

ОАО «НОВАТЭК»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО,
И ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА**

ЗА ГОДЫ, ЗАКОНЧИВШИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2011 И 2010 ГГ.

Отчет независимого аудитора	3
Консолидированный отчет о финансовом положении	4
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	5
Консолидированный отчет о совокупном доходе	6
Консолидированный отчет о движении денежных средств	7
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	9
Примечания к консолидированной финансовой отчетности:	
Прим. 1. Организационная структура и основные виды деятельности	11
Прим. 2. Основные принципы составления консолидированной финансовой отчетности	12
Прим. 3. Основные принципы учетной политики	12
Прим. 4. Наиболее существенные оценки и допущения	24
Прим. 5. Объединения, приобретения и выбытия	27
Прим. 6. Основные средства	41
Прим. 7. Вложения в совместные предприятия	43
Прим. 8. Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	45
Прим. 9. Товарно-материальные запасы	46
Прим. 10. Торговая и прочая дебиторская задолженность	46
Прим. 11. Предоплаты и прочие текущие активы	48
Прим. 12. Денежные средства и их эквиваленты	48
Прим. 13. Долгосрочные заемные средства	49
Прим. 14. Обязательства по пенсионной программе	51
Прим. 15. Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	52
Прим. 16. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	53
Прим. 17. Уставный капитал	54
Прим. 18. Программа вознаграждения с использованием акций	55
Прим. 19. Выручка от реализации нефти и газа	57
Прим. 20. Транспортные расходы	57
Прим. 21. Налоги, кроме налога на прибыль	58
Прим. 22. Общехозяйственные и управленческие расходы	58
Прим. 23. Материалы, услуги и прочие расходы	59
Прим. 24. Покупка природного газа и жидких углеводородов	59
Прим. 25. Доходы (расходы) от финансовой деятельности	60
Прим. 26. Налог на прибыль	61
Прим. 27. Финансовые инструменты и финансовые факторы риска	64
Прим. 28. Условные и договорные обязательства	71
Прим. 29. Крупнейшие дочерние, зависимые общества и совместные предприятия	74
Прим. 30. Операции со связанными сторонами	75
Прим. 31. Информация по сегментам	78
Прим. 32. Разведка и оценка полезных ископаемых	82
Прим. 33. Новые или пересмотренные стандарты	83
Дополнительная информация о запасах нефти и газа – неаудированная	86
Контактная информация	92

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Совету директоров ОАО «НОВАТЭК»

- 1 Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ОАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее – «Группы»), представленной на страницах 4-85, которая включает консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2011 г., консолидированный отчет о прибылях и убытках, консолидированный отчет о движении денежных средств, консолидированный отчет о совокупном доходе и консолидированный отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся на указанную дату, а также существенные положения учетной политики и другие примечания к финансовой отчетности.

Ответственность руководства за составление финансовой отчетности

- 2 Руководство Группы несет ответственность за подготовку и объективное представление данной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности и за наличие такой системы внутреннего контроля, которую руководство определяет необходимой для осуществления подготовки консолидированной финансовой отчетности, в которой отсутствуют существенные ошибочные утверждения, произошедшие как из-за ошибки, так и мошенничества.

Ответственность аудитора

- 3 Наша ответственность заключается в том, чтобы выразить мнение о представленной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Согласно этим стандартам мы должны следовать этическим нормам, планировать и проводить аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений.
- 4 Аудит предусматривает проведение процедур, целью которых является получение аудиторских доказательств в отношении числовых данных и информации, содержащихся в финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на профессиональном суждении аудитора, включая оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок. При оценке вышеупомянутых рисков аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, связанную с подготовкой и объективным представлением консолидированной финансовой отчетности Группы, с тем, чтобы разработать процедуры аудита, необходимые в данных обстоятельствах, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы. Кроме того, аудит включает оценку правомерности используемой учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, а также оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.
- 5 Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нами мнения аудитора.

Мнение аудитора

- 6 По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах объективно отражает финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2011 г., а также результаты ее деятельности и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Москва, Российская Федерация
5 марта 2012 года

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

		На 31 декабря:	
	Прим.	2011	2010
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	6	166'784	185'573
Вложения в совместные предприятия	7	123'029	27'026
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	8	32'130	40'151
Прочие долгосрочные активы		3'173	2'858
Итого долгосрочные активы		325'116	255'608
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	9	1'683	1'868
Предоплаты по текущему налогу на прибыль		1'153	285
Торговая и прочая дебиторская задолженность	10	16'699	8'670
Предоплаты и прочие текущие активы	11	14'950	8'504
Денежные средства и их эквиваленты	12	23'831	10'238
Итого текущие активы		58'316	29'565
Итого активы		383'432	285'173
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	13	75'180	47'074
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	26	12'805	9'473
Прочие долгосрочные обязательства		917	917
Обязательства по ликвидации активов		2'734	2'482
Итого долгосрочные обязательства		91'636	59'946
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	15	20'298	25'152
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	16	24'922	28'479
Задолженность по текущему налогу на прибыль		611	1'212
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		4'283	2'598
Итого текущие обязательства		50'114	57'441
Итого обязательства		141'750	117'387
Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»			
Уставный капитал – обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(281)	(446)
Добавочный капитал		31'220	30'865
Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных доч. общ.		193	(120)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		203'871	110'810
Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	17	241'013	147'119
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		669	20'667
Итого капитал		241'682	167'786
Итого обязательства и капитал		383'432	285'173

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности
Утверждено и подписано от имени Совета директоров 5 марта 2012 года:

Л. Михельсон
Генеральный директор

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:	
		2011	2010
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	19	175'602	115'162
Выручка от реализации полимерной продукции		-	1'699
Прочая выручка		462	163
Итого выручка от реализации		176'064	117'024
Операционные расходы			
Транспортные расходы	20	(48'176)	(37'200)
Налоги, кроме налога на прибыль	21	(17'557)	(10'077)
Износ, истощение и амортизация	6	(9'277)	(6'616)
Общехозяйственные и управленческие расходы	22	(8'218)	(6'733)
Материалы, услуги и прочие расходы	23	(5'947)	(6'072)
Покупка природного газа и жидких углеводородов	24	(5'994)	(154)
Расходы на геологоразведку		(1'819)	(1'595)
Расходы по обесценению активов, нетто		(782)	(541)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов, полимерной продукции и незавершенного производства		105	470
Итого операционные расходы		(97'665)	(68'518)
Прибыль от выбытия долей владения в дочерних обществах, нетто		62'948	1'329
Прочие операционные прибыли (убытки)		261	396
Прибыль от операционной деятельности		141'608	50'231
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов	25	(2'150)	(437)
Доходы в виде процентов	25	3'392	598
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		(3'945)	1'036
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(2'703)	1'197
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	7	(3'880)	(346)
Прибыль до налога на прибыль		135'025	51'082
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(12'467)	(9'405)
Расходы по отложенному налогу на прибыль, нетто		(3'267)	(1'399)
Итого расходы по налогу на прибыль	26	(15'734)	(10'804)
Прибыль (убыток)		119'291	40'278
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(364)	(255)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		119'655	40'533
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		39.45	13.37
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (тысяч шт.)</i>		<i>3'033'302</i>	<i>3'032'218</i>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности

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

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2011	2010
Прочий совокупный доход (расход) после налога на прибыль:			
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ		313	(8)
Прочий совокупный доход (расход)		313	(8)
Прибыль (убыток)		119'291	40'278
Итого совокупный доход (расход)		119'604	40'270
Итого прочий совокупный доход (расход), относящийся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(364)	(255)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		119'968	40'525

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:	
		2011	2010
Прибыль до налога на прибыль		135'025	51'082
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		9'475	6'757
Расходы по обесценению активов, нетто		782	541
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		3'945	(1'036)
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		(62'811)	(1'253)
Расходы в виде процентов		2'150	437
Доходы в виде процентов		(3'392)	(598)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль		3'880	346
Изменения прочих долгосрочных активов и долгосрочной дебиторской задолженности, нетто		1'132	1'063
Вознаграждения с использованием акций	17	-	68
Прочие корректировки		202	241
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(6'103)	(2'675)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(132)	(479)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		567	(1'821)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		1'120	765
Итого изменения оборотного капитала		(4'548)	(4'210)
Налог на прибыль уплаченный		(13'933)	(8'575)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		71'907	44'863
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(25'317)	(21'360)
Приобретение лицензионных участков		(6'888)	(76)
Приобретение материалов для строительства		(773)	(1'200)
Приобретение дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств		(4'188)	(1'718)
Приобретение вложений в совместные предприятия		(25'131)	(4'660)
Поступления от выбытия активов дочерних обществ за вычетом выбывших денежных средств		11'796	1'173
Проценты уплаченные и капитализированные		(3'508)	(2'002)
Предоставление займов		(6'729)	(39'402)
Погашение займов выданных		13'166	219
Проценты полученные		929	184
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности		(46'643)	(68'842)
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных заемных средств		44'885	35'018
Получение краткосрочных заемных средств		3'700	20'331
Погашение долгосрочных заемных средств		(8'552)	(18'718)
Погашение краткосрочных заемных средств		(21'321)	(2'729)
Проценты уплаченные		(818)	(301)
Дивиденды выплаченные	17	(15'166)	(9'868)
Приобретение доли неконтролирующих акционеров	5	(14'817)	(629)
Дополнительный вклад в уставный капитал дочерних обществ	5	-	337
Поступления от продажи выкупленных собственных акций	17	354	341
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности		(11'735)	23'782

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:	
		2011	2010
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты		64	(45)
Увеличение (уменьшение) денежных средств, их эквивалентов и банковских овердрафтов, нетто		13'593	(242)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		10'238	10'532
Уменьшение (увеличение) денежных средств и их эквивалентов, реклассифицированных в активы, удерживаемые для продажи, нетто		-	(52)
Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты на конец отчетного периода		23'831	10'238

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>	<i>Уставный капитал - обыкновен- ные акции</i>	<i>Выкуп- ленные собствен- ные акции</i>	<i>Добавочный капитал</i>	<i>Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений</i>	<i>Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ</i>	<i>Нераспре- деленная прибыль</i>	<i>Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</i>	<i>Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ</i>	<i>Итого капитал</i>
<i>За год, закончившийся 31 декабря 2010 г.</i>										
Сальдо на 1 января 2010 г.	3'032'114	393	(599)	30'609	5'617	(112)	78'393	114'301	19'139	133'440
Разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	-	-	-	-	-	(8)	-	(8)	-	(8)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	40'533	40'533	(255)	40'278
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	-	(8)	40'533	40'525	(255)	40'270
Дивиденды (см. Примечание 17)	-	-	-	-	-	-	(9'855)	(9'855)	-	(9'855)
Приобретение дочерних обществ (см. Примечание 5)	-	-	-	-	-	-	-	-	2'414	2'414
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю неконтролирующих акционеров (см. Примечание 5)	-	-	-	-	-	-	-	-	1'818	1'818
Приобретение доли неконтролирующих акционеров (см. Примечание 5)	-	-	-	-	-	-	1'739	1'739	(2'368)	(629)
Выбытие дочерних обществ	-	-	-	-	-	-	-	-	(81)	(81)
Вознаграждения с использованием акций	-	-	-	68	-	-	-	68	-	68
Продажа выкупленных собственных акций (см. Примечание 17)	1'070	-	153	188	-	-	-	341	-	341
Сальдо на 31 декабря 2010 г.	3'033'184	393	(446)	30'865	5'617	(120)	110'810	147'119	20'667	167'786

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>	<i>Уставный капитал - обыкновен- ные акции</i>	<i>Выкуп- ленные собствен- ные акции</i>	<i>Добавочный капитал</i>	<i>Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений</i>	<i>Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ</i>	<i>Нераспре- деленная прибыль</i>	<i>Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</i>	<i>Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ</i>	<i>Итого капитал</i>
<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 (см. Примечание 5)	-	-	-	-	-	-	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

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 России по нерегулируемым ценам, однако основная часть природного газа, добываемого в целом на территории Российской Федерации, продается внутри России 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 периодическим колебаниям сопоставимых мировых котировок на сырую нефть. Помимо этого, реализация природного газа Группы подвержена сезонным колебаниям, что связано, в основном, с погодными условиями, преобладающими 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 ноябре 2011 года и декабре 2010 года Группа приобрела компании ООО «Газпром межрегионгаз Челябинск» и ООО «Ямалгазресурс-Челябинск», соответственно, российских региональных трейдеров природного газа, с целью расширения своего присутствия на рынке природного газа Челябинской области Российской Федерации (см. Примечание 5).

В сентябре 2011 года Группа увеличила долю своего владения в ОАО «Ямал СПГ» с 51% до 100%. В октябре того же года Группа продала 20%-ую долю в обществе компании TOTAL S.A., стратегическому партнеру Группы в проекте «Ямал СПГ» (см. Примечание 5).

В 2011 году Группа продолжила процесс переименования своих дочерних обществ с целью создания единого бренда «НОВАТЭК», переименовав дочерние общества Runitex GmbH и ООО «Ямалгазресурс-Челябинск» в Novatek Gas & Power GmbH и ООО «НОВАТЭК-Челябинск» соответственно.

В декабре 2010 года Группа приобрела 51%-ую долю владения в ОАО «Сибнефтегаз», нефтегазодобывающей компании, владеющей четырьмя месторождениями в ЯНАО (см. Примечание 5).

В ноябре 2010 года ООО «Ямал развитие», совместное предприятие Группы, приобрело 51%-ую долю участия в ООО «СеверЭнергия». «СеверЭнергия» через свои три 100%-ных дочерних общества владеет четырьмя лицензиями на разработку и добычу углеводородов на месторождениях ЯНАО (см. Примечание 5).

В сентябре 2010 года Группа продала 100%-ую долю участия в своем непрофильном дочернем обществе ООО «НОВАТЭК-Полимер» компании ЗАО «СИБУР Холдинг» (см. Примечание 5).

В августе 2010 года Группа приобрела 100%-ую долю владения в компании Intergaz-System Sp.z o.o., находящейся в Польше, с целью поддержания и расширения оптово-розничной торговли сжиженным углеводородным газом на территории Польши (см. Примечание 5). В декабре 2010 года компания Intergaz-System была присоединена к компании Novatek Polska, 100%-му дочернему обществу Группы.

В июле 2010 года «НОВАТЭК» и ОАО «Газпром нефть» (дочернее общество ОАО «Газпром») создали совместное предприятие ООО «Ямал развитие» с целью разработки углеводородных месторождений на территории ЯНАО (см. Примечание 5).

В мае 2010 года Группа создала 100%-ое дочернее общество ООО «НОВАТЭК-Пермь» с целью обеспечения текущих поставок и расширения возможностей реализации природного газа в Пермском крае – одном из крупнейших промышленных центров Российской Федерации. Кроме этого, в апреле 2011 года Группа приобрела ООО «Ямалэнергогаз», российского регионального трейдера природного газа за 75 млн рублей, с целью расширения своего присутствия на рынке природного газа Пермского края. В январе 2012 года «Ямалэнергогаз» был присоединен к «НОВАТЭК-Перми».

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), не противоречащими принципам МСФО. Подготовка финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует использования определенной существенной оценки. Она также требует от руководства Группы делать 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: 1) износа, истощения и амортизации и оценки основных средств, 2) консолидации дочерних обществ, 3) приобретения компаний, 4) учета налога на прибыль и 5) 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 статьи прибыли и убытки, 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:		Средний курс за год	
	2011	2010	2011	2010
Доллар США	32.20	30.48	29.39	30.37
Польский злотый	9.47	10.17	9.94	10.09

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Применение стандарта МСФО (IAS) 24. Начиная с 1 января 2011 г., Группа применила пересмотренный МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах», который упростил определение «связанной стороны» и удалил существовавшие в нем несоответствия. В соответствии с пересмотренным стандартом стороны, находящиеся под значительным влиянием ключевого руководящего персонала, не являются связанными сторонами Группы (см. Примечание 30).

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 приобретения 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 б) как пропорциональную долю неконтролирующих акционеров в чистых активах приобретаемого общества.

Деловая репутация (гудвилл) оценивается путем вычитания чистых активов приобретаемой компании из суммы средств, переданных за приобретение компании, доли неконтролирующих акционеров в приобретаемой компании и справедливой стоимости доли в приобретаемой компании непосредственно перед датой приобретения. Любое отрицательное значение («отрицательная деловая репутация») признается в составе прибылей или убытков, после того как руководство убедится, что Группа идентифицировала все приобретенные активы, все обязательства и все предполагаемые отложенные обязательства и проанализировала правильность их оценок. Расходы, 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 проценту, который 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 до справедливой стоимости с признанием изменения учетной стоимости доли 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. В дополнение любые суммы, признанные ранее в совокупном доходе в отношении компании, учитываются как если бы Группа напрямую осуществила выбытие соответствующих активов или обязательств. Это может означать, что суммы, признанные ранее в совокупном доходе, перераспределятся в прибыли и убытки.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Если доля участия в зависимом обществе снижается, но значительное влияние продолжает оказываться, только пропорциональная доля сумм, признанных ранее в совокупном доходе, при необходимости переклассифицируются в отчет о прибылях и убытках.

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 стоимости приобретения и доли 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 отражаются следующим образом: (i) доля Группы в прибылях или убытках отражается в консолидированной прибыли или убытке за год как доля в финансовом результате зависимого общества или совместного предприятия; (ii) доля Группы в прочем совокупном доходе отражается в прочем совокупном доходе и представлена отдельно; (iii) 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.

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

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

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Группа использует метод «успешных усилий» 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 промысловые 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 затраты 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 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) за вычетом 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 определения доказанных запасов, дальнейшая разработка которых экономически целесообразна. Если доказанные запасы не были найдены, капитализированные расходы на бурение отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Затраты на приобретение лицензий и разведочное бурение, отраженные в составе активов, пересматриваются на предмет наличия признаков обесценения ежегодно.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Амортизация. Износ, истощение и амортизация объектов нефтегазодобычи (за исключением перерабатывающих мощностей) рассчитывается для каждого месторождения пропорционально объему добытой продукции. При этом для расчета используется величина доказанных разрабатываемых запасов для амортизации затрат на геологоразведку и 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:

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

Производные финансовые инструменты. Первоначально производные финансовые инструменты признаются по справедливой стоимости на дату заключения договора производного инструмента и в дальнейшем переоцениваются по справедливой стоимости кроме производных финансовых инструментов, которые привязаны к и должны быть исполнены осуществлением вложений в долевые инструменты, не имеющих котировок на активном рынке, и чья справедливая стоимость не может быть надежно определена. Производные финансовые инструменты учитываются как активы, когда справедливая стоимость положительная, и как обязательства, когда справедливая стоимость отрицательная. Изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов включаются в прибыль или убыток за год.

Производные финансовые инструменты, которые привязаны к и должны быть исполнены осуществлением вложений в долевые инструменты, не имеющих котировок на активном рынке, и чья справедливая стоимость не может быть надежно определена, учитываются по исторической стоимости.

Определенные производные инструменты, встроенные в другие финансовые инструменты, учитываются как отдельный производный инструмент, в случае если их риски и характеристики тесно связаны с основным контрактом.

Группа не применяла инструменты хеджирования в течение отчетных периодов.

Метод эффективной процентной ставки. Метод эффективной процентной ставки используется для расчета учетной стоимости финансового актива или финансового обязательства, учитываемых по амортизируемой стоимости, и распределения процентных 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 во всех случаях, кроме финансовых активов, классифицированных по справедливой стоимости через прибыли или убытки. Последующее отражение стоимости финансовых активов зависит от их классификации.

(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.

По состоянию на отчетные даты Группа не имела финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки.

(b) Инвестиции, удерживаемые до погашения

Инвестиции, удерживаемые до погашения, включают котируемые непроемные 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.

(c) Займы выданные и дебиторская задолженность

Займы выданные и дебиторская задолженность представляют собой непроемные финансовые инструменты с фиксированными или рассчитываемыми выплатами, не имеющие котируемых 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*(d) Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи*

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

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

На каждую отчетную дату Группа проводит оценку наличия объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. 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 прибылей и убытков) отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках как поправка по переклассификации из прочего совокупного дохода. Убытки от обесценения по долевым инструментам, признанные в консолидированном отчете о прибылях и убытках, не сторнируются. По состоянию на отчетные даты Группа не имела финансовых активов, 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 у Группы не было финансовых обязательств, классифицируемых как финансовые инструменты для 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. По состоянию на отчетные даты Группа не имела финансовых обязательств, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*(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.

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.

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.

Отложенные налоговые активы и обязательства 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 операций. 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 убытков, перенесенных на будущие периоды для целей налогообложения, 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. Все взаимозачтенные налоговые активы и обязательства оцениваются по ожидаемой налоговой ставке.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Торговая и прочая дебиторская задолженность. Торговая дебиторская задолженность представляет собой задолженность обычных покупателей и заказчиков, возникшую в результате основной деятельности Группы (добычи и продажи природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки, производства и продажи изоляционных материалов для трубопроводов и полимерной продукции). 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Налог на добавленную стоимость (НДС). НДС, относящийся к реализации, подлежит уплате в бюджет при наступлении наиболее раннего из следующих событий: (а) оплате дебиторской задолженности покупателем или (б) отгрузке 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 раздельно, как активы и обязательства. В случае если по отношению к дебиторской задолженности создавался резерв под обесценение, то убыток от обесценения отражался на общую сумму задолженности, включая НДС.

Заемные средства. Заемные средства первоначально отражаются по справедливой стоимости полученных средств за вычетом понесенных 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Руководство Группы полагает, что принимая во внимание ограниченность истории использования объектов по переработке газового конденсата и производству полимерной продукции, 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 потенциальных 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, а также полимерной продукции и изоляционной ленты, 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 без учета налога на доходы физических лиц. Обязательные взносы в Фонд социального страхования и Пенсионный фонд Российской Федерации, которые представляют собой план с установленными выплатами, учитываются в составе расходов на оплату труда по мере их возникновения и включены в статью расходы по оплате труда в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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

Вознаграждения с использованием акций. Группа учитывает вознаграждения с использованием акций в соответствии с МСФО (IFRS) 2 «Выплаты с использованием акций». Справедливая стоимость услуг работника, полученных в обмен на предоставление инструментов, дающих право на долю в уставном капитале, признается в составе расходов. Общая сумма отражаемого расхода в течение периода вступления 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 программу, не предусматривающую предварительных взносов, 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 10 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, отраженные 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 активов 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. Группа использует анализ дисконтированных потоков денежных средств в отношении займов и дебиторской задолженности, а также долговых инструментов, которые не обращаются на активных рынках. Эффективная процентная ставка определяется исходя из процентной ставки финансовых инструментов, доступных для Группы на активных рынках. В отсутствие таких инструментов эффективная процентная ставка определяется исходя из процентных ставок обращающихся на активных рынках финансовых инструментов, которые корректируются с учетом премии за риски, специфичные для Группы, рассчитанные в соответствии с оценками руководства Группы.

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

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Доказанные запасы определяются как предполагаемое количество нефти и газа, которое определяется на основании геологических и инженерных данных, и которые с достаточной долей уверенности могут быть извлечены 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 полезного использования 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 и 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, – существенный пересмотр в сторону уменьшения 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 дисконтированной стоимости данных активов.

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 торговой дебиторской задолженности. Если происходит ухудшение кредитоспособности какого-либо из крупных покупателей или фактические 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 получения 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, 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 существующего обязательства 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 IFRIC 1 «Изменения в существующие обязательства по ликвидации, восстановлению и другие аналогичные обязательства». Величина признанных обязательств отражает 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 совместного предприятия ОАО «Ямал СПГ». Как рассмотрено далее в Примечании 5, Группа утратила контроль над ОАО «Ямал СПГ», но сохранила совместный контроль и, следовательно, должна была оценить справедливую стоимость оставшейся доли владения в «Ямал 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 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

Покупка ООО «Газпром межрегионгаз Челябинск»

В ноябре 2011 года Группа приобрела 100%-ую 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 поставки природного газа промышленным предприятиям и социально значимым категориям потребителей в Челябинской области – одном из десяти крупнейших регионов России по потреблению природного газа.

Руководство оценило справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств и посчитало, что при приобретении компании деловой репутации (гудвила) не возникло. Ниже в таблице представлена учетная стоимость идентифицируемых чистых активов и обязательств «Газпрома межрегионгаз Челябинск»:

<i>ООО «Газпром межрегионгаз Челябинск»</i>	Окончательная 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)	-

Финансовая и операционная деятельность «Газпром межрегионгаз Челябинск» оказала бы эффект в виде дополнительной выручки Группы в сумме 12,1 млрд рублей и увеличения прибыли Группы до налога на прибыль в сумме 1,3 млрд рублей, если бы приобретение состоялось в январе 2011 года. Эти значения не включают следующие корректировки: (а) сумма износа, истощения и амортизации не была увеличена для цели отражения более высокой учетной стоимости нематериальных активов после проведения корректировок по справедливой стоимости; (б) внутригрупповая элиминация; и (с) налог на прибыль.

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)***Покупка дополнительной доли владения в ОАО «Ямал СПГ»***

В мае 2009 года Группа заключила договор на покупку опциона, который предоставил Группе право, но не обязательство приобрести дополнительные 23,9% акций «Ямал СПГ» за 450 млн долл. США в период до 4 июня 2012 г. Для вступления контракта в силу Группа заплатила 325 млн рублей (10 млн долл. США) в июле 2009 года, которые были отражены как уменьшение нераспределенной прибыли в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

В феврале 2011 года Группа перевела свой опцион на покупку 23,9% акций «Ямал СПГ» со своего зарубежного на российское дочернее общество. Вследствие изменения функциональной валюты с долларов США на рубли опцион больше не рассматривался как долевой инструмент и был переклассифицирован в финансовый актив в сумме 284 млн рублей (10 млн долл. США).

В марте 2011 года Группа заключила второй договор на покупку опциона, который предоставил Группе право, но не обязательство приобрести 25,1% акций «Ямал СПГ» за 526 млн долл. США в период до 1 июля 2012 г. Для вступления контракта в силу Группа заплатила 422 млн рублей (15 млн долл. США), которые будут зачтены в счет оплаты акций.

28 сентября 2011 г. Группа увеличила свою долю владения в «Ямал СПГ» с 51% до 100% путем исполнения двух вышеуказанных опционов. Ниже в таблице представлена общая стоимость покупки дополнительных 49% акций:

	млн долл. США	обменный курс	млн рублей
<i>Опцион на покупку 23,9% акций:</i>			
Денежные средства	10	28,43	284
Начисленное обязательство	450	32,22	14'499
<i>Опцион на покупку 25,1% акций:</i>			
Денежные средства	15	28,16	422
Начисленное обязательство	511	32,22	16'465
Общая стоимость покупок	986		31'670

В результате этих двух 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.

В соответствии с вышеуказанными договорами покупки Группа признала суммарное обязательство в сумме 961 млн долл. США, подлежащее погашению несколькими платежами с окончательной выплатой до 30 июня 2012 г. По состоянию на 31 декабря 2011 г. сумма к уплате по этим двум сделкам составила 16'244 млн рублей (505 млн долл. США) (см. Примечание 16).

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)***Выбытие доли владения в ОАО «Ямал СПГ»***

5 октября 2011 г. Совет директоров ОАО «НОВАТЭК» одобрил продажу 20%-ой доли владения в «Ямал СПГ», 100%-ом 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 Российской Федерации.

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 «Ямал СПГ»), расположенного в ЯНАО.

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

- i. *первый транш* – 425 млн долл. США в пользу «НОВАТЭКа» при заключении Договора продажи (платеж получен в октябре 2011 года);
- ii. *второй транш* – платеж в виде вклада в уставный капитал «Ямал СПГ» в сумме 375 млн долл. США (204 млн долл. США получены в 2011 году, оставшаяся часть ожидается в течение 2012 года); и
- iii. *третий транш* – платеж в виде вклада в уставный капитал «Ямал СПГ» в сумме от нуля до 500 млн долл. США в зависимости от суммы необходимых капитальных вложений Проекта; 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%-ой 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 «Ямал 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 «Ямал СПГ» до 51% в будущем на основании определенных оговоренных условий и структуры управления.

Группа сохранила 80%-ую долю владения в «Ямал СПГ» после сделки; однако, Соглашение акционеров предусматривает, что ключевые стратегические, операционные и финансовые решения подлежат одобрению восьми из девяти членов Совета директоров компании. В результате этих изменений Группа потеряла контроль над «Ямал 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%-ой доли владения в «Ямал 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 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Представленная ниже таблица детализирует полученную выручку и раскрывает составляющие дохода от выбытия доли владения в «Ямал 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%-ой доли 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 добыча и производимые объемы, 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 «Ямал СПГ» и соответствующая прибыль от переоценки уменьшились бы на 6'903 млн рублей;
- будущая добыча была основана на доказанных и вероятных запасах. 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 «Ямал 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 «Ямал 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 владения в «Ямал СПГ» 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 ОБЪЕДИНЕНИЯ, 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 внеоборотные активы	1'404
Денежные средства	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, включая 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 обществами Группы и были погашены в декабре 2011 года досрочно.

Ниже представлена сверка учетной стоимости «Ямал 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%-ой 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.

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)***Приобретение ООО «Ямалгазресурс-Челябинск»***

В декабре 2010 года Группа приобрела 100%-ую долю участия в российском региональном трейдере природного газа ООО «Ямалгазресурс-Челябинск» с целью расширения своего присутствия на рынке газа Челябинской области Российской Федерации за 410 млн рублей. Руководство оценило справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств компании и определило, что деловая репутация (гудвилл) в сумме 82 млн рублей возникла при приобретении. Если бы приобретение произошло в январе 2010 года, то финансовая и операционная деятельность «Ямалгазресурса-Челябинск» была бы незначительной по отношению к выручке и результатам деятельности Группы.

Приобретение Intergaz-System Sp.z o.o.

В августе 2010 года Группа приобрела 100%-ую долю владения в компании Intergaz-System Sp.z o.o., находящуюся в Польше, за 159 млн рублей (5 млн долл. США). Intergaz-System владеет разгрузочно-перевалочным терминалом, и была приобретена с целью поддержания и расширения оптово-розничной торговли сжиженным углеводородным газом на территории Польши. Руководство оценило справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств компании и определило, что отрицательная деловая репутация (гудвилл) в размере 10 млн рублей возникла при приобретении, которая была признана в консолидированном отчете о прибылях и убытках как прочие операционные прибыли. Если бы приобретение произошло в январе 2010 года, то финансовая и операционная деятельность Intergaz-System была бы незначительной по отношению к выручке и результатам деятельности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2010 г.

В декабре 2010 года Группа осуществила присоединение компании Intergaz-System к Novatek Polska, 100%-му дочернему обществу Группы. Вышеуказанное присоединение не повлияло на консолидированные финансовые и операционные результаты Группы.

Приобретение ОАО «Сибнефтегаз»

17 декабря 2010 г. Группа приобрела 51%-ую долю владения в ОАО «Сибнефтегаз», нефтегазодобывающей компании, расположенной в ЯНАО, за 25'826 млн рублей, из которых 4'650 млн рублей были выплачены в декабре 2010 года и оставшиеся 21'176 млн рублей – в первом квартале 2011 года. «Сибнефтегаз» владеет четырьмя лицензиями на добычу, из которых на двух, Береговом (действительна до 2023 года) и Пырейном (действительна до 2021 года) газоконденсатных месторождениях осуществляется добыча. Доказанные запасы этих двух месторождений, а также Хадырьяхинского (лицензия действительна до 2031 года) согласно оценке компании DeGolyer and MacNaughton по классификации запасов PRMS и SEC по состоянию на 31 декабря 2010 г. составляли приблизительно 282 млрд и 200 млрд куб. метров природного газа и 2 млн и 0,7 млн тонн жидких углеводородов соответственно.

Одновременно с приобретением Группа предоставила «Сибнефтегазу» заемные средства в сумме 11'038 млн рублей, которые были использованы для досрочного погашения займов, ранее выданных компании «Газпромбанком». Также после приобретения Группа заключила договор покупки природного газа в объеме, равном доле владения в компании в общей добыче, по ранее predetermined договорным ценам с «Сибнефтегазом».

Как указано выше, данная сделка предоставила Группе 51%-ую долю владения в «Сибнефтегазе», однако Устав компании предусматривает, что основные финансовые и операционные решения, касающиеся деятельности компании, должны быть утверждены девятью из одиннадцати членами Совета директоров, т.е. единогласным утверждением обоими акционерами, и в результате механизм голосования устанавливает совместный контроль над «Сибнефтегазом». Группа учитывает свою долю в компании по методу долевого участия.

ОАО «НОВАТЭК»

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

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

На 31 декабря 2010 г. в соответствии с МСФО (IAS) 31 «Участие в совместных предприятиях» Группа оценила предварительную справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств «Сибнефтегаза» и признала предварительные оценки для этих статей. В течение 2011 года руководство привлекло независимого оценщика для определения справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств компании на дату приобретения. Оценка была закончена в декабре 2011 года. В результате предварительная стоимость долгосрочных активов и долгосрочных обязательств была увеличена на 16'305 млн и 3'264 млн рублей соответственно с соответствующим уменьшением деловой репутации (гудвилла). Основные изменения в предварительной оценке справедливой стоимости связаны с изменением справедливой стоимости основных средств и лицензий на месторождения. Пересмотр, сделанный к предварительной оценке, был отражен на дату приобретения. В результате деловая репутация (гудвилл) не была признана в учетной стоимости инвестиции в совместное предприятие. Заключительное распределение покупной цены не привело к корректировке сравнительных данных.

Представленная ниже таблица детализирует окончательную справедливую стоимость, представляющую 100% идентифицируемых активов и обязательств «Сибнефтегаза»:

<i>ОАО «Сибнефтегаз»</i>	Окончательная справедливая стоимость на дату приобретения
Основные средства	83'128
Прочие долгосрочные активы	107
Денежные средства и их эквиваленты	432
Прочие текущие активы	657
Долгосрочные заемные средства	(19'747)
Прочие долгосрочные обязательства	(11'716)
Краткосрочные заемные средства	(1'766)
Прочие текущие обязательства	(456)
Итого идентифицируемые чистые активы	50'639
Цена приобретения	25'826
Справедливая стоимость доли Группы в чистых активах (51% от 50'639 млн рублей)	(25'826)
Деловая репутация (гудвилл)	-

ОАО «НОВАТЭК»

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

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Создание ООО «Ямал развитие» и приобретение ООО «СеверЭнергия»

В июле 2010 года «НОВАТЭК» и ОАО «Газпром нефть» (дочернее общество ОАО «Газпром») создали совместное предприятие ООО «Ямал развитие». Группа владеет 50%-й долей участия в данной компании и учитывает свою долю в совместном предприятии по методу долевого участия.

30 ноября 2010 г. «Ямал развитие» приобрел 51%-ую долю участия в ООО «СеверЭнергия» за 48'715 млн рублей, выплаченных в момент приобретения. Сделка была профинансирована займами на общую сумму 56'247 млн рублей, выданными компании «Ямал развитие» его учредителями пропорционально долям участия (см. Примечание 8). «НОВАТЭК» профинансировал свою часть займа, выданного «Ямал развитию», средствами бридж-кредита (см. Примечание 15).

«СеверЭнергия» через свои три 100%-ных дочерних общества владеет лицензиями на разработку и добычу углеводородов, перечисленными ниже:

Дочернее общество ООО «СеверЭнергия»	Лицензионные участки	Срок истечения лицензии
ОАО «Арктическая газовая компания»	Самбургский и Ево-Яхинский	2018
ЗАО «Уренгойл Инк.»	Яро-Яхинский	2018
ОАО «Нефтегазтехнология»	Северо-Часельский	до полной отработки месторождения

Доказанные запасы на этих месторождениях согласно оценке компании DeGolyer & MacNaughton по классификации запасов PRMS и SEC по состоянию на 31 декабря 2010 г. составляли приблизительно 245 млрд и 224 млрд куб. метров природного газа 42 млн и 39 млн тонн жидких углеводородов соответственно.

В рамках приобретения «Ямал развитие» также предоставил займ в сумме 7'532 млн рублей «СеверЭнергии», который был использован для досрочного погашения займов, выданных ранее предыдущими акционерами.

Как описано выше, «Ямал развитие» приобрел 51%-ую долю участия «СеверЭнергии», однако 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 её 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 (см. Примечание 7). Данная сделка предоставила Группе эффективную долю участия в «СеверЭнергии» в размере 25,5%.

На 31 декабря 2010 г. в соответствии с МСФО (IAS) 31 «Участие в совместных предприятиях» Группа оценила предварительную справедливую стоимость идентифицируемых активов и обязательств «СеверЭнергии» и её дочерних обществ и признала предварительные оценки для этих статей. В течение 2011 года руководство привлекло независимого оценщика для определения справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств компании на дату приобретения. Оценка была закончена в декабре 2011 года. В результате предварительная стоимость долгосрочных активов и долгосрочных обязательств были уменьшены на 735 млн и 622 млн рублей соответственно, а на оставшиеся 113 млн рублей были изменены другие статьи. Основные изменения в предварительной оценке справедливой стоимости связаны с изменением справедливой стоимости основных средств и лицензий на месторождения. Пересмотр, сделанный к предварительной оценке, был отражен на дату приобретения. В результате деловая репутация (гудвилл) не была признана в учетной стоимости инвестиции в совместное предприятие. Заключительное распределение покупной цены не привело к корректировке сравнительных данных.

ОАО «НОВАТЭК»

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

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Представленная ниже таблица детализирует окончательную справедливую стоимость, представляющую 100% активов и обязательств «СеверЭнергии» и её дочерних обществ.

<i>ООО «СеверЭнергия» и его дочерние общества</i>	<i>Окончательная справедливая стоимость на дату приобретения</i>
Основные средства	136'493
Денежные средства и их эквиваленты	1'515
Прочие текущие активы	2'427
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(22'060)
Прочие долгосрочные обязательства	(268)
Краткосрочные заемные средства	(19'613)
Прочие текущие обязательства	(2'974)
Итого идентифицируемые чистые активы	95'520
Цена приобретения	48'715
Справедливая стоимость доли «Ямал развития» в чистых активах «СеверЭнергии» (51% от 95'520 млн рублей)	(48'715)
Деловая репутация (гудвилл)	-

Выбытие доли владения в ЗАО «Тернефтегаз»

24 июня 2009 г. «НОВАТЭК» и TOTAL E&P ACTIVITIES PETROLIERES (далее – «TOTAL») подписали Базовые условия соглашения (далее – «Соглашение»), устанавливающие основные положения совместной деятельности по реализации проекта разведки и разработки Термокарстового газоконденсатного месторождения, расположенного в ЯНАО.

Соглашение предусматривает создание совместного предприятия путем приобретения компанией «TOTAL» 49%-ой доли владения в ЗАО «Тернефтегаз» (ранее общество с ограниченной ответственностью ООО «Тернефтегаз») – 100%-го дочернего общества Группы, владеющего лицензией на геологическое изучение и добычу природного газа и газового конденсата на Термокарстовом месторождении. По условиям Соглашения в течение двух лет совместное предприятие должно завершить геологоразведочные работы и подготовить проект разработки и обустройства месторождения с целью принятия финального инвестиционного решения в 2011 году. В декабре 2011 года такое инвестиционное решение было принято, последующий план разработки был утвержден.

В декабре 2009 года Группа подписала договор купли-продажи с компанией «TOTAL Termokarstovoye B.V.», аффилированной компанией «TOTAL», на:

- продажу 28%-ой доли владения в «Тернефтегазе» за 24,1 млн долл. США, из которых 16 млн долл. США были выплачены в момент перехода права собственности, а оставшиеся 8,1 млн долл. США (отложенный платеж) подлежат выплате в случае принятия «TOTAL» окончательного положительного инвестиционного решения по проекту (платеж получен в декабре 2011 года); и
- последующее увеличение доли «TOTAL» в «Тернефтегазе» до 49% путем подписки и выкупа акций дополнительной эмиссии общества за 18 млн долл. США.

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Исполняя первую часть договора купли-продажи, Группа передала право собственности на 28%-ную долю владения в «Тернефтегазе» компании «TOTAL Termokarstovoye B.V.» в феврале 2010 года. В январе 2010 года «Тернефтегаз» зарегистрировал в Федеральной службе по финансовым рынкам (ФСФР) дополнительную эмиссию акций, выкуп которой был завершен «TOTAL» в июне 2010 года. В сентябре 2010 года юридическое оформление второй части сделки было завершено и подписка на выпуск дополнительных акций была зарегистрирована компанией «TOTAL Termokarstovoye B.V.» в ФСФР.

Основываясь на условиях Соглашения и договора купли-продажи, обе эти сделки были отражены как единая операция, и в феврале 2010 года Группа отразила выбытие 49%-ой доли владения в «Тернефтегазе», признав общую выручку в сумме 982 млн рублей и доход от выбытия в сумме 1'466 млн рублей за вычетом соответствующего налога на прибыль в сумме 117 млн рублей.

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

	млн рублей
Денежные средства	483
Дебиторская задолженность в отношении отложенного платежа (8,1 млн долл. США по обменному курсу 30,11 рублей за долл. США, дисконтированные по ставке 5,1% годовых)	222
Доля Группы в средствах, полученных от дополнительной эмиссии акций (51% от 18 млн долл. США по обменному курсу 30,11 рублей за долл. США)	277
Итого полученная выручка	982
Минус: учетная стоимость выбывшей доли в чистых активах	(206)
Переоценка оставшейся доли владения в совместном предприятии	807
Доход от выбытия доли владения	1'583

Как описано выше, Группа сохранила 51%-ную долю владения в «Тернефтегазе», однако Соглашение предусматривает, что основные финансовые и операционные решения, касающиеся деятельности совместного проекта, должны быть единогласно утверждены обоими участниками, и ни один из акционеров не имеет права привилегированного голоса. В феврале 2010 года все управляющие органы совместного предприятия были учреждены, и Группа утратила контроль над «Тернефтегазом». В результате указанных изменений Группа определила «Тернефтегаз» как совместное предприятие и учитывает свою долю по методу долевого участия.

В соответствии с МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и индивидуальная финансовая отчетность» Группа переоценила оставшуюся долю владения в «Тернефтегазе» по справедливой стоимости на дату прекращения контроля, признав изменение стоимости доли в сумме 807 млн рублей как часть дохода от выбытия.

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

ЗАО «Тернефтегаз»	млн рублей
Учетная стоимость чистых активов на момент выбытия	420
Доля Группы в средствах, полученных от дополнительной эмиссии акций	277
Минус: учетная стоимость выбывшей доли в чистых активах	(206)
Переоценка оставшейся доли владения в совместном предприятии	807
Учетная стоимость вложения в совместное предприятие	1'298

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.

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**Приобретение контрольного пакета в зависимых компаниях**

15 февраля 2010 г. Группа увеличила доли участия в ООО «Ойлтехпродукт-Инвест», ООО «Петра Инвест-М» и ООО «Тайликснефтегаз», отраженных как зависимые компании, до 51% путем приобретения дополнительной 26%-ой доли участия в каждой из них за общую сумму 1'297 млн рублей, выплаченных денежными средствами. Данные нефтегазовые компании находятся на стадии проведения геологоразведочных работ и владеют лицензиями на геологическое изучение Средне-Часельского, Северо-Русского, Западно-Тазовского, Аномального и Северо-Ямсовейского участков недр. Данные лицензии действительны до 2012 и 2014 годов. Группа намеревается получить лицензии на добычу, основываясь на результатах проведенных разведочных работ. После приобретения в феврале 2010 года «Ойлтехпродукт-Инвест» получил лицензию на добычу на Западно-Часельском месторождении, действительную до 2030 года.

Все три компании не имели значительной операционной деятельности до и по состоянию на дату приобретения, и все считаются находящимися на ранней стадии геологоразведки; следовательно, данное приобретение не попадает под определение «бизнеса», приведенного в МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса». Стоимость приобретения была распределена, основываясь на соответствующей справедливой стоимости приобретенных активов (состоящих преимущественно из соответствующих лицензий на геологическое изучение месторождений) и предполагаемых обязательств.

Учетная стоимость идентифицируемых активов и принятых обязательств представлена ниже:

<i>млн рублей</i>	ООО «Ойлтехпродукт- Инвест»	ООО «Петра Инвест-М»	ООО «Тайликс- нефтегаз»	Итого
Основные средства	547	370	959	1'876
Прочие нефинансовые активы	531	199	314	1'044
Финансовые активы	190	9	18	217
Краткосрочные заемные средства	(769)	(519)	(862)	(2'150)
Прочие финансовые обязательства	(149)	(108)	(203)	(460)
Нефинансовые обязательства	(146)	(39)	(102)	(287)
Итого идентифицируемые чистые активы (обязательства)	204	(88)	124	240

Ниже в таблице представлена полная учетная стоимость лицензий на месторождения:

<i>млн рублей</i>	ООО «Ойлтехпродукт- Инвест»	ООО «Петра Инвест-М»	ООО «Тайликс- нефтегаз»	Итого
Учетная стоимость 25%-ой доли владения	438	369	407	1'214
Стоимость покупки 26%-ой доли владения	502	380	415	1'297
Отражение увеличение стоимости до 100%	903	720	791	2'414
Минус: идентифицируемые чистые активы (обязательства)	(204)	88	(124)	(240)
Учетная стоимость приобретенных лицензий на месторождения	1'639	1'557	1'489	4'685

ОАО «НОВАТЭК»

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

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Указанные выше основные средства в сумме 1'876 млн рублей и стоимость лицензий на месторождения в сумме 4'685 млн рублей включены в строку «Приобретение дочерних обществ» в Примечании 6.

Финансовая и операционная деятельность компаний «Ойлтехпродукт-Инвест», «Петра Инвест-М» и «Тайликснефтегаз» были незначительными по отношению к выручке и результатам финансовой деятельности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2010 г.

Приобретение дополнительных долей владения в дочерних обществах

В апреле 2010 года Группа увеличила доли владения в ООО «Ойлтехпродукт-Инвест», ООО «Петра Инвест-М» и ООО «Тайликснефтегаз» до 82,4%, 92,6% и 94,2% соответственно, путем дополнительных денежных вкладов в уставные капиталы указанных компаний. В мае 2010 года Группа увеличила доли владения в каждой из вышеупомянутых компаний до 100% путем выкупа оставшихся долей неконтролирующих акционеров. В результате этих двух операций Группа выплатила 629 млн рублей денежными средствами, снизила учетную стоимость доли неконтролирующих акционеров дочерних обществ на 2'368 млн рублей и отразила разницу в 1'739 млн рублей в составе нераспределенной прибыли.

В декабре 2010 года Группа осуществила присоединение «Ойлтехпродукт-Инвест», 100%-го дочернего общества Группы к ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз», 100%-му дочернему обществу Группы. В ноябре 2011 года Группа осуществила присоединение «Тайликснефтегаза», 100%-го дочернего общества Группы к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз», 100%-му дочернему обществу Группы. Вышеуказанные присоединения не оказали влияния на консолидированные финансовые и операционные результаты Группы.

Выбытие доли участия в ООО «НОВАТЭК-Полимер»

В сентябре 2010 года Группа продала 100%-ую долю участия в своем непрофильном дочернем обществе ООО «НОВАТЭК-Полимер» компании ЗАО «СИБУР Холдинг» за 2'400 млн рублей (недисконтированные), выплачиваемых до сентября 2013 года, отразив чистый убыток от выбытия в сумме 279 млн рублей после уплаты налога на прибыль от реализации в сумме 25 млн рублей. До момента полной выплаты суммы по сделке Группа будет удерживать 100%-ую долю участия в «НОВАТЭК-Полимере» в качестве обеспечения (залога) под дебиторскую задолженность.

Ниже представлены основные группы выбывших активов и обязательств:

<i>ООО «НОВАТЭК-Полимер»</i>	<i>млн рублей</i>
Основные средства	1'617
Отложенные налоговые активы	189
Товарно-материальные запасы	440
Финансовые активы	340
Прочие нефинансовые активы	160
Отложенные налоговые обязательства	(294)
Краткосрочные заемные средства	(113)
Прочие финансовые обязательства	(66)
Итого чистые активы	2'273

ОАО «НОВАТЭК»

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

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Представленная ниже таблица детализирует полученную выручку от выбытия «НОВАТЭК-Полимера».

	млн рублей
Денежные средства	287
Дебиторская задолженность в отношении отложенных платежей (2'113 млн рублей, дисконтированные по ставке 8% годовых)	1'732
Итого полученная выручка	2'019
Минус: учетная стоимость выбывших чистых активах	(2'273)
Итого убыток от выбытия	(254)

«НОВАТЭК-Полимер» представлял собой сегмент Группы «Производство и маркетинг полимерной продукции» (см. Примечание 31).

Приобретение ОАО «Тамбейнефтегаз»

1 июля 2010 г. Группа приобрела 100% акций компании ОАО «Тамбейнефтегаз» за 312 млн рублей (10 млн долл. США), из которых 75% было приобретено у связанных сторон за 234 млн рублей (7 млн долл. США) (см. Примечание 30). «Тамбейнефтегаз» представляет собой компанию, находящуюся на стадии разведки нефтегазовых ресурсов, и владеет лицензией на разведку и разработку Мало-Ямальского месторождения (действительна до 2019 года), расположенного в южной части полуострова Ямал (ЯНАО), с запасами природного газа и газового конденсата в соответствии с российской классификацией резервов (категории C1 + C2) в размере 161 млрд куб. метров и 14,4 млн тонн соответственно.

Поскольку «Тамбейнефтегаз» не имел существенной операционной деятельности до и по состоянию на дату приобретения и считался компанией на начальной стадии разработки месторождения, данное приобретение не удовлетворяет определению «бизнеса» в соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса». Стоимость приобретения была распределена на основании справедливой стоимости активов (главным образом лицензии на месторождение) и обязательств приобретенной компании.

Учетная стоимость идентифицируемых активов и принятых обязательств представлена ниже:

ОАО «Тамбейнефтегаз»	млн рублей
Основные средства	303
Отложенные налоговые активы	176
Прочие нефинансовые активы	23
Финансовые активы	12
Краткосрочные заемные средства	(641)
Проценты к уплате по краткосрочным заемным средствам	(229)
Обязательства по ликвидации активов	(165)
Прочие нефинансовые обязательства	(4)
Итого идентифицируемые чистые обязательства	(525)

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже в таблице представлена учетная стоимость приобретенной лицензии на месторождение:

	<u>млн рублей</u>
Стоимость покупки	312
Плюс: идентифицируемые чистые обязательства	525
Учетная стоимость лицензии на месторождение	837

Основные средства в сумме 303 млн рублей и стоимость лицензий на месторождение в сумме 837 млн рублей включены в строку «Приобретение дочерних обществ» в Примечании 6. Краткосрочные заемные средства в сумме 641 млн рублей и проценты к уплате по краткосрочным заемным средствам в сумме 229 млн рублей представляют собой задолженность перед обществами Группы, подлежащую погашению в ходе обычной финансово-хозяйственной деятельности.

Финансовая и операционная деятельность «Гамбейнефтегаза» были незначительными по отношению к выручке и результатам операционной деятельности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2010 г.

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 2011 и 2010 гг.:

	Активы, задействован- ные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы по капитальному строительству	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	157'955	19'885	5'319	183'159
Накопленный износ, истощение и амортизация	(20'436)	-	(1'275)	(21'711)
Остаточная стоимость на 1 января 2010 г.	137'519	19'885	4'044	161'448
Приобретение дочерних обществ	5'960	1'875	70	7'905
Поступление и приобретение	3'265	22'828	13	26'106
Ввод в эксплуатацию	27'018	(27'722)	704	-
Износ, истощение и амортизация	(6'461)	-	(367)	(6'828)
Выбытие дочерних обществ, нетто	-	(319)	(1'298)	(1'617)
Обесценение	(321)	-	-	(321)
Выбытие, нетто	(495)	(525)	(100)	(1'120)
Первоначальная стоимость	193'411	16'022	4'236	213'669
Накопленный износ, истощение и амортизация	(26'926)	-	(1'170)	(28'096)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 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

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. активы, задействованные в добыче нефти и газа, включают стоимость доказанных запасов углеводородного сырья в сумме 22'355 млн и 62'509 млн рублей соответственно за вычетом накопленной амортизации в сумме 10'300 млн и 8'915 млн рублей соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. активы, задействованные в добыче нефти и газа, включают стоимость, связанную с приобретением прав на недоказанные запасы, в сумме 14'061 млн и 6'991 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 2011 и 2010 гг., включены авансы на оборудование в сумме 3'781 млн и 2'676 млн рублей соответственно.

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., включены капитализированные проценты и курсовые разницы в размере 4'145 млн и 2'621 млн рублей соответственно. Ставки капитализации процентов за 2011 и 2010 годы, использованные для поступлений, составили 7,1% и 5,4% соответственно.

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В течение 2011 года ввод в эксплуатацию активов, задействованных в добыче нефти и газа, включает в себя завершение строительства третьего пускового комплекса второй очереди разработки Юрхаровского месторождения на сумму 9'785 млн рублей. В течение 2010 года ввод в эксплуатацию активов, задействованных в добыче нефти и газа, включает в себя завершение строительства второго и частичное завершение строительства третьего пусковых комплексов второй очереди разработки Юрхаровского месторождения на сумму 20'618 млн рублей.

В июне 2011 года в результате участия в конкурсе Группа приобрела лицензии на разведку и добычу на Салмановском (Утреннем) и Геофизическом месторождениях, а также 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%-ую долю владения в «Ямал СПГ» и учла свою долю в чистых активах компании по методу долевого участия (см. Примечание 7).

Сверка износа, истощения и амортизации приведена ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Износ, истощение и амортизация в составе операционных расходов (исключая 111 млн рублей и ноль млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно, относящиеся к объектам нематериальных активов)	9'166	6'616
Износ, истощение и амортизация в составе общехозяйственных и управленческих расходов (см. Примечание 22)	198	141
Износ, истощение и амортизация, капитализированные в процессе оказания внутригрупповых услуг по строительству	86	71
Итого износ, истощение и амортизация	9'450	6'828

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., никакие объекты основных средств не были переданы в залог под обеспечение кредитов Группы. Обесценение основных средств в размере 620 млн и 321 млн рублей было признано в отношении активов, задействованных в добыче нефти и газа, за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 28.

Обязательства по ликвидации активов. Оценочная стоимость демонтажа нефтегазодобывающего оборудования, трубопроводов и относящегося к ним оборудования по переработке, включая затраты на их ликвидацию и восстановление участков недр, составила 1'615 млн и 1'115 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно и была отражена в составе стоимости активов, задействованных в добыче нефти и газа. Группа оценивала подобные обязательства исходя из требований действующего законодательства, используя расчетные показатели затрат в период их ожидаемого возникновения после окончания отчетного периода и по 2051 год. Государственные органы власти регулярно пересматривают правовые нормы и их применение на практике. Соответственно, фактические суммы обязательств Группы могут отличаться от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК»

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

7 ВЛОЖЕНИЯ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

	На 31 декабря:	
	2011	2010
<i>Совместные предприятия:</i>		
ОАО «Ямал СПГ»	89'549	-
ОАО «Сибнефтегаз»	24'187	25'758
ООО «Ямал развитие» (консолидированный)	8'100	-
ЗАО «Тернефтегаз»	1'193	1'268
Итого вложения в совместные предприятия	123'029	27'026

В июне 2011 года уставный капитал ООО «Ямал развитие» был увеличен на 20 млрд рублей путем реструктуризации займов (включая начисленные проценты), выданных компании участниками, из которых 10 млрд рублей (включая начисленные проценты в сумме 225 млн рублей) относятся к «НОВАТЭКу» (см. Примечание 8).

Сумма вложения Группы в «Ямал развитие» по состоянию на 31 декабря 2010 г. была признана равной нулю в связи с превышением накопленного с момента приобретения убытка компании над суммой инвестиции Группы. Сумма превышения убытков над суммой вложения Группы в совместное предприятие в размере 238 млн рублей была отнесена на уменьшение долгосрочных займов, выданных Группой совместному предприятию (см. Примечание 8).

Как описано в Примечании 5, в октябре 2011 года Группа утратила контроль над ОАО «Ямал СПГ». В результате данных изменений доля Группы в «Ямал СПГ» стала учитываться по методу долевого участия.

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
На 1 января	27'026	1'214
Доля в прибыли (убытке) вложений в совместные предприятия до налогообложения	(4'725)	(412)
Доля в льготах (расходах) по налогу на прибыль	845	66
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(3'880)	(346)
Приобретения совместных предприятий	-	25'836
Вложение в уставный капитал	10'000	-
Убытки (сторнирование убытков), превышающие вложения в совместные предприятия, отнесенные на уменьшение долгосрочных займов, выданных этим компаниям	(238)	238
Выбытие дочерних обществ, приводящее к признанию вложений в совместные предприятия	90'121	1'298
Увеличение доли участия до контроля, приводящее к прекращению учета по методу долевого участия	-	(1'214)
На 31 декабря	123'029	27'026

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 2011 и 2010 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 2011 г.</i>	Внеобо- ротные активы	Оборот- ные активы	Долго- срочные обязате- льства	Текущие обязате- льства	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: инвестиции и доли убытков «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)	
<i>По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2010 г.</i>	Внеобо- ротные активы	Оборот- ные активы	Долго- срочные обязате- льства	Текущие обязате- льства	Чистые активы	Выручка	Прибыль (убыток)	% владения
«Ямал развитие» (консолидированный)	28'050	27	27'886	191	-	-	(248)	50%
СеверЭнергия	35'076	1'005	5'962	5'812	24'307	-	(50)	25,5%
Минус: инвестиции и доли убытков «Ямал развития» в «СеверЭнергии»	(24'307)	-	-	-	(24'307)	-	50	-
«Сибнефтегаз»	42'369	712	16'046	1'277	25'758	157	(68)	51%
«Тернефтегаз»	1'543	170	442	3	1'268	2	(30)	51%
Итого	82'731	1'914	50'336	7'283	27'026	159	(346)	

Как указано выше, по состоянию на 31 декабря 2011 г. балансовая стоимость вложений Группы в «Ямал СПГ», составившая 89'549 млн рублей, отличается от доли Группы в чистых активах, равной 66'693 млн рублей. Разница в сумме 22'856 млн рублей относится к признанию второго и третьего транша вознаграждения от продажи 20%-ой 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:	
	2011	2010
Займы выданные в рублях	9'737	38'923
Займы выданные в долларах США	220	102
Итого	9'957	39'025
Минус: текущая часть долгосрочных займов выданных	(634)	(968)
Итого долгосрочные займы выданные	9'323	38'057
Долгосрочная дебиторская задолженность	22'027	2'063
Проценты по займам выданным (долгосрочные)	780	31
Итого долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	32'130	40'151

Займы выданные в рублях. 15 декабря 2010 г. Группа выдала два займа компании ОАО «Сибнефтегаз», совместному предприятию Группы, в сумме 7'429 млн и 3'609 млн рублей. Первый займ выдан с процентной ставкой 10% годовых и сроком погашения в ноябре 2014 года. Второй займ выдан с процентной ставкой 9,5% годовых и погашается ежеквартальными равными платежами с марта 2011 года по ноябрь 2014 года. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. займы, предоставленные «Сибнефтегазу», составили 9'737 млн и 11'038 млн рублей соответственно (см. Примечание 30).

29 ноября 2010 г. Группа выдала займ компании ООО «Ямал развитие», совместному предприятию Группы, в сумме 28'123 млн рублей. Займ выдан с процентной ставкой 8% годовых и имеет срок погашения ноябрь 2011 года. Однако для целей данной консолидированной финансовой отчетности займ был признан как часть чистой инвестиции в совместное предприятие и классифицирован как долгосрочный. По состоянию на 31 декабря 2010 г. займ был отражен в сумме 28'123 за минусом суммы убытков «Ямал развития», превышающих сумму инвестиции Группы на 238 млн рублей (см. Примечание 7). В июне 2011 года «НОВАТЭК» реструктуризировал 9'775 млн рублей данного займа, исключая начисленные проценты, в капитал компании (см. Примечание 7).

В ноябре 2011 года участники «Ямал развития» приняли решение о пропорциональном увеличении уставного капитала путем конвертации в капитал оставшейся непогашенной части займа на сумму 32'697 млн рублей, выданного компании, включая начисленные проценты. По состоянию на 31 декабря 2011 г. процесс государственной регистрации нового устава не был завершен, в результате чего пропорциональный вклад Группы в размере 16'348 млн рублей, включая начисленные проценты в сумме 1'162 млн рублей, был отражен в составе долгосрочной дебиторской задолженности (см. Примечание 30).

В декабре 2011 года акционеры компании ОАО «Ямал СПГ», совместного предприятия Группы, приняли решение об увеличении уставного капитала путем подписки и выкупа акций дополнительной эмиссии общества на сумму 10'780 млн рублей, которая была полностью оплачена. 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 была отражена в составе долгосрочной дебиторской задолженности. После дополнительной эмиссии акций доля Группы в «Ямал СПГ» не изменится.

Резервов под обесценение долгосрочных займов выданных и дебиторской задолженности в консолидированном отчете о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 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:	
	2011	2010
Природный газ и жидкие углеводороды по себестоимости	1'146	1'090
Сырье и материалы по себестоимости	400	575
Сырье и материалы по чистой цене реализации (за вычетом резерва под обесценение на сумму 31 млн и 33 млн рублей на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно)	133	192
Прочие товарно-материальные запасы	4	11
Итого товарно-материальные запасы	1'683	1'868

Обесценение товарно-материальных запасов в силу утраты ими потребительских свойств составило ноль и 8 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. никакие товарно-материальные запасы не были переданы в залог под обеспечение кредитов или кредиторской задолженности Группы.

10 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря:	
	2011	2010
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 133 млн и ноль млн рублей на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно)	14'900	7'031
Прочая дебиторская задолженность	1'703	1'445
Проценты по займам выданным	96	194
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	16'699	8'670

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.

В пользу Группы были открыты аккредитивы в банках с рейтингом инвестиционной категории под обеспечение торговой дебиторской задолженности на сумму 1'706 млн и 1'667 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно. Кроме того, Группа удерживает 100%-ую долю участия в ООО «НОВАТЭК-Полимер» в качестве обеспечения (залога) под прочую дебиторскую задолженность от ЗАО «СИБУР Холдинг» (см. Примечание 5). Группа не имеет иного обеспечения торговой и прочей дебиторской задолженности (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)

10 ТРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Торговая и прочая дебиторская задолженность, которая просрочена менее чем на три месяца, как правило, не считается обесцененной, за исключением случаев, когда имеются другие признаки обесценения. Торговая и прочая дебиторская задолженность в сумме 478 млн и 8 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно была просроченной, но не была обесценена.

Группа расширила реализацию природного газа большему количеству средних и мелких потребителей в результате недавних приобретений региональных газовых сбытовых компаний. Группа признает обесценение на основании истории платежей такой задолженности, если считает это необходимым.

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

	На 31 декабря:	
	2011	2010
Просроченная до 90 дней	343	-
Просроченная от 91 до 360 дней	135	-
Просроченная более 360 дней	-	8
Итого просроченная, но необесцененная	478	8
Непросроченная и необесцененная	16'221	8'662
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	16'699	8'670

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
На 1 января	-	7
Создание резерва	184	184
Приобретение дочерних обществ	76	-
Списание нереальной к взысканию задолженности	(107)	(191)
Списание неиспользованного резерва	(20)	-
На 31 декабря	133	-

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:	
	2011	2010
Финансовые активы		
Займы выданные, деноминированные в рублях	6'859	969
Краткосрочные банковские депозиты	17	-
Нефинансовые активы		
НДС, подлежащий возмещению	1'550	1'340
Предоплаты и авансы поставщикам (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 12 млн и 89 млн рублей на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно)	3'322	2'388
Отложенные таможенные пошлины по экспорту стабильного газового конденсата	922	1'151
Предоплаты по налогам, кроме налога на прибыль	668	912
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	1'139	824
Отложенные расходы на транспортировку стабильного газового конденсата	413	514
Прочие текущие активы	60	406
Итого предоплаты и прочие текущие активы	14'950	8'504

29 апреля 2011 г. прямые и не прямые акционеры ООО «СеверЭнергия», совместного предприятия «Ямал развития», предоставили «СеверЭнергии» кредитную линию с финансированием пропорционально долям участия на общую сумму до 31 млрд рублей, из которых 25,5% или 7'905 млн рублей относятся к «НОВАТЭКу». Процентная ставка по данной кредитной линии составляет МосПрайм + 3% годовых (9,78% по состоянию на 31 декабря 2011 г.), срок погашения в апреле 2012 года. По состоянию на 31 декабря 2011 г. по данному соглашению «НОВАТЭК» предоставил 6'225 млн рублей (см. Примечание 30).

12 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	На 31 декабря:	
	2011	2010
Денежные средства на расчетных счетах	7'958	4'509
Депозиты, деноминированные в рублях (средняя процентная ставка 4,5% и 2,4% годовых за 2011 и 2010 годы соответственно)	4'986	4'105
Депозиты, деноминированные в долларах США (средняя процентная ставка 0,8% и 0,3% годовых за 2011 и 2010 годы соответственно)	10'822	1'584
Депозиты, деноминированные в прочих валютах	65	40
Итого денежные средства и их эквиваленты	23'831	10'238

Все депозиты имеют 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:	
	2011	2010
Облигации выпущенные, деноминированные в долларах США	39'982	-
Заемные средства, деноминированные в рублях	24'966	24'948
Заемные средства, деноминированные в долларах США	20'559	19'129
Облигации выпущенные, деноминированные в рублях	9'971	9'949
Итого	95'478	54'026
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(20'298)	(6'952)
Итого долгосрочные заемные средства	75'180	47'074

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. долгосрочные заемные средства Группы с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	На 31 декабря:	
	2011	2010
Еврооблигации сроком 10 лет	20'776	-
Еврооблигации сроком 5 лет	19'206	-
Сбербанк	14'966	14'948
Газпромбанк	10'000	10'000
Рублевые облигации	9'971	9'949
Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited	7'685	-
Нордеа Банк	6'439	6'095
ЮниКредит Банк	6'435	6'082
Синдицированные заемные средства	-	6'952
Итого	95'478	54'026

Еврооблигации. 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 оплате каждые полгода. По состоянию на 31 декабря 2011 г. общая задолженность составила 39'982 млн рублей (1'242 млн долл. США) с учетом несамортизированных транзакционных расходов в сумме 263 млн рублей.

Сбербанк. 16 декабря 2010 г. Группа получила займ от ОАО «Сбербанк» в сумме 15 млрд рублей на общекорпоративные цели, включая финансирование капитального строительства. Процентная ставка составляет 7,5% годовых, займ подлежит погашению в декабре 2013 года. По состоянию на 31 декабря 2011 г. задолженность по данному займу составила 14'966 млн рублей с учетом несамортизированных транзакционных расходов в сумме 34 млн рублей.

Газпромбанк. 3 ноября 2009 г. Группа заключила кредитное соглашение с ОАО «Газпромбанк», сумма доступных кредитных средств по которому составляет 10 млрд рублей сроком погашения до ноября 2012 года. К концу 2010 года Группа выбрала полную сумму кредитной линии. В течение 2010 года и первых трех месяцев 2011 года Группа постепенно снизила процентную ставку с первоначальных 13% до 8% годовых. По состоянию на 31 декабря 2011 г. задолженность по данному займу составила 10 млрд рублей. В январе 2012 года займ был полностью погашен досрочно.

Рублевые облигации. В июне 2010 года Группа разместила 10 млн неконвертируемых рублевых облигаций с номинальной стоимостью одной облигации 1'000 рублей сроком погашения через три года и ставкой купона в размере 7,5% годовых, выплачиваемого раз в полгода. По состоянию на 31 декабря 2011 г. задолженность по данному займу составила 9'971 млн рублей с учетом несамортизированных транзакционных расходов в сумме 29 млн рублей.

13 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited. 5 апреля 2011 г. Группе была предоставлена кредитная линия в размере 300 млн долл. США по соглашению с Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited с процентной ставкой ЛИБОР + 1,45% годовых (2,03% по состоянию на 31 декабря 2011 г.). В апреле 2011 года Группа выбрала полную сумму кредитной линии в размере 300 млн долл. США с погашением до декабря 2013 года. Условия предоставления кредитной линии включали необходимость соблюдения ряда ограничительных финансовых условий. На 31 декабря 2011 г. задолженность по данному кредиту составила 7'685 млн рублей (239 млн долл. США), с учетом несамортизированных транзакционных расходов в сумме 42 млн рублей.

Нордеа Банк. 16 ноября 2010 г. Группа заключила кредитное соглашение с ОАО «Нордеа Банк» на сумму 200 млн долл. США со сроком погашения через 3 года. Процентная ставка по кредитной линии составляет ЛИБОР + 1,9% годовых (2,18% и 2,16% по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно). Условия предоставления кредита включали необходимость соблюдения ряда ограничительных финансовых условий. По состоянию на 31 декабря 2011 г. задолженность по данному кредиту составила 6'439 млн рублей (200 млн долл. США).

ЮниКредит Банк. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. заемные средства, деноминированные в долларах США, включали кредитную линию по соглашению с ЗАО «ЮниКредит Банк» сроком погашения до октября 2012 года в сумме 6'435 млн рублей (200 млн долл. США) с учетом несамортизированных транзакционных расходов в сумме 4 млн рублей, и 6'082 млн рублей (200 млн долл. США) с учетом несамортизированных транзакционных расходов в сумме 13 млн рублей, соответственно. Процентная ставка по данному кредитному соглашению составила ЛИБОР + 4,65% годовых с 25 февраля 2010 г. и ЛИБОР + 3,25% годовых с 11 января 2011 г. (3,52% и 4,92% по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно). Условия предоставления кредита включали необходимость соблюдения ряда ограничительных финансовых условий.

Синдицированные заемные средства. По состоянию на 31 декабря 2010 г. заемные средства, деноминированные в долларах США, включали необеспеченный синдицированный кредит в сумме 6'952 млн рублей (228 млн долл. США) с учетом несамортизированных транзакционных расходов в сумме 15 млн рублей. Процентная ставка по кредитной линии составила ЛИБОР + 1,5% годовых (1,79% по состоянию на 31 декабря 2010 г.). В апреле 2011 года задолженность по кредитной линии была полностью погашена в соответствии с графиком платежей.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств Группы по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлена ниже:

	На 31 декабря:	
	2011	2010
Еврооблигации сроком 10 лет	21'150	-
Еврооблигации сроком 5 лет	19'414	-
Сбербанк	14'539	15'000
Газпромбанк	9'928	10'122
Рублевые облигации	10'000	10'061
Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited	7'561	-
ЮниКредит Банк	6'439	6'139
Нордеа Банк	6'256	5'814
Синдицированные заемные средства	-	6'885
Итого	95'287	54'021

ОАО «НОВАТЭК»

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

13 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Сроки погашения долгосрочных займов по состоянию на 31 декабря 2011 г. представлены ниже:

<i>Период погашения:</i>	<i>млн рублей</i>
С 1 января 2013 г. по 31 декабря 2013 г.	35'198
С 1 января 2014 г. по 31 декабря 2014 г.	-
С 1 января 2015 г. по 31 декабря 2015 г.	-
С 1 января 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	19'206
После 31 декабря 2016 г.	20'776
Итого долгосрочные заемные средства	75'180

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» пожизненные ежемесячные выплаты, которые прекращаются в случае их трудоустройства. Сумма выплат, которые должны быть сделаны, зависит 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 план с установленными выплатами (не обеспеченный активами) 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:

	На 31 декабря:	
	2011	2010
Текущая стоимость пенсионных обязательств с установленными выплатами	810	758
Непризнанная часть стоимости прошлых услуг	(146)	(200)
Обязательства по программе с установленными выплатами, признанные в консолидированном отчете о финансовом положении	664	558

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
На 1 января	758	620
Расходы в виде процентов	48	31
Выплачено пенсий	(13)	(8)
Текущие расходы по пенсионной программе	88	66
Стоимость прошлых услуг	-	51
Выбытие обязательств в результате выбытия дочерних обществ	-	(75)
Актuarные (прибыли) убытки	(71)	73
На 31 декабря	810	758

ОАО «НОВАТЭК»

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

14 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Текущие расходы по пенсионной программе	88	66
Расходы в виде процентов	48	31
Выбытие обязательств в результате выбытия дочернего общества	-	(75)
Актuarные (прибыли) убытки	(71)	73
Амортизация стоимости прошлых услуг	55	79
Затраты по программе выплат работникам, признанные в составе операционных расходов	120	174
<i>из которых следующие суммы были включены в расходы на оплату труда в составе статей:</i>		
Материалы, услуги и прочие	46	73
Общехозяйственные и управленческие расходы	74	101

В результате корректировки обязательств по программе, основанной на полученном опыте, Группа признала убыток в сумме 5 млн рублей и прибыль в сумме 5 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., в составе актуарных (прибылей) убытков.

Далее приведены основные актуарные допущения, принятые на 31 декабря 2011 и 2010 гг.:

	На 31 декабря:	
	2011	2010
Средневзвешенная ставка дисконтирования	7,4%	7,6%
Прогнозируемое увеличение вознаграждений работников	5,8%	10%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	5,8%	5%

Предполагаемые темпы роста средней заработной платы и пенсионных выплат работникам Группы рассчитаны с учетом прогноза уровня инфляции, анализа темпов роста заработной платы в прошлые периоды и политики Группы по вознаграждению работников. Прогноз уровня инфляции предполагает снижение с 5,9% в 2012 году до 4,7% в 2016 году и далее средний уровень инфляции составит 4,4%.

Допущения относительно продолжительности жизни основаны на статистических таблицах смертности за 1986-87 годы, выпущенных Государственным комитетом по статистике, которые руководство считает наиболее надежными и достоверными из всех, когда-либо составленных таблиц смертности населения России.

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

15 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

	На 31 декабря:	
	2011	2010
Заемные средства, деноминированные в долларах США	-	18'200
Итого	-	18'200
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	20'298	6'952
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	20'298	25'152

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

Бридж-кредит. По состоянию на 31 декабря 2010 г. заемные средства, деноминированные в долларах США, включали бридж-кредит в сумме 18'200 млн рублей (597 млн долл. США) с учетом несамортизированных транзакционных расходов в сумме 85 млн рублей. Бридж-кредит был привлечен для приобретения совместным предприятием Группы ООО «Ямал развитие» 51%-й доли участия в ООО «СеверЭнергия». Срок бридж-кредита составлял один год с единовременным погашением до 15 ноября 2011 г. Процентная ставка по бридж-кредиту составляла ЛИБОР + 1% годовых. В феврале 2011 года бридж-кредит был полностью погашен досрочно.

Доступные кредитные линии. Доступные кредитные линии по состоянию на 31 декабря 2011 г. представлены ниже:

	Номинал	Истекают в период	
		Менее 1 года	Между 1 и 2 годами
Креди Агриколь Корпоративный и Инвестиционный Банк ^(a)	100 млн долл. США	3'220	-
БНП ПАРИБА Банк ^(a)	100 млн долл. США	3'220	-
ЮниКредит Банк ^(a)	150 млн долл. США	4'829	-
Сбербанк ^(b)	40 млрд рублей	40'000	-
Итого доступные кредитные линии		51'269	-

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

^(b) – процентная ставка установлена в размере 9,2% годовых и сроком погашения до декабря 2014 года.

Группа также располагала доступными средствами по краткосрочным кредитным линиям в виде банковских овердрафтов, предоставленными Группе различными международными банками, на сумму 6'278 млн рублей (195 млн долл. США) и 5'943 млн рублей (195 млн долл. США) на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно. Условия использования кредитных линий предусматривают фиксированную либо переменную процентную ставку в зависимости от конкретных условий финансирования.

16 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 декабря:	
	2011	2010
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	5'187	2'194
Прочая кредиторская задолженность	16'615	24'760
Проценты, подлежащие уплате	1'009	53
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	743	412
Задолженность по заработной плате	1'124	897
Прочие обязательства	244	163
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	24'922	28'479

По состоянию на 31 декабря 2011 г. прочая кредиторская задолженность включала задолженность за покупку 49% акций ОАО «Ямал СПГ» в сумме 16'244 млн рублей (505 млн долл. США).

По состоянию на 31 декабря 2010 г. прочая кредиторская задолженность включала задолженность за покупку 51%-ной доли владения в ОАО «Сибнефтегаз» в сумме 21'176 млн рублей, которая была полностью погашена в марте 2011 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 2011 и 2010 гг. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10'593'682'000 штук по состоянию на обе даты.

Выкупленные собственные акции. В соответствии с программой выкупа собственных акций, одобренной Советом директоров 11 февраля 2008 г., Группа через свое 100%-ое дочернее общество Novatek Equity (Cyprus) Limited периодически приобретала обыкновенные акции ОАО «НОВАТЭК» в форме Глобальных Депозитарных Расписок (далее «ГДР») на Лондонской Фондовой бирже через независимых брокеров. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. на балансе Группы находилось 196'853 ГДР (1'969 тыс. обыкновенных акций) и 312'277 ГДР (3'123 тыс. обыкновенных акций) общей покупной стоимостью 281 млн и 446 млн рублей соответственно. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участия в голосовании.

В течение 2011 и 2010 годов Группа продала 115'424 ГДР (1'154 тыс. обыкновенных акций) и 106'956 ГДР (1'070 тыс. обыкновенных акций) за 536 млн рублей и 341 млн рублей, признав доход в размере 355 млн и 188 млн рублей соответственно, 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:	
	2011	2010
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 1 января	-	13
Дивиденды объявленные (*)	15'166	9'855
Дивиденды выплаченные (*)	(15'166)	(9'868)
Дивиденды, подлежащие выплате по состоянию на 31 декабря	-	-
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	5.00	3.25
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	50.0	32.5

(*) – исключая выкупленные собственные акции.

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в течение 2011 и 2010 годов, представлены ниже:

Окончательные за 2010 год: 2,50 руб. на акцию или 25,00 руб. на ГДР объявлены в апреле 2011 года	7'591
Промежуточные за 2011 год: 2,50 руб. на акцию или 25,00 руб. на ГДР объявлены в октябре 2011 года	7'591
Итого дивиденды, объявленные в 2011 году	15'182
Окончательные за 2009 год: 1,75 руб. на акцию или 17,50 руб. на ГДР объявлены в апреле 2010 года	5'314
Промежуточные за 2010 год: 1,50 руб. на акцию или 15,00 руб. на ГДР объявлены в октябре 2010 года	4'554
Итого дивиденды, объявленные в 2010 году	9'868

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 РСБУ. Российское законодательство устанавливает в качестве базы для распределения чистую прибыль. За 2011 и 2010 годы «НОВАТЭК» отразил в опубликованной бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии с требованиями российского законодательства, чистую прибыль в размере 39'714 млн и 21'323 млн рублей соответственно. Сальдо накопленной нераспределенной прибыли с учетом чистой прибыли соответствующих годов составило 120'889 млн и 81'176 млн рублей на 31 декабря 2011 и 2010 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 представляет собой вознаграждения с денежными выплатами и базируется на рыночных котировках ГДР Группы, публично торгующихся на Лондонской фондовой бирже (далее – «ЛФБ») под символом «NVTК». По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. программа включала 146 и 164 участника 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.

ОАО «НОВАТЭК»

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

18 ПРОГРАММА ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКЦИЙ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

	Количество ГДР	Средневзвешенная цена или цена закрытия (ЛФБ), долл. США за ГДР
Общее количество ГДР в Программе на 12 февраля 2010 г.	407'766	68.1
Выданные	5'352	94.1
Исполненные	-	-
Право на которые утрачено	(30'750)	-
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

Программа предусматривает три этапа, каждый продолжительностью один год, заканчивающиеся 31 января 2011, 2012 и 2013 гг. 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 денежной 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.

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 основывается на временном промежутке оказания услуг участниками.

Справедливая стоимость Программы определена, исходя из следующих допущений:

	2011	2012
Ожидаемая волатильность	49,84%	49,84%
Безрисковая ставка	-	0,67%
Ожидаемая продолжительность опциона (лет)	0,09	1,09
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 доллара 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:	
	2011	2010
Общехозяйственные и управленческие расходы	235	400
<i>Обязательства, включенные в строку</i>	На 31 декабря:	
	2011	2010
Прочие долгосрочные обязательства	226	236
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	244	164
Итого обязательств по программе вознаграждения с использованием акций	470	400

19 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Реализация природного газа	110'932	71'060
Реализация стабильного газового конденсата	46'778	29'754
Реализация сжиженного углеводородного газа	15'227	12'747
Реализация нефти	2'479	1'458
Реализация продуктов переработки нефти и газа	186	143
Итого выручка от реализации нефти и газа	175'602	115'162

20 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Транспортировка природного газа покупателям	34'441	26'569
Транспортировка жидких углеводородов железнодорожным транспортом	9'638	7'350
Транспортировка жидких углеводородов танкерами	3'647	2'771
Транспортировка нефти покупателям	281	190
Транспортировка нестабильного газового конденсата от месторождений до перерабатывающих заводов по трубопроводам третьих сторон	-	307
Прочие	169	13
Итого транспортные расходы	48'176	37'200

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:	
	2011	2010
Налог на добычу полезных ископаемых	14'523	7'861
Налог на имущество	1'742	1'482
Акциз и топливный налог	998	454
Прочие налоги	294	280
Итого налоги, кроме налога на прибыль	17'557	10'077

В 2011 и 2010 годах ставка налога на добычу полезных ископаемых для природного газа была установлена в размере 237 и 147 рублей за тыс. куб. метров.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых для газового конденсата установлена на уровне 17,5% от выручки, полученной добывающими компаниями Группы от реализации газового конденсата.

В соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации ставка налога на добычу полезных ископаемых для нефти рассчитывается на основе среднерыночной цены на нефтяную смесь марки «Юралс» (Urals blend) и среднего обменного курса рубля за соответствующий налоговый период.

22 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Оплата труда	4'650	3'874
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	1'212	774
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	774	504
Расходы на командировки сотрудников	218	265
Амортизация административных зданий	198	141
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	178	149
Расходы по аренде	140	270
Вознаграждение Совета директоров	103	93
Услуги по управлению концессией	63	125
Услуги банка	58	59
Прочие	624	479
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	8'218	6'733

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 переназначается 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:	
	2011	2010
Вознаграждение за аудиторские услуги (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы и обязательный российский аудит материнской компании)	39	36
Вознаграждение за услуги, кроме аудиторских	1	4
Итого вознаграждения и услуги аудиторов	40	40

23 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Оплата труда	2'953	2'572
Услуги по ремонту и эксплуатации	1'435	640
Расходы на электроэнергию и топливо	405	388
Сырье и материалы	309	1'386
Расходы на охрану объектов	237	179
Расходы на транспортировку	184	106
Расходы на услуги по переработке	99	566
Расходы на аренду	43	27
Прочие	282	208
Итого материалы, услуги и прочие расходы	5'947	6'072

24 ПОКУПКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Покупка природного газа	5'854	-
Покупка жидких углеводородов	140	154
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	5'994	154

Покупка природного газа включала в себя объемы, купленные у ОАО «Сибнефтегаз», совместного предприятия Группы, приобретенного в декабре 2010 года (см. Примечание 5), пропорционально доле владения в общей добыче на сумму 3'661 млн рублей (см. Примечание 30), а также у одного из дочерних обществ ОАО «Газпром» после приобретения Группой в ноябре 2011 года российской региональной сбытовой компании природного газа ООО «Газпром межрегионгаз Челябинск» (см. Примечание 5) на сумму 1'929 млн рублей.

ОАО «НОВАТЭК»

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

25 ДОХОДЫ (РАСХОДЫ) ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Расходы в виде процентов (с учетом транзакционных расходов)	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
6,604% по 650 млн долл. США Еврооблигаций, февраль 2021 года	1'165	-
7,5% по 15 млрд рублей от Сбербанка, декабрь 2013 года	1'144	46
5,326% по 600 млн долл. США Еврооблигаций, февраль 2016 года	879	-
8% по 10 млрд рублей от Газпромбанка, ноябрь 2012 года ⁽¹⁾	805	700
7,5% по 10 млрд рублей Облигаций, июнь 2013 года	772	392
ЛИБОР+3,25% по 200 млн долл. США от ЮниКредит Банка, октябрь 2012 года ⁽¹⁾	215	325
ЛИБОР+1,45% по 300 млн долл. США от Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited, декабрь 2013 года	148	-
ЛИБОР+1,9% по 200 млн долл. США от Нордеа Банка, ноябрь 2013 года	125	-
ЛИБОР+1,5% по 800 млн долл. США Синдицированные заемные средства, апрель 2011 года	37	318
8,5% по 5 млрд рублей от Сбербанка, февраль 2011 года ⁽¹⁾	-	341
Прочие расходы в виде процентов ⁽²⁾	132	70
Подитог	5'422	2'192
Минус: капитализированные проценты	(3'709)	(2'166)
Расходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	1'713	26
МСФО (IAS) 32 и МСФО (IAS) 39 “Финансовые инструменты” – переоценка по справедливой стоимости	212	198
Обязательства по ликвидации активов: высвобождение дисконта текущей стоимости	225	213
Итого расходы в виде процентов	2'150	437
⁽¹⁾ – процентные ставки были уменьшены в течение периодов (см. Примечание 13).		
⁽²⁾ – включая заемные средства с процентными ставками, подлежащими обсуждению на момент привлечения денежных средств (см. Примечание 15).		
Доходы в виде процентов	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Доходы в виде процентов от денежных средств и их эквивалентов	355	170
Доходы в виде процентов по займам выданным	2'828	328
Доходы в виде процентов (на основе исторической стоимости)	3'183	498
МСФО (IAS) 32 и МСФО (IAS) 39 “Финансовые инструменты” – переоценка по справедливой стоимости	209	100
Итого доходы в виде процентов	3'392	598

ОАО «НОВАТЭК»

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

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:	
	2011	2010
Прибыль до налога на прибыль	135'025	51'082
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 20%	27'005	10'216
Причины увеличения (уменьшения):		
Постоянные разницы в отношении доли в убытках вложений, учитываемых по методу долевого участия	776	-
Затраты, не принимаемые для уменьшения налогооблагаемой базы	686	538
Налогообложение русских дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(118)	-
Налогообложение иностранных дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(226)	(112)
Списание отложенных налогов	342	31
Выбытие 20% доли ОАО «Ямал СПГ»	(12'473)	-
Прочие постоянные разницы	(258)	131
Расходы по налогу на прибыль	15'734	10'804

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Налог на прибыль в соответствии с российским законодательством	12'364	9'289
Налог на прибыль иностранных дочерних обществ	103	116
Расходы по текущему налогу на прибыль	12'467	9'405

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная российским законодательством ставка налога на прибыль в 2011 и 2010 годах составила 20%. За годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 11,7% и 21,2% соответственно. Исключая эффект от выбытия 20%-ой доли в «Ямал СПГ», эффективная ставка налога на прибыль Группы за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., составила 21,7%.

Группа не являлась консолидированным налогоплательщиком за 2010 год и не будет им являться в 2011 году. Вместо этого каждое дочернее общество предоставляет отдельную декларацию (и за 2011 год также) в соответствующие налоговые органы, в основном в Российской Федерации. Начиная с 1 января 2012 г., российское налоговое законодательство стало содержать возможность подачи единой консолидированной декларации по налогу на прибыль. Руководство Группы рассмотрело эту возможность и намерено зарегистрировать «НОВАТЭК» и его основные добывающие дочерние общества в качестве консолидированной группы налогоплательщиков по налогу на прибыль с 2012 года.

26 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 «Ямал СПГ», подлежащей ожидаемой продаже, оценивается равная учетной стоимости.

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

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

	На 31 декабря:	
	2011	2010
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	660	1'392
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(12'805)	(9'473)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль, нетто	(12'145)	(8'081)

Активы по отложенному налогу на прибыль, подлежащие возмещению в течение 12 месяцев, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. составляли 462 млн и 747 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., составляли 199 млн и 258 млн рублей соответственно.

Изменение активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль в течение 2011 и 2010 годов представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2011 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Приобретения	Выбытия	На 31 декабря 2010 г.
Основные средства	(14'388)	(3'426)	-	138	(11'100)
Нематериальные активы	(324)	23	(265)	-	(82)
Прочие	(180)	(20)	(13)	-	(147)
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(14'892)	(3'423)	(278)	138	(11'329)
Товарно-материальные запасы	654	(167)	-	(83)	904
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	1'375	603	16	(519)	1'275
Обязательства по ликвидации активов	547	131	-	(80)	496
Прочие	171	(411)	11	(2)	573
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	2'747	156	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)

	На 31 декабря 2010 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Приобретения	Выбытия	На 31 декабря 2009 г.
Основные средства	(11'100)	(2'050)	(70)	282	(9'262)
Нематериальные активы	(82)	-	(82)	-	-
Прочие	(147)	(67)	-	11	(91)
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(11'329)	(2'117)	(152)	293	(9'353)
Товарно-материальные запасы	904	(14)	299	102	517
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	1'275	487	38	(181)	931
Обязательства по ликвидации активов	496	12	38	-	446
Прочие	573	233	(49)	(109)	498
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	3'248	718	326	(188)	2'392
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(8'081)	(1'399)	174	105	(6'961)

По состоянию на 31 декабря 2011 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 1'375 млн рублей (на 31 декабря 2010 г.: 1'275 млн рублей) в виде налоговых убытков, перенесенных на будущее, в размере 6'875 млн рублей (на 31 декабря 2010 г.: 6'375 млн рублей). Налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на размер налоговых убытков, перенесенных на будущее, в течение 10 лет с момента начисления с учетом некоторых ограничений. Руководство делает некоторые оценки и допущения при определении будущей налогооблагаемой прибыли и суммы возможных налоговых вычетов, в том числе при определении способности Группы получить достаточную для зачета налоговых вычетов сумму налогооблагаемой прибыли и временного периода, в котором эти налоговые вычеты могут быть зачтены.

ОАО «НОВАТЭК»

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

27 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА

Учетная политика по учету финансовых инструментов была применена в отношении следующих статей:

<i>Финансовые активы</i>	<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>	
	На 31 декабря:	
	2011	2010
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные займы выданные	9'323	38'057
Торговая и прочая дебиторская задолженность	22'807	2'094
<i>Текущие</i>		
Торговая и прочая дебиторская задолженность	16'699	8'670
Предоплаты и прочие текущие активы	6'876	969
Денежные средства и их эквиваленты	23'831	10'238
Итого учетная стоимость	79'536	60'028
<i>Финансовые обязательства</i>	<i>Оценены по амортизируемой стоимости</i>	
	На 31 декабря:	
	2011	2010
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные заемные средства	75'180	47'074
Прочие долгосрочные обязательства	-	110
<i>Текущие</i>		
Текущая часть долгосрочных заемных средств	20'298	6'952
Краткосрочные заемные средства	-	18'200
Торговая и прочая кредиторская задолженность	22'811	27'007
Итого учетная стоимость	118'289	99'343

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 подверженности Группы различным рискам, способным повлиять на финансовые результаты ее деятельности, Группа придерживается стратегии поддержания устойчивого финансового положения.

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

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

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

Изменения рыночных цен, которым подвержена Группа, включают изменение цен на товары, такие как нефть, 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, возникающих от различного воздействия, в основном, со стороны обменного курса доллара США. 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.

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

<i>На 31 декабря 2011 г.</i>	Российский рубль	Доллар США	Прочие	Итого
<i>Финансовые активы</i>				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные займы выданные	9'103	220	-	9'323
Торговая и прочая дебиторская задолженность	22'761	14	32	22'807
<i>Текущие</i>				
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8'692	7'618	389	16'699
Предоплаты и прочие текущие активы	6'859	-	17	6'876
Денежные средства и их эквиваленты	10'774	12'113	944	23'831
<i>Финансовые обязательства</i>				
<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)

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)

На 31 декабря 2010 г.	Российский рубль	Доллар США	Прочие	Итого
Финансовые активы				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные займы выданные	37'955	102	-	38'057
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'072	-	22	2'094
<i>Текущие</i>				
Торговая и прочая дебиторская задолженность	4'759	3'582	329	8'670
Предоплаты и прочие текущие активы	969	-	-	969
Денежные средства и их эквиваленты	6'085	3'169	984	10'238
Финансовые обязательства				
<i>Долгосрочные</i>				
Долгосрочные заемные средства	(34'897)	(12'177)	-	(47'074)
Прочие долгосрочные обязательства	-	(110)	-	(110)
<i>Текущие</i>				
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(6'952)	-	(6'952)
Краткосрочные заемные средства	-	(18'200)	-	(18'200)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(23'589)	(3'350)	(68)	(27'007)
Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2010 г.	(6'646)	(33'936)	1'267	(39'315)

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 2011 и 2010 гг. соответственно.

Эффект на прибыль до налога на прибыль	Увеличение курсов валют	На 31 декабря:	
		2011	2010
российский рубль / доллар США	10%	(5'838)	(3'394)

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, стабильным газовым конденсатом, нефтью и продуктами ее переработки 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.

Природный газ. Будучи независимым производителем газа, Группа не является объектом государственного регулирования цен на природный газ. 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 рамках этого плана в декабре 2010 года ФСТ одобрила 15%-ое увеличение регулируемых тарифов на 2011 год, вступившее в силу с 1 января 2011 г.

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

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. В соответствии с Правительственной программой регулирования внутреннего рынка 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. 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.

Жидкие углеводороды. Группа реализует всю свою нефть и газовый конденсат по спот-контрактам. Реализация газового конденсата на рынке США, Европы и стран Азиатско-Тихоокеанского региона (далее «АТР») основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки WTI, Brent IPE или Dubai либо нефть марок Naphtha Japan и CIF NWE соответственно плюс премия или минус дисконт в зависимости от текущей 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 и изменениях сопоставимых цен на нефть.

(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 переменных и фиксированных 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:	
	2011	2010
С переменной ставкой	20'559	37'327
С фиксированной ставкой	74'919	34'899
Итого заемные средства	95'478	72'226

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

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, и 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 сильно 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:

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	На 31 декабря:	
	2011	2010
Увеличение на 100 базисных пунктов	206	373

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 2011 и 2010 гг. или в течение 2011 и 2010 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 BBB, Группа требует обеспечение дебиторской задолженности в форме аккредитива в банках с рейтингом инвестиционной категории. Вся реализация жидких углеводородов на внутреннем рынке производится на основе 100%-ной предоплаты. Группа также требует 100%-ную предоплату от мелких покупателей за поставку природного газа и частичную предоплату от прочих покупателей. 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 газовых сбытовых компаний подверженность Группы кредитному риску в отношении мелких и средних потребителей и физических лиц возросла. Группа осуществляет мониторинг собираемости дебиторской задолженности путем анализа по срокам возникновения задолженности по группам покупателей и учитывая предыдущую историю платежей.

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

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 ее контрагентов.

Moody's и/или Fitch	На 31 декабря:	
	2011	2010
С рейтингом инвестиционной категории	9'059	4'489
Без рейтинга инвестиционной категории	1'581	1'338
Без независимого рейтинга	6'059	2'843
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	16'699	8'670

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

Moody's и/или Fitch	На 31 декабря:	
	2011	2010
С рейтингом инвестиционной категории	19'381	8'008
Без рейтинга инвестиционной категории	4'358	1'781
Без независимого рейтинга	92	449
Итого денежные средства и их эквиваленты	23'831	10'238

Кредитные рейтинги инвестиционного уровня соответствуют от Аaa до Baa3 по Moody's Investors Service и от AAA до BBB- по Fitch Rating.

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 или более. Группа использует различные краткосрочные кредитные линии. Такие кредитные линии и банковские овердрафты могут использоваться Группой для удовлетворения краткосрочных потребностей в финансировании. Для обеспечения потребностей в денежных средствах на более постоянной основе Группа обычно привлекает долгосрочные кредиты на доступных международных и внутренних рынках.

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

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

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

Все финансовые обязательства Группы представляют собой производные финансовые инструменты. Ниже представлены данные, которые обобщают сроки погашения финансовых обязательств Группы, основываясь на договорных недисконтированных платежах, включая выплату процентов.

<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
<i>На 31 декабря 2010 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	-	35'000
<i>Проценты</i>	2'725	2'372	1'411	-	6'508
Заемные средства с переменной процентной ставкой					
<i>Основная сумма</i> ^(*)	25'252	6'095	6'095	-	37'442
<i>Проценты</i>	656	413	78	-	1'147
Торговая и прочая кредиторская задолженность	27'007	-	-	-	27'007
Итого финансовые обязательства	55'640	18'880	32'584	-	107'104

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

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

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

Группа определяет термин «капитал» как капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», за вычетом чистого долга (общая сумма задолженности по займам минус денежные средства и их эквиваленты). В течение года, закончившегося 31 декабря 2011 г., изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было.

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.

28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2011 г. Группа приняла на себя обязательства в соответствии с подписанными договорами произвести капитальные затраты на общую сумму приблизительно 17'805 млн рублей (на 31 декабря 2010 г.: 9'834 млн рублей) на продолжение обустройства Юрхаровского месторождения (до конца 2013 года), обустройства Северо-Русского месторождения (до конца 2013 года) и Уренгойского месторождения (в рамках Олимпийского лицензионного участка, до конца 2013 года), строительство третьей очереди Пуровского завода по переработке конденсата (до конца 2013 года), комплекса по перевалке и фракционированию стабильного газового конденсата (до конца 2012 года), а также развитие Восточно-Таркосалинского и Ханчейского месторождений (до конца 2012 года). Кроме того, доля Группы в договорных обязательствах произвести капитальные затраты в совместных предприятиях составляет приблизительно 5'850 млн рублей на развитие Южно-Тамбейского (до конца 2013 года), Уренгойского (в рамках Самбургского лицензионного участка, до конца 2012 года) и Термокарстового (до конца 2013 года) месторождений (на 31 декабря 2010: 2'661 млн рублей).

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

Руководство считает, что по состоянию на 31 декабря 2011 г. 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.

Соблюдение условий лицензионных соглашений. Уполномоченные государственные органы периодически проверяют деятельность Группы на предмет соблюдения условий лицензионных соглашений на право пользования недрами. Руководство Группы 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 Группы 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.

ОАО «НОВАТЭК»

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

28 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Нефтегазовые месторождения и лицензионные участки Группы находятся на территории Ямало-Ненецкого Автономного Округа. Лицензии на них выдаются Федеральным агентством по недропользованию Министерства природных ресурсов, при этом Группа уплачивает налог на добычу полезных ископаемых при добыче нефти, 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
Уренгойское (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2026
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2044
Северо-Русское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	2031
Мало-Ямальское	ОАО «Гамбейнефтегаз»	2019
<i>Совместные предприятия:</i>		
Южно-Тамбейское	ОАО «Ямал СПГ»	2045
Термокарстовое	ЗАО «Тернефтегаз»	2021
Яро-Яхинское	ЗАО «Уренгойл Инк.»	2018
Уренгойское (Самбургский и Ево-Яхинский лицензионные участки)	ОАО «Арктическая газовая компания»	2018
Береговое	ОАО «Сибнефтегаз	2023
Пырейное	ОАО «Сибнефтегаз	2021
Северо-Часельское	ОАО «Нефтегазтехнология»	до полной отработки месторождения

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

Обязательства по охране окружающей среды. Группа и ее предшественники осуществляют деятельность в нефтегазовом секторе Российской Федерации в течение многих лет. Применение законодательства по охране окружающей среды в Российской Федерации продолжает развиваться, а обязанности уполномоченных государственных органов по надзору за его соблюдением постоянно пересматриваются. Группа периодически проводит оценку своих обязательств по охране окружающей среды и, по мере установления таких обязательств, незамедлительно начисляет их в качестве расходов, если получение будущих выгод маловероятно. Потенциальные обязательства по охране окружающей среды, возникающие в связи с изменением интерпретаций существующего законодательства, судебными исками или изменениями в законодательстве, не могут быть оценены. По мнению руководства, при существующей системе контроля и при текущем законодательстве не существует вероятных обязательств, которые могут иметь существенное негативное влияние на финансовое положение, результаты деятельности 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 и которые не были бы соответствующим образом отражены или раскрыты в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

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 2011 и 2010 гг. и соответствующие доли участия в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля владения на 31 декабря:		Страна регистрации	Основные виды деятельности
	2011	2010		
<i>Дочерние общества</i>				
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	100	100	Россия	Завод стабилизации газового конденсата
ООО «НОВАТЭК-Трансервис»	100	100	Россия	Услуги по транспортировке
ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы»	100	100	Россия	Управление розничной и мелкооптовой торговлей
ООО «НОВАТЭК Северо-Запад»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	100	100	Россия	Строительство морского портового терминала
ОАО «Тамбейнефтегаз»	100	100	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ООО «Газпром межрегионгаз Челябинск»	100	-	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Челябинск» (ранее ООО «Ямалгазресурс-Челябинск»)	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «Ямалэнергогаз»	100	-	Россия	Торговля и маркетинг
Novatek Gas & Power GmbH (панee Runitek GmbH)	100	100	Швейцария	Торговля и маркетинг
Novatek Polska	100	100	Польша	Торговля и маркетинг
<i>Совместные предприятия</i>				
ООО «Ямал развитие»	50	50	Россия	Холдинговая компания
ООО «СеверЭнергия» (через ООО «Ямал развитие»)	25,5	25,5	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ОАО «Сибнефтегаз»	51	51	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча
ОАО «Ямал СПГ» (дочернее общество до октября 2011 года)	80	51	Россия	Геологическое изучение, разведка и добыча

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 условия, сроки и суммы сделок между связанными сторонами могут отличаться от условий аналогичных сделок между несвязанными сторонами. Группа осуществляет операции со связанными сторонами по рыночным либо регулируемым ценам.

Все компании, занимающиеся добычей и оптовой торговлей природным газом и действующие на территории России, транспортируют свой природный газ через Единую систему газоснабжения (ЕСГ), принадлежащую и управляемую государственной монополией ОАО «Газпром». Как независимый производитель природного газа Группа использует ЕСГ для транспортировки природного газа конечным потребителям по тарифам, устанавливаемым Федеральной службой по тарифам.

Ниже представлены операции с ОАО «Газпром» – акционером со значительным влиянием на «НОВАТЭК» с октября 2006 года по 20 декабря 2010 г., и его дочерними обществами.

<i>Связанные стороны – ОАО «Газпром» и его дочерние общества (до декабря 2010 года)</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Операции		
ОАО «Газпром»:		
Продажа природного газа	-	12'935
Транспортировка природного газа покупателям	-	(26'550)
ООО «Газпром межрегионгаз» (ранее ООО «Межрегионгаз»):		
Продажа природного газа	-	1'055
Прочие дочерние общества ОАО «Газпром»:		
Услуги по переработке сырья	-	(458)
Транспортировка нестабильного газового конденсата	-	(307)

20 декабря 2010 г. ОАО «Газпром» продало 9,4% акций «НОВАТЭКа» третьей стороне и, соответственно, перестало считаться связанной стороной Группы с этой даты.

ОАО «НОВАТЭК»

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

30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Связанные стороны – вложения, учитываемые по методу долевого участия</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Операции		
ОАО «Сибнефтегаз» (с декабря 2010 года):		
Доходы в виде процентов по займам выданным	1'023	45
Реализация продуктов переработки нефти и газа	39	-
Покупка природного газа	(3'661)	-
ООО «Ямал развитие» (с ноября 2010 года):		
Доходы в виде процентов по займам выданным	1'325	191
ООО «СеверЭнергия» (с ноября 2010 года):		
Доходы в виде процентов по займам выданным	247	-
ОАО «Ямал СПГ» (с октября 2011 года):		
Доходы в виде процентов по займам выданным	167	-
Сальдо по расчетам		
ОАО «Сибнефтегаз» (с декабря 2010 года):		
Долгосрочные займы выданные	9'103	10'070
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	775	33
Краткосрочные займы выданные	634	967
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	387	-
ООО «Ямал развитие» (с ноября 2010 года):		
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность	16'348	27'886
Дебиторская задолженность по процентам по долгосрочным займам выданным	-	191
ООО «СеверЭнергия» (с ноября 2010 года):		
Краткосрочные займы выданные	6'225	-
Дебиторская задолженность по процентам по краткосрочным займам выданным	94	-
ЗАО «Тернефтегаз» (с февраля 2010 года):		
Долгосрочные займы выданные	220	102

Как раскрыто в Примечании 5, в октября 2011 года Группа утратила контроль над ОАО «Ямал СПГ», в результате чего сальдо по расчетам и операции Группы с этой компанией раскрываются как со связанной стороной – вложением, учитываемым по методу долевого участия.

Как раскрыто в Примечании 5, в феврале 2010 года Группа утратила контроль над ЗАО «Тернефтегаз», в результате чего сальдо по расчетам и операции Группы с этой компанией раскрываются как со связанной стороной – вложением, учитываемым по методу долевого участия.

В сентябре 2011 года Председатель Правления «НОВАТЭКа» приобрел контролируемую долю владения в ЗАО «СИБУР Холдинг», в результате чего сальдо по расчетам Группы с этой компанией и ее дочерними обществами на 31 декабря 2011 г. были раскрыты как со связанными сторонами – компаниями под контролем ключевого руководящего персонала Группы.

ОАО «НОВАТЭК»

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

30 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала</i>	На 31 декабря:	
	2011	2010
<i>Сальдо по расчетам</i>		
<i>ОАО «Первобанк»:</i>		
Денежные средства и их эквиваленты	4'066	1'760
<i>ЗАО «СИБУР Холдинг» и его дочерние общества (с сентября 2011 года):</i>		
Долгосрочная дебиторская задолженность	1'424	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	248	-

С 1 января 2011 г. Группа применила пересмотренный МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах», который изменил определение «связанной стороны». В соответствии с пересмотренным стандартом компании под значительным влиянием ключевого руководящего персонала не являются связанными сторонами Группы. Таким образом, ООО «Нова», Aldi trading Limited, Orsel consultant Limited и Innecto ventures Limited больше не рассматриваются в качестве связанных сторон.

Сравнительные данные в раскрытиях сальдо по расчетам по состоянию на 31 декабря 2010 г. и операции за год, закончившихся 31 декабря 2010 г., были скорректированы для отражения изменения определения связанной стороны вследствие принятия пересмотренного МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах».

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу. Группа осуществила следующие выплаты денежными средствами ключевому руководящему персоналу (членам Правления и Совета директоров, некоторые из которых имеют прямое или косвенное владение в Группе) 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:	
	2011	2010
Совет директоров	103	93
Правление	1'242	1'049
Итого выплаты	1'345	1'142

Указанные суммы включают налог на доходы физических лиц, но не включают единый социальный налог. 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.

Вознаграждение членам Совета директоров утверждается общим собранием акционеров. Краткосрочное вознаграждение членам Правления также включает в себя оплату медицинских страховок.

Кроме этого, за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., 68 млн рублей были отражены как часть программы вознаграждения с использованием акций и включены в состав общехозяйственных и управленческих расходов. В мае 2010 года программа вознаграждения с использованием акций ключевым руководителям Группы была полностью реализована.

ОАО «НОВАТЭК»

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

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

Деятельность Группы, как ее видит ответственное лицо, принимающее операционные решения (далее именуемое как «ответственное лицо», представленное Правлением ОАО «НОВАТЭК»), состоит из следующих операционных сегментов:

- Разведка, добыча и маркетинг – приобретение участков недр, геологическое изучение залежей углеводородов, добыча, переработка, маркетинг и транспортировка природного газа, газового конденсата и продуктов их переработки; и
- Производство и маркетинг полимерной продукции – производство и продажа полимерной изоляционной ленты и других полимерных продуктов (выбыл в сентябре 2010 года).

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

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

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

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г.	Примечания	Разведка, добыча и маркетинг	Информация по сегментам представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной финансовой отчетности
Внешняя реализация	<i>a</i>	176'340	176'340	(276)	176'064
Операционные расходы	<i>b, c, d, e</i>	(101'659)	(101'659)	3'994	(97'665)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>c, f</i>	12'950	12'950	50'259	63'209
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 убытках вложений, учитываемых по методу долевого участия, 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

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- a. различием в методологии признания реализации сжиженных углеводородных газов по МСФО и РСБУ, что требует сторнирования выручки в размере 207 млн рублей для целей МСФО;
- b. 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;
- c. 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;
- d. 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;
- e. 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;
- f. различием в методологии признания прибыли от выбытия доли владения в компании 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
- g. 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.

ОАО «НОВАТЭК»

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

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегментам за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2010 г.	Примечания	Разведка, добыча и маркетинг	Производство и маркетинг полимерной продукции	Информация по сегментам представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной финансовой отчетности
Внешняя реализация		115'590	1'739	117'329	(305)	117'024
Операционные расходы	<i>a, b, c, d</i>	(67'879)	(1'545)	(69'424)	906	(68'518)
Прочие операционные прибыли (убытки)	<i>b, e</i>	767	15	782	943	1'725
Расходы в виде процентов	<i>f, h</i>	(2'010)	-	(2'010)	1'573	(437)
Доходы в виде процентов		414	2	416	182	598
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	<i>g</i>	580	-	580	456	1'036
Результаты по сегменту		47'462	211	47'673	3'755	51'428
Доля в убытках вложений, учитываемых по методу долевого участия, за вычетом налога на прибыль						(346)
Прибыль до налога на прибыль						51'082
Износ, истощение и амортизация	<i>a, b</i>	9'031	50	9'081	(2'324)	6'757
Капитальные затраты	<i>g, h</i>	22'259	57	22'316	3'790	26'106

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- 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 3'049 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 464 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 признания дополнительных транспортных расходов в размере 149 млн рублей и дополнительных расходов на персонал в размере 708 млн рублей в составе операционных расходов для целей МСФО;
- различием в методологии признания расходов по обесценению различных категорий активов по МСФО и управленческому учету, что требует сторнирования 541 млн рублей операционных расходов для целей МСФО;
- различием в методологии признания прибыли от выбытия доли владения в компаниях ЗАО «Тернефтегаз» и ООО «НОВАТЭК-Полимер» по МСФО и управленческому учету, что требует признания дополнительной прибыли в размере 185 млн рублей в составе статьи «прочие операционные прибыли (убытки)» для целей МСФО;

31 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- f. различием в методологии учета долгосрочной кредиторской задолженности и обязательств по ликвидации активов по МСФО и управленческому учету, что требует признания дополнительных расходов в виде процентов в размере 411 млн рублей для целей МСФО;
- g. различием в методологии капитализации расходов по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительной капитализации убытков по курсовым разницам в размере 455 млн рублей для целей МСФО; и
- h. различиями в методологии капитализации процентов и в признании капитальных затрат по МСФО и управленческому учету, что требует дополнительной капитализации процентов в размере 2'349 млн рублей и дополнительного признания капитальных затрат в размере 1'441 млн рублей для целей МСФО.

Географические сегменты. Оба сегмента основной деятельности Группы действуют на четырех основных географических территориях. В Российской Федерации – стране нахождения основных активов, Группа в основном задействована в разведке, разработке, добыче и продаже природного газа, нефти, газового конденсата и продуктов их переработки, полимерной продукции и изоляционной ленты. Деятельность вне Российской Федерации осуществляется в США (реализация стабильного газового конденсата), в Европе (реализация стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефти), в Азиатско-Тихоокеанском регионе (далее «АТР») (реализация стабильного газового конденсата) и на других территориях (реализация сжиженного углеводородного газа, полимерной продукции и изоляционной ленты).

Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., представлена ниже:

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	5'520	12'023	-	-	10	(2'326)	9'707	15'227	
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	118'142	42'431	17'920	35'642	10	(38'543)	57'460	175'602	
Прочая выручка	323	139	-	-	-	-	139	462	
Итого внешняя реализация	118'465	42'570	17'920	35'642	10	(38'543)	57'599	176'064	

ОАО «НОВАТЭК»

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

30 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За год, закончившийся 31 декабря 2010 г.	За пределами России						Эксп. пошл.	Подитог	Итого
	Россия	Европа	США	АТР	Прочие				
Реализация природного газа	71'060	-	-	-	-	-	-	-	71'060
Реализация стабильного газового конденсата	34	6'598	25'976	12'660	3'653	(19'167)	29'720	29'754	
Реализация сжиженного углеводородного газа	4'686	8'855	-	-	9	(803)	8'061	12'747	
Реализация нефти	855	1'191	-	-	-	(588)	603	1'458	
Реализация продуктов переработки нефти и газа	143	-	-	-	-	-	-	143	
Итого выручка от реализации нефти и газа	76'778	16'644	25'976	12'660	3'662	(20'558)	38'384	115'162	
Реализация полимерной продукции (до сентября 2010 года)	1'390	-	-	-	309	-	309	1'699	
Прочая выручка	157	6	-	-	-	-	6	163	
Итого внешняя реализация	78'325	16'650	25'976	12'660	3'971	(20'558)	38'699	117'024	

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

Основные покупатели. За годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., у Группы было два и три основных покупателя, по которым отдельно взятая выручка составляла 30% и 42% от общей суммы внешней реализации соответственно.

Продажи основным покупателям включены в результаты сегмента «Разведка, добыча и маркетинг».

32 РАЗВЕДКА И ОЦЕНКА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Чистая учетная стоимость активов на начало периода	6'372	2'535
Поступления	13'500	1'394
Приобретение дочерних обществ	-	7'894
Выбытия	(1'921)	(821)
Переклассификация в стоимость, связанную с приобретением прав на доказанные запасы	(1'700)	(4'630)
Чистая учетная стоимость активов на конец периода	16'251	6'372
Обязательства	650	3'026
Денежные средства, использованные на операционную деятельность	1'469	1'151
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	10'093	2'112

33 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 января 2012 г. вступают в силу ряд новых опубликованных стандартов и интерпретаций, действительных в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2012 г. или после этой даты, и которые не были досрочно применены Группой.

МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты: Классификация и оценка*». МСФО (IFRS) 9 был выпущен в ноябре 2009 года и заменил 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 свойства 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 (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 кредита»). Все остальные долговые инструменты должны оцениваться по справедливой стоимости через прибыль или убыток.
- Все долевыми инструментами должны впоследствии оцениваться по справедливой стоимости. Долевые инструменты, удерживаемые для торговли, будут оцениваться и отражаться через счет прибылей и убытков. Для остальных долевыми инвестиций при первоначальном признании может быть принято окончательное решение об отражении нерезализованной и резализованной прибыли и убытка 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 представляются в составе прибыли или убытка в той мере, в которой они представляют собой доход на инвестиции.
- 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 изменений собственного кредитного риска по финансовым обязательствам, отнесенным к категории отражаемых по справедливой стоимости через прибыли и убытки в составе прочего совокупного дохода.

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

МСФО 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 руководства по вопросам контроля и консолидации, приведенные в МСФО (IAS) 27 «*Консолидированная и отдельная финансовая отчетность*» и ПКК (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. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния нового стандарта на свою консолидированную финансовую отчетность.

33 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

МСФО (IFRS) 11 «*Соглашения о совместной деятельности*» (выпущен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 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. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния нового стандарта на свою консолидированную финансовую отчетность.

МСФО (IFRS) 12 «*Раскрытие информации о долях участия в других компаниях*» (выпущен в мае 2011 г. 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 компании*». 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 доли, не обеспечивающей контроль, в деятельности и в денежных потоках группы, обобщенную информацию о дочерних компаниях с существенными долями участия, не обеспечивающими контроль, и детальные раскрытия информации в отношении долей в неконсолидируемых структурированных компаниях. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния нового стандарта на свою консолидированную финансовую отчетность.

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 и предоставляет пересмотренное определение справедливой стоимости и единый источник оценки справедливой, а также требования по раскрытию информации, которые применимы для всех стандартов МСФО. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния нового стандарта на свою консолидированную финансовую отчетность.

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 неконсолидированной финансовой отчетности. Руководство о контроле и консолидированной финансовой отчетности было заменено МСФО (IFRS) 10 «*Консолидированная финансовая отчетность*». В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния нового стандарта на свою консолидированную финансовую отчетность.

МСФО (IAS) 28 «*Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия*» (пересмотрен в мае 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после указанной даты). Данное изменение МСФО (IAS) 28 было разработано в результате выполнения проекта Правления КМСФО по вопросам учета совместной деятельности. В процессе обсуждения данного проекта Правление КМСФО приняло решение о внесении учета деятельности совместных предприятий по долевого методу 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. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния нового стандарта на свою консолидированную финансовую отчетность.

33 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменения к МСФО (IFRS) 7 «Раскрытия – Передача финансовых активов» (выпущены в октябре 2010 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 июля 2011 г. или после этой даты). Данное изменение требует дополнительного раскрытия размера риска, возникающего при передаче финансовых активов. Изменение включает требование раскрытия по классам финансовых активов, которые были переданы контрагенту, но остались на балансе компании, следующей информации: характер, балансовая стоимость, описание рисков и выгод, связанных с активом. Также необходимым является раскрытие, позволяющее пользователю понять размер связанного с активом финансового обязательства, а также взаимосвязь между финансовым активом и соответствующим финансовым обязательством. В том случае, если признание актива было прекращено, однако компания все еще подвержена определенным рискам и способна получить определенные выгоды, связанные с переданным активом, требуется дополнительное раскрытие информации для понимания пользователем размера такого риска. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния нового стандарта на свою консолидированную финансовую отчетность.

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 финансовой отчетности, однако не окажет влияния на оценку операций и их сальдо.

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 в подходе 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; а (ii) переоценка - в прочем совокупном доходе. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния нового стандарта на свою консолидированную финансовую отчетность.

Изменение 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 1 января 2013 г. или после указанной даты). Данное изменение требует раскрытия, которое позволит пользователям финансовой отчетности компании оценить воздействие или потенциальное воздействие соглашений о взаимозачете, включая права на зачет. В настоящее время Группа осуществляет оценку влияния нового стандарта на свою консолидированную финансовую отчетность.

Изменение к МСФО (IAS) 32 «Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств» (выпущено в декабре 2011 года и вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 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. Включая 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.

В случае, если иное не было оговорено выше, принятие данных новых стандартов и интерпретаций не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

**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 по затратам 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 2011 и 2010 гг. (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2011	2010
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение	-	7'694
Затраты на приобретение прав на недоказанные запасы	7'448	76
Затраты на геологоразведку	2'447	2'042
Затраты на разработку	23'098	22'047
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	32'993	31'859
Доля Группы в затратах обществ, учитываемых по методу долевого участия	2'051	78'300
	На 31 декабря:	
	2011	2010
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов		
Скважины и сопутствующее оборудование и сооружения	145'063	163'130
Вспомогательное оборудование и сооружения	30'717	29'222
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	12'862	10'277
Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов	188'642	202'629
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(35'540)	(26'698)
Итого чистые капитализированные затраты, относящиеся к добыче природного газа и жидких углеводородов	153'102	175'931
Доля Группы в капитализированных затратах обществ, учитываемых по методу долевого участия	150'449	78'220

ОАО «НОВАТЭК»

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

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:	
	2011	2010
Выручка от реализации природного газа и жидких углеводородов	163'765	115'008
Прямые расходы на добычу	(5'236)	(4'854)
Транспортные расходы	(46'064)	(37'187)
Налоги, кроме налога на прибыль	(17'287)	(9'831)
Износ, истощение и амортизация	(8'878)	(6'384)
Расходы на геологоразведку	(1'819)	(1'595)
Итого затраты на добычу	(79'824)	(59'851)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов до налога на прибыль	84'481	55'157
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(16'896)	(11'031)
Результаты деятельности по добыче природного газа и жидких углеводородов	67'585	44'126

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).

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».

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

Расчеты запасов были подготовлены при использовании стандартных геологических и инженерных методов оценки, общепринятых в нефтегазовой отрасли. Метод или сочетание нескольких методов, использованных 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 2011 и 2010 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 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 определяет, 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.

ОАО «НОВАТЭК»

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

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

Чистые доказанные запасы природного газа представлены ниже.

	Чистые доказанные запасы		Доля Группы в обществах, учитываемых по методу долевого участия		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 2009 г.	40'726	1'153	-	-	40'726	1'153
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(54)	(1)	-	-	(54)	(1)
Расширению и открытию новых запасов	3'097	88	-	-	3'097	88
Приобретениям	-	-	5'613	158	5'613	158
Выбытия	(426)	(12)	-	-	(426)	(12)
Переклассификациям	(444)	(13)	444	13	-	-
Добыче	(1'314)	(37)	-	-	(1'314)	(37)
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
Выбытия	(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
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2009 г.	20'612	584	-	-	20'612	584
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
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2009 г.	20'114	569	-	-	20'114	569
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

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах природного газа составила 120 млрд и 4 млрд куб. метров и 7'227 млрд и 205 млрд куб. метров по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно.

ОАО «НОВАТЭК»

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

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 обществах, учитываемых по методу долевого участия		Итого чистые доказанные запасы	
	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн	Миллионы баррелей	Миллионы метр. тонн
На 31 декабря 2009 г.	589	70	-	-	589	70
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(12)	(1)	-	-	(12)	(1)
Расширению и открытию новых запасов	60	8	-	-	60	8
Приобретениям	-	-	83	10	83	10
Выбытия	(20)	(2)	-	-	(20)	(2)
Переклассификациям	(20)	(3)	20	3	-	-
Добыче	(31)	(4)	-	-	(31)	(4)
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
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2009 г.	272	33	-	-	272	33
31 декабря 2010 г.	304	36	-	-	304	36
31 декабря 2011 г.	282	33	-	-	282	33
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2009 г.	317	37	-	-	317	37
31 декабря 2010 г.	262	32	103	13	365	45
31 декабря 2011 г.	203	26	283	34	486	60

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах нефти, газового конденсата и жидких фракций составила 16 млн баррелей и 2 млн метр. тонн и 65 млн баррелей и 8 млн метр. тонн по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно.

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

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

В течение 2010 года Группа приобрела 51%-ю долю владения в ОАО «Сибнефтегаз», владеющего лицензиями на Береговое, Пырейное и Хадыряхинское месторождения (см. Примечание 5). В течение 2010 года совместное предприятие Группы ООО «Ямал развитие» приобрело 51%-ю долю участия в ООО «СеверЭнергия». «СеверЭнергия» и ее дочерние общества владеют лицензиями на Самбургский, Ево-Яхинский, Яро-Яхинский и Северо-Часельский лицензионные участки (см. Примечание 5).

В феврале 2010 года Группа утратила контроль над ЗАО «Тернефтегаз», владеющего лицензией на Термокарстовое месторождение. В результате оставшаяся доля Группы в «Тернефтегаз» стала учитываться по методу долевого участия.

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