	32	26	3	295	35
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2010 г.	262	32	103	13	365	45
31 декабря 2011 г.	203	26	283	34	486	60
31 декабря 2012 г.	274	33	344	40	618	73

(*) – приобретения включают в себя проведенную впервые оценку резервов на Салмановском (Утреннем) и Геофизическом месторождениях, приобретенных в конце 2011 года, с учетом дополнительной разведки, проведенной в 2012 году.

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах нефти, газового конденсата и жидких фракций составила 17 млн баррелей и 2 млн метр. тонн и 16 млн баррелей и 2 млн метр. тонн на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно.

В ноябре 2012 года Группа приобрела 49%-ную долю владения в компании ЗАО «Нортгаз», владеющего лицензией на Северо-Уренгойское месторождение (см. Примечание 5).

В октябре 2011 года Группа утратила контроль над ОАО «Ямал СПГ», владеющего лицензией на Южно-Тамбейское месторождение. В результате оставшаяся доля Группы в «Ямал СПГ» стала учитываться по методу долевого участия (см. Примечание 5).

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