

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3

Консолидированная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с МСФО, отчет независимого аудитора за годы, закончившиеся 31.12.2008 и 2007 г.г.

ОАО «НОВАТЭК»

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

ЗА ГОДЫ, ЗАКОНЧИВШИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2008 и 2007 гг.

Прилагаемый документ является переводом с английского языка оригинала консолидированной финансовой отчетности ОАО «НОВАТЭК» за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг., подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности

СОДЕРЖАНИЕ	стр.
Отчет независимого аудитора	3
Консолидированный баланс	4
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	5
Консолидированный отчет о движении денежных средств	6
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	7
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	8 – 63
Дополнительная информация о запасах нефти и газа (неаудированная)	64 – 68
Контактная информация	69

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Совету директоров ОАО «НОВАТЭК»

- 1 Мы провели аудит прилагаемой финансовой отчетности ОАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее – «Группы»), представленной на страницах 4-53, которая включает консолидированный баланс по состоянию на 31 декабря 2008 г., консолидированный отчет о прибылях и убытках, консолидированный отчет о движении денежных средств 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. Эта ответственность включает: разработку, внедрение и поддержание системы внутреннего контроля, связанной с подготовкой и объективным представлением финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений в результате ошибок или недобросовестных действий; выбор и применение надлежащей учетной политики; и использование обоснованных применительно к существующим обстоятельствам бухгалтерских оценок.

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 финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок. При оценке вышеупомянутых рисков аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, связанную с подготовкой и объективным представлением 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 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 2008 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
17 марта 2009 года

ОАО «НОВАТЭК»
Консолидированный баланс
(в миллионах рублей)

	Прим.	На 31 декабря:	
		2008	2007
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	6	108'714	82'669
Вложения в зависимые общества		1'416	1'125
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность		736	681
Прочие долгосрочные активы		2'712	2'462
Итого долгосрочные активы		113'578	86'937
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	7	2'156	1'794
Предоплата по текущему налогу на прибыль		1'765	335
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8	2'485	3'267
Предоплаты и прочие текущие активы	9	8'030	7'660
Денежные средства и их эквиваленты	10	10'992	3'982
Итого текущие активы		25'428	17'038
Активы, удерживаемые для продажи	22	901	-
Итого активы		139'907	103'975
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	11	19'935	42
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	21	6'720	8'083
Прочие долгосрочные обязательства		593	905
Обязательства по ликвидации активов		1'515	1'058
Итого долгосрочные обязательства		28'763	10'088
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	13	6'342	6'560
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	14	6'223	3'599
Задолженность по текущему налогу на прибыль		231	645
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		1'373	1'271
Итого текущие обязательства		14'169	12'075
Обязательства, относящиеся к активам, удерживаемым для продажи	22	335	-
Итого обязательства		43'267	22'163
Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»			
Обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(599)	-
Добавочный капитал		30'433	30'257
Курсовая разница		(91)	-
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		60'316	45'068
Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	15	96'069	81'335
Доля меньшинства		571	477
Итого капитал		96'640	81'812
Итого обязательства и капитал		139'907	103'975

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Утверждено и подписано от имени Совета директоров 17 марта 2009 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:	
		2008	2007
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	16	76'076	60'406
Выручка от реализации полимерной продукции		2'098	1'602
Прочая выручка		1'098	362
Итого выручка от реализации		79'272	62'370
Прибыль (убыток) от выбытия долей участия в дочерних обществах, нетто		8	95
Прочие прибыли (убытки)		(244)	15
Итого выручка от реализации и прочие доходы		79'036	62'480
Операционные расходы			
Транспортные расходы	17	(18'153)	(14'421)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(7'186)	(6'379)
Материалы, услуги и прочие расходы	19	(6'332)	(4'924)
Общехозяйственные и управленческие расходы	20	(5'064)	(3'873)
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа		(4'665)	(3'242)
Износ, истощение и амортизация	6	(4'478)	(3'668)
Расходы на геологоразведку		(1'117)	(486)
Расходы по обесценению активов, нетто		(105)	(153)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов, полимерной продукции и незавершенного производства		184	31
Итого операционные расходы		(46'916)	(37'115)
Прибыль от операционной деятельности		32'120	25'365
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов		(222)	(263)
Доходы в виде процентов		407	376
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		(3'569)	11
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(3'384)	124
Доля в прибыли (убытках) зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль		(147)	-
Прибыль до налога на прибыль		28'589	25'489
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(6'892)	(7'301)
Льготы по отложенному налогу на прибыль, нетто		1'230	540
Итого расходы по налогу на прибыль	21	(5'662)	(6'761)
Прибыль отчетного года		22'927	18'728
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Доле меньшинства		28	(8)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		22'899	18'736
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		7,54	6,17
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (тысяч шт.)</i>		<i>3'035'279</i>	<i>3'036'306</i>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК»
Консолидированный отчет о движении денежных средств
(в миллионах рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря:		
	Прим.	2008	2007
Прибыль до налога на прибыль		28'589	25'489
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		4'581	3'734
Расходы по обесценению активов, нетто		105	153
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		3'569	(11)
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		315	(93)
Вознаграждения с использованием акций	26	176	176
Расходы в виде процентов		222	263
Доходы в виде процентов		(407)	(376)
Доля в убытках (прибыли) зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль		147	-
Изменения прочих долгосрочных активов, нетто		467	(178)
Прочие корректировки		26	24
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		430	(4'048)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(421)	(94)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		2'406	1'856
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		100	587
Итого изменения оборотного капитала		2'515	(1'699)
Налог на прибыль уплаченный		(8'791)	(6'099)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		31'514	21'383
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(30'455)	(19'043)
Приобретение материалов для строительства		(1'141)	(623)
Дополнительный вклад в уставный капитал, приобретение дочерних, зависимых обществ и долей меньшинства за вычетом приобретенных денежных средств		(457)	(989)
Поступления от выбытия активов дочерних, зависимых обществ и долей меньшинства за вычетом выбывших денежных средств		264	5
Проценты уплаченные и капитализированные		(474)	(139)
Предоставление займов		(445)	(423)
Погашение займов выданных		442	83
Проценты полученные		380	382
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности		(31'886)	(20'747)
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных займов		19'308	-
Получение краткосрочных займов		6'618	5'448
Погашение долгосрочных займов		(279)	(2'293)
Погашение краткосрочных займов		(9'134)	(862)
Проценты уплаченные		(119)	(111)
Приобретение собственных акций	15	(599)	-
Дивиденды выплаченные	15	(7'652)	(5'860)
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности		8'143	(3'678)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты		635	(12)
Увеличение (уменьшение) денежных средств, их эквивалентов и банковских овердрафтов, нетто		8'406	(3'054)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного года		2'614	5'668
Денежные средства и их эквиваленты реклассифицированные в активы, удерживаемые для продажи		(29)	-
Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты на конец отчетного года		10'991	2'614

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 обыкновенных акций (тысяч шт.)</i>	Уставный капитал обыкновен- ные акции	Выкуп- ленные собствен- ные акции	Добавочный капитал	Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений	Курсовая разница	Нераспре- деленная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	Доля меньшин- ства	Итого капитал
Сальдо на 31 декабря 2006 г.	3'036'306	393	-	30'081	5'617	-	32'229	68'320	356	68'676
Дивиденды (см. Примечание 15)	-	-	-	-	-	-	(5'860)	(5'860)	-	(5'860)
Покупка долей меньшинства	-	-	-	-	-	-	(37)	(37)	(111)	(148)
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю меньшинства	-	-	-	-	-	-	-	-	240	240
Вознаграждения с использованием акций	-	-	-	176	-	-	-	176	-	176
Прибыль (убыток) отчетного года	-	-	-	-	-	-	18'736	18'736	(8)	18'728
Сальдо на 31 декабря 2007 г.	3'036'306	393	-	30'257	5'617	-	45'068	81'335	477	81'812
Дивиденды (см. Примечание 15)	-	-	-	-	-	-	(7'651)	(7'651)	-	(7'651)
Выкуп собственных акций (см. Примечание 15)	(4'192)	-	(599)	-	-	-	-	(599)	-	(599)
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю меньшинства	-	-	-	-	-	-	-	-	108	108
Продажа дочерних компаний	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)
Вознаграждения с использованием акций	-	-	-	176	-	-	-	176	-	176
Курсовая разница	-	-	-	-	-	(91)	-	(91)	-	(91)
Прибыль (убыток) отчетного года	-	-	-	-	-	-	22'899	22'899	28	22'927
Сальдо на 31 декабря 2008 г.	3'032'114	393	(599)	30'433	5'617	(91)	60'316	96'069	571	96'640

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 лицензионных участках, расположенных на территории Ямало-Ненецкого Автономного Округа (далее – «ЯНАО») в Российской Федерации.

Группа реализует свой природный газ на внутреннем рынке России как по регулируемым, так и по нерегулируемым ценам, в то время как основная часть природного газа, добываемого 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. 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 нефтепродуктов) остаются относительно стабильными от периода к периоду.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). 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 осуществлять допущения в процессе применения учетной политики Группы. Области, связанные с высокой степенью допущения или сложности, или области где оценки и допущения являются существенными для консолидированной финансовой отчетности, раскрываются в Примечании 4.

Большинство Обществ, входящих в Группу, составляют бухгалтерскую отчетность в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета и составления отчетности в Российской Федерации (РСБУ). Консолидированная финансовая отчетность Группы была подготовлена на основе данных бухгалтерского учета согласно РСБУ с внесением корректировок и проведением переклассификаций для целей достоверного представления информации в соответствии с МСФО. Основные корректировки были сделаны в отношении: 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.

Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из принципа оценки по первоначальной стоимости и представлена в российских рублях. Активы и обязательства дочерних обществ Группы, функциональной валютой которых не является российский рубль, переводятся в российские рубли по обменному курсу на отчетную дату. Результаты деятельности этих обществ переводятся в российские рубли по среднему обменному курсу соответствующего отчетного периода. Курсовые поправки, относящиеся к чистым активам на начало отчетного периода и прибыли за отчетный период, отражаются в виде отдельной составляющей капитала в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Обменный курс, ограничения и контроль. Официальный обменный курс российского рубля к доллару США на 31 декабря 2008 и 2007 гг. составил 29,38 рублей и 24,55 рублей за 1 доллар США соответственно. Официальный обменный курс российского рубля к Евро на 31 декабря 2008 и 2007 гг. составил 41,44 рублей и 35,93 рублей за 1 Евро соответственно. Любые пересчеты рублевых сумм в доллары США или в любую другую валюту не должны восприниматься как утверждение о возможности конвертировать российские рубли в другие валюты в прошлом, настоящем или будущем по этим обменным курсам.

Переклассификации. Следующие переклассификации были сделаны в данных за сопоставимый период для того, чтобы их представление соответствовало представлению отчетного периода. Начиная с января 2008 года реализация нефти показана без вычета транспортных расходов. Соответственно реализация нефти на внутреннем рынке и транспортировка нефти покупателям за год, закончившийся 31 декабря 2007 г., была увеличена на 49 млн рублей соответственно.

3 ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Принципы консолидации. В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены операции всех дочерних обществ, в которых «НОВАТЭК» прямо или косвенно владеет более 50% голосующих акций или имеет иную возможность управлять и контролировать финансовую и операционную деятельность. Дочерние общества консолидируются начиная с момента получения контроля над ними, за исключением случаев совершения сделки приобретения между обществами, находящимися под общим контролем. Дочерние общества исключаются из консолидации после прекращения возможности контроля деятельности общества. Учет приобретения дочерних обществ осуществляется по методу покупки, за исключением сделок приобретения между обществами, находящимися под общим контролем.

Когда доля участия в обществах, в которых ранее Группе не принадлежал контрольный пакет акций, достигает размера контрольного пакета, идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства приобретенной компании корректируются с учетом их справедливой стоимости на дату приобретения контроля. Эффект от корректировки ранее приобретенных долей с учетом справедливой стоимости отражается в составе доходов от переоценки активов в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

Учетные политики дочерних обществ были изменены, где это было необходимо, для соответствия политике, применяемой Группой.

Все операции между обществами, входящими в Группу, и нерезализованная прибыль по этим операциям, а также сальдо по расчетам внутри Группы исключаются. Нереализованные убытки также исключаются при консолидации, но, в случае передачи актива между компаниями Группы с убытком, это событие рассматривается руководством как признак обесценения актива.

Доля меньшинства представляет собой часть чистых результатов деятельности и чистых активов дочернего общества (включая поправки, приводящие стоимость активов к справедливой стоимости), приходящуюся на долю, которой напрямую или косвенно не владеет «НОВАТЭК». Доля меньшинства образует отдельный компонент капитала Группы.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Приобретение долей меньшинства. При учете приобретения неконтрольных долей меньшинства разница между ценой покупки и учетной стоимостью приобретенной доли меньшинства отражается в составе капитала.

Финансовые вложения в зависимые общества. Зависимые общества являются компаниями, на которые Группа оказывает значительное влияние, но которые не контролируются ею. В целом, значительное влияние существует в тех случаях, когда Группа имеет от 20% до 50% голосующих акций общества. На момент приобретения зависимого общества разница стоимости приобретения и доли в справедливой стоимости чистых активов зависимой компании представляет собой деловую репутацию. Зависимые общества учитываются по методу долевого участия и изначально признаются по цене приобретения. В последующие отчетные периоды учетная стоимость инвестиции увеличивается или уменьшается при признании доли Группы в прибылях или убытках зависимого общества. Учетная стоимость зависимых обществ включает деловую репутацию, определенную на момент приобретения за вычетом накопленных убытков от обесценения (в случае наличия таковых). Доля Группы в прибылях и убытках зависимых обществ после приобретения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках; доля в изменениях капитала после приобретения их Группой отражается в консолидированном отчете об изменениях в капитале. 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 исключается в пределах доли владения Группы в зависимых обществах; нереализованные убытки также исключаются, кроме случаев, когда имеются признаки обесценения переданного актива.

Учетные политики зависимых обществ 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 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.

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

Группа использует метод успешных затрат при учете объектов нефтегазодобычи, в соответствии с которым затраты, связанные с приобретением прав на разведку и разработку участков недр, бурением успешных разведочных скважин, а также все затраты на строительство эксплуатационных скважин и затраты на вспомогательное оборудование и промышленные сооружения капитализируются. Затраты на бурение разведочных скважин, оказавшихся нерезультативными, относятся на расходы в тот момент, когда данные скважины признаются непродуктивными. Затраты на добычу, накладные расходы и все затраты на разведку, кроме затрат на разведочное бурение, 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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.

Амортизация. 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Производные финансовые инструменты. Первоначально производные финансовые инструменты признаются по справедливой стоимости на дату заключения договора производного инструмента и в дальнейшем переоцениваются по справедливой стоимости. Порядок признания полученных в результате прибылей или убытков зависит от того, определен ли производный инструмент в качестве инструмента хеджирования, и если да, то от характера хеджируемой статьи. Группа определяет некоторые производные финансовые инструменты как:

- (a) хеджирование справедливой стоимости признанных активов, обязательств или безусловного обязательства (хеджирование справедливой стоимости);
- (b) хеджирование определенного риска, связанного с признанным активом, обязательством или прогнозируемой операцией, вероятность совершения которой оценивается как высокая (хеджирование денежных потоков).

При возникновении операции Группа документирует отношения между инструментами хеджирования и хеджируемыми статьями, а также цели управления риском и стратегию осуществления различных активностей хеджирования. Группа также документирует свои оценки эффективности используемые в операциях хеджирования производных инструментов в компенсировании изменений в справедливой стоимости хеджируемых статей или в связанных с ними денежных потоков, которые проводятся на дату возникновения инструмента и в последующие периоды.

Поскольку не было признано или установлено никаких производных финансовых инструментов на 31 декабря 2008 г., следовательно, не было никакого эффекта на консолидированную финансовую отчетность Группы.

(a) Хеджирование справедливой стоимости

Изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов, которые определены и квалифицированы как инструменты хеджирования справедливой стоимости, отражаются в отчете о прибылях и убытках вместе с любыми изменениями справедливой стоимости хеджируемого актива или обязательства, которые могут быть отнесены к хеджируемому риску. Группа применяет учет хеджирования справедливой стоимости только в отношении хеджирования риска влияния изменения процентной ставки на справедливую стоимость займов, привлеченных по фиксированной процентной ставке. Прибыль или убыток, относящийся к эффективной части процентных свопов, используемых для хеджирования риска влияния изменения процентной ставки на справедливую стоимость займов, привлеченных по фиксированной процентной ставке, отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе доходов (расходов) от финансовой деятельности. Прибыль или убыток, относящиеся к неэффективной части отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих прибылей (убытков). Изменения справедливой стоимости хеджируемых займов с фиксированной процентной ставкой, связанные с риском изменения процентной ставки, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе финансовых доходов (расходов).

Если хеджирование больше не удовлетворяет критериям учета хеджирования, корректировка балансовой стоимости хеджируемой статьи, для которой используется метод эффективной процентной ставки, отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в течение всего периода до срока погашения. По состоянию на 31 декабря 2008 г. и в течение 2007 и 2008 годов хеджирование справедливой стоимости не осуществлялось.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

(b) Хеджирование денежных потоков

Эффективная часть изменений справедливой стоимости производных финансовых инструментов, которые определены и квалифицированы как инструменты хеджирования денежных потоков, отражается в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Прибыль или убыток, относящиеся к неэффективной части, немедленно отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих прибылей (убытков).

Суммы, отраженные в составе собственного капитала, перераспределяются в отчет о прибылях и убытках в периоды, когда хеджируемая статья оказывает влияние на прибыль или убыток (к примеру, при осуществлении хеджируемой прогнозируемой продаже). Прибыль или убыток, относящиеся к эффективной части процентных свопов, используемых для хеджирования риска изменений переменной ставки процента по займам, отражаются в отчете о прибылях и убытках в составе доходов (расходов) от финансовой деятельности. Прибыль или убыток, относящиеся к неэффективной части, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих прибылей (убытков). Однако в случаях, когда хеджируемая прогнозируемая операция приводит к признанию нефинансового актива (к примеру, ТМЦ или основных средств), прибыль и убыток, которые ранее относились на собственный капитал, переносятся из капитала и включаются в первоначальную оценку стоимости актива. Отложенные суммы в конечном итоге отражаются в составе себестоимости проданной продукции в случае с ТМЦ либо в составе суммы амортизации – в случае с основными средствами.

При истечении срока действия или продажи инструмента хеджирования либо в случае, когда инструмент хеджирования больше не удовлетворяет критериям учета хеджирования, любая совокупная прибыль или убыток, относимые на собственный капитал в данный момент, остаются в составе собственного капитала и отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках при конечном признании прогнозируемой операции. Когда проведение прогнозируемой операции больше не ожидается, совокупная прибыль и убыток, которые были отражены в составе собственного капитала, немедленно переносятся в консолидированный отчет о прибылях и убытках в состав прочих прибылей (убытков). По состоянию на 31 декабря 2008 г. и в течение 2007 и 2008 годов хеджирование денежных потоков не осуществлялось.

(c) Производные финансовые инструменты, изменение справедливой стоимости которых отражается на счете прибылей и убытков

Учет хеджирования не применяется в отношении определенных производных финансовых инструментов. Изменения справедливой стоимости любого из этих производных финансовых инструментов немедленно отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих прибылей (убытков). По состоянию на 31 декабря 2008 г. и в течение 2007 и 2008 годов хеджирование денежных потоков не осуществлялось.

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 этой категории, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих 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 прибылей в момент возникновения права Группы на получение выплат.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки, включаются в состав текущих активов. 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, являются производными финансовыми активами с фиксированными или рассчитываемыми платежами и фиксированными сроками погашения, в отношении которых у руководства Группы имеется намерение и возможность удержания до срока погашения. После первоначального признания инвестиции, удерживаемые до погашения, учитываются по амортизируемой стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Прибыли и убытки признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в случае выбытия или обесценения таких инвестиций, равно как и путем начисления амортизации.

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

(c) Займы выданные и дебиторская задолженность

Займы выданные и дебиторская задолженность представляют собой производные финансовые инструменты с фиксированными или рассчитываемыми выплатами, не имеющие котировок на активном рынке. 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

(d) Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи

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

Изменения справедливой стоимости монетарных ценных бумаг, денонмированных 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 монетарным ценным бумагам отражаются в составе прибылей и убытков; курсовые разницы по неденежным ценным бумагам, отражаются в составе капитала. Изменения справедливой стоимости денежных и неденежных ценных бумаг, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, отражаются в составе капитала. 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 прибыль (убыток) от реализации инвестиций, имеющихся в наличии для продажи.

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, имеющихся в наличии для продажи, суммарный убыток (определяемый как разница между ценой приобретения и текущей справедливой стоимостью за вычетом убытка от обесценения финансового актива, ранее отраженного в составе прибылей и убытков) списывается с капитала и отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Убытки от обесценения по долевым инструментам, признанные в консолидированном отчете о прибылях и убытках, не сторнируются. По состоянию на отчетные даты Группа не имела финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи.

Финансовые обязательства. Финансовые обязательства при первоначальном признании классифицируются как финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки, либо производные финансовые инструменты как инструменты эффективного хеджирования, либо финансовые обязательства, учитываемые по амортизируемой стоимости. 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 балансе 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.

Налог на прибыль. Налог на прибыль отражается в консолидированной финансовой отчетности в соответствии с требованиями российского законодательства, действующего или по существу действующего 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, напрямую отраженным в составе капитала в том же или другом отчетном периоде.

Текущий налог представляет собой сумму, которую предполагается уплатить или возместить из бюджета, относящуюся к налогооблагаемой прибыли или убытку за текущий и предыдущие периоды.

Отложенные налоговые активы и обязательства признаются по отношению к ожидаемым будущим налоговым последствиям, относящимся к разнице между бухгалтерской учетной стоимостью активов и обязательств и соответствующей им налогооблагаемой базе. В соответствии с правилом первоначального признания 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 в существенной степени были введены в действие 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. Возможность использования отложенных налоговых активов и обязательств оценивается на основе нескольких взаимосвязанных факторов. Эти факторы включают ожидания Группы получить достаточную будущую налогооблагаемую прибыль и предполагаемый период времени, на протяжении которого данные отложенные налоги будут использованы.

Отложенный налог на прибыль отражается в отношении нераспределенной прибыли дочерних обществ, 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.

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

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

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Торговая и прочая дебиторская задолженность. Торговая дебиторская задолженность представляет собой задолженность обычных покупателей и заказчиков, возникшую в результате основной деятельности Группы (добычи и продажи природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки, 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, кредитуется против сумм резервов в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Денежные средства и их эквиваленты. Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в кассе, депозиты в банках и краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев, которые могут быть в любое время обращены в известные суммы денежных средств, и риск изменения стоимости которых не является значительным. Для целей представления отчета о движении денежных средств банковские овердрафты вычитаются из суммы денежных средств и их эквивалентов. Банковские овердрафты отражены в составе краткосрочных заемных средств в разделе текущие обязательства в консолидированном балансе.

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

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

Налог на добавленную стоимость (НДС). НДС, относящийся к реализации, подлежит уплате в бюджет при наступлении наиболее раннего из следующих событий: (а) оплате дебиторской задолженности покупателем или (б) отгрузки товаров или оказании услуг покупателям. НДС, относящийся к покупкам, подлежит возмещению путем зачета с НДС, относящегося к реализации при получении соответствующих счетов-фактур. Налоговые органы разрешают погашение задолженности по уплате НДС как разницы между НДС, относящемуся к реализации, и НДС, относящемуся к покупкам. НДС, относящийся к реализации и покупкам, расчет или зачет по которым не произведен, или НДС, не возмещенный на отчетную дату (НДС к уплате и НДС к возмещению) отражаются 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Проценты по кредитам и займам, полученным 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 по обесценению. В тех случаях, когда Группа ожидает возмещения затрат, сумма возмещения отражается как отдельный актив, но только когда существует вероятность получения такого возмещения.

Обязательства по ликвидации активов. Обязательство по ликвидации активов признается, когда у Группы есть правовое или иное обязательство, возникающие из сложившейся деловой практики по демонтажу объектов основных средств. Обязательство представляет 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 обязательства с течением времени признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье расходы в виде процентов. Изменение суммы обязательства, которые переоцениваются на каждую отчетную дату в связи с изменением предполагаемых способов исполнения обязательства, предполагаемой суммы обязательства или ставок дисконтирования, трактуется как изменение бухгалтерской оценки в текущем отчетном периоде. Такие изменения отражаются как корректировки учетной стоимости основных средств и соответствующего обязательства.

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

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, переводятся в функциональную валюту каждой компании 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 каждой компании 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 и перехода права собственности. Выручка от оказания услуг признается в том периоде, в котором услуги были оказаны.

Доходы в виде процентов признаются по мере их начисления по отношению к учетной стоимости актива.

Общехозяйственные и управленческие расходы. Общехозяйственные и управленческие расходы представляют собой расходы на корпоративное управление и другие расходы, относящиеся к общему управлению и администрированию бизнеса в целом. Они включают в себя выплаты руководству и административному персоналу, некоторые юридические и консалтинговые услуги, страхование собственности, расходы на спонсорство и благотворительность и прочие расходы, возникающие в ходе управления Группой.

Вознаграждения работникам. Затраты, связанные с выплатой заработной платы, взносов в Пенсионный фонд Российской Федерации и Фонд социального страхования, предоставлением оплачиваемого ежегодного отпуска и отпуска по болезни, выплатой премий, 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. 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.

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

Вознаграждения с использованием акций. Группа учитывает вознаграждения с использованием акций в соответствии с МСФО (IFRS) 2 «Выплаты с использованием акций». Справедливая стоимость услуг работника, полученных в обмен на предоставление инструментов, дающих право на долю в уставном капитале, признается в составе расходов. Общая сумма отражаемого расхода в течение периода вступления прав в силу определяется на основании справедливой стоимости долевых инструментов, переданных работнику, определенной на дату предоставления. В отношении вознаграждений, предоставленных работникам акционерами, увеличение добавочного капитала признается равным соответствующему расходу на оплату труда, относящемуся к каждому периоду.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 12).

Задолженность, отраженная в консолидированном балансе 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. Установленные пенсионные обязательства ежегодно рассчитываются независимым актуарием с использованием метода прогнозируемой условной единицы (the project unit credit method). Ставка дисконтирования соответствует доходности по рублевым облигациям, выпущенным Правительством Российской Федерации, сроки погашения которых, соответствуют срокам погашения пенсионных обязательств.

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

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

Отчетность по сегментам. Сегмент представляет собой определенный компонент Группы, задействованный либо в реализации продукции или услуг (сегмент основной деятельности), либо в реализации продукции или услуг в рамках определенной экономической среды (географический сегмент), которая характеризуется определенными рисками и вознаграждениями, отличными от других сегментов. Если большинство выручки сегмента поступает от продаж внешним покупателям, а также доходы, результаты деятельности и активы составляют десять процентов и более всех сегментов, такой сегмент отражается отдельно.

Первичным форматом отражения информации по сегментам является разделение по сегментам основной деятельности, а вторичным форматом является разделение по географическим сегментам. Риски и вознаграждения, связанные с деятельностью Группы, в большей степени определяются сущностью различных видов деятельности Группы, чем географическими территориями, на которых осуществляется деятельность. Данный приоритет отражен в организационной структуре Группы.

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 признается 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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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. Соответственно, оценки износа, истощения и амортизации и обязательств по ликвидации активов, которые основаны на размере доказанных запасов, также 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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 и 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.

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, фактическое обесценение 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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Величина будущих денежных потоков в отношении дебиторской задолженности, оцениваемой на предмет обесценения, определяется на основании контрактных денежных потоков и накопленного опыта руководства относительно периода, на которые 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 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.

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

В декабре 2008 года Группа продала непрофильное дочернее общество ООО «Пуровский Терминал» третьим сторонам за 235 млн рублей, выплачиваемых ежемесячно равными частями до июля 2009 года, отразив убыток в сумме 18 млн рублей за вычетом налога на прибыль в сумме 11 млн рублей. Группа включала сальдо расчетов и результаты деятельности выбывшего дочернего общества в состав сегмента «Корпоративная и прочая деятельность».

В ноябре 2007 года Группа продала непрофильное дочернее общество ОАО «Геолог Ямала» третьим сторонам за 175 млн рублей, подлежащих выплате тремя ежегодными равными частями, отразив прибыль в сумме 85 млн рублей за вычетом налога на прибыль в сумме 10 млн рублей. Группа включала сальдо расчетов и результаты деятельности выбывшего дочернего общества в состав сегмента «Корпоративная и прочая деятельность».

В сентябре 2007 года Группа приобрела 50%-ю долю участия в Концессионном соглашении о разведке и добыче газа и сырой нефти на шельфе Эль-Ариш (далее – «Концессионное соглашение») в Арабской Республике Египет. Оставшаяся 50%-ая доля участия принадлежит компании Tharwa Petroleum S.A.E. В соответствии с Концессионным соглашением Группа приняла на себя обязательство по финансированию геологоразведочных работ в течение четырех лет – первоначального периода геологоразведки, в размере 40 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2008 г. в соответствии с Концессионным соглашением Группа профинансировала 20 млн долл. США.

В июле 2007 года Группа приобрела 25%-ные доли участия в каждой из следующих компаний: ООО «Ойлтехпродукт-Инвест», ООО «Петра Инвест-М» и ООО «Тайликснефтегаз», владеющих лицензиями на геологическое изучение Средне-Часельского, Северо-Русского, Южнозаполярного, Западно-Тазовского, Аномального и Северо-Ямсовейского участков недр, действительными до 2010 и 2011 годов. Группа намеревается продлить сроки лицензий, основываясь на результатах проведенных работ. Стоимость приобретения данных долей участия составила 1'125 млн рублей, из которых 108 млн рублей не были оплачены по состоянию на 31 декабря 2008 г. По условиям договоров на покупку Группа имеет возможность приобрести дополнительные 25%-ные доли участия в указанных компаниях после получения ими лицензий на добычу и в случае, если промышленная разработка данных участков недр будет признана экономически эффективной. Цена покупки долей этих обществ соответствует их справедливой стоимости. Финансово-хозяйственная деятельность приобретенных обществ была незначительной по отношению к активам, обязательствам, выручке и результатам деятельности Группы по состоянию на и за годы, заканчивающиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг.

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг.:

	Основные средства	Объекты незавершенного строительства	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	66'555	4'517	3'643	74'715
Накопленный износ, истощение и амортизация	(7'529)	-	(452)	(7'981)
Остаточная стоимость на 1 января 2007 г.	59'026	4'517	3'191	66'734
Приобретение дочерних обществ	-	-	254	254
Поступление и приобретение	2'136	17'324	6	19'466
Ввод в эксплуатацию	2'716	(2'999)	283	-
Износ, истощение и амортизация	(3'478)	-	(260)	(3'738)
Выбытие дочерних обществ, нетто	-	-	(18)	(18)
Выбытие, нетто	(2)	-	(27)	(29)
Первоначальная стоимость	71'404	18'842	4'098	94'344
Накопленный износ, истощение и амортизация	(11'006)	-	(669)	(11'675)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2007 г.	60'398	18'842	3'429	82'669
Поступление и приобретение	3'077	28'723	10	31'810
Ввод в эксплуатацию	21'517	(22'338)	821	-
Износ, истощение и амортизация	(4'291)	-	(318)	(4'609)
Выбытие дочерних обществ, нетто	(81)	(77)	(17)	(175)
Переклассификация в активы, удерживаемые для продажи	(437)	(257)	(2)	(696)
Выбытие, нетто	(107)	(122)	(56)	(285)
Первоначальная стоимость	95'242	24'771	4'787	124'800
Накопленный износ, истощение и амортизация	(15'166)	-	(920)	(16'086)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 г.	80'076	24'771	3'867	108'714

По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. активы, задействованные в добыче нефти и газа, включают стоимость доказанных запасов углеводородного сырья в сумме 26'755 млн и 28'222 млн рублей соответственно за вычетом накопленной амортизации в размере 6'470 млн и 4'908 млн рублей соответственно.

Ввод в эксплуатацию и приобретение нефтегазовых объектов основных средств в течение 2008 года включает завершение строительства второй очереди Юрхаровского месторождения на сумму 13'492 млн рублей, состоящего из установки сепарации природного газа, цеха подготовки конденсата и 87 км газопровода для транспортировки природного газа в Единую систему газоснабжения. Группа также запустила вторую очередь Пуловского завода стабилизации газового конденсата, включая заводские резервуары для хранения продукции, на сумму 3'468 млн рублей, что позволило увеличить перерабатывающую мощность завода на дополнительные 3 млн тонн до 5 млн тонн в год.

Поступление и приобретение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг., включает капитализированные проценты в размере 622 млн и 139 млн рублей соответственно. Ставки капитализации, используемые в течение 2008 и 2007 годов для расчета суммы капитализированных процентов, включенных в состав основных средств, составили 4,0% и 6,0% соответственно.

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Сумма износа, истощения и амортизации за год, закончившийся 31 декабря 2008 г., включает в себя амортизационные отчисления в размере 4'478 млн рублей, отраженных в составе операционных расходов, износ зданий и сооружений административного назначения в размере 103 млн рублей, отраженных в составе общехозяйственных и управленческих расходов (см. Примечание 20), и 28 млн рублей амортизационных отчислений, капитализированных в ходе оказания строительных услуг внутри Группы.

Сумма износа, истощения и амортизации за год, закончившийся 31 декабря 2007 г., включает в себя амортизационные отчисления в размере 3'668 млн рублей, отраженных в составе операционных расходов, износ зданий и сооружений административного назначения в размере 66 млн рублей, отраженных в составе общехозяйственных и управленческих расходов (см. Примечание 20), и 4 млн рублей амортизационных отчислений, капитализированных в ходе оказания строительных услуг внутри Группы.

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, составляла 1'284 млн и 618 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 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 ожидаемого их 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.

7 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Сырье и материалы по чистой цене реализации (за вычетом резервов под обесценение на сумму 32 млн и 45 млн рублей на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	418	280
Сырье и материалы по себестоимости	508	438
Природный газ и жидкие углеводороды по себестоимости	856	799
Полимерная продукция и изоляционная лента (за вычетом резервов под обесценение на сумму 4 млн и 10 млн рублей на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	253	177
Прочие товарно-материальные запасы	121	100
Итого товарно-материальные запасы	2'156	1'794

Группа отразила расход по обесценению товарно-материальных запасов в силу утраты ими потребительских свойств в сумме 25 млн и 101 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно.

8 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 9 млн и 8 млн рублей на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	1'819	2'947
Проценты по займам выданным	-	3
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 25 млн и 47 млн рублей на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	666	317
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	2'485	3'267

Учетная стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости. Связанный кредитный риск на отчетную дату представляет собой учетную стоимость каждого класса дебиторской задолженности, упомянутого выше. Торговая и прочая дебиторская задолженность Группы не имеет обеспечения (см. Примечание 23 в отношении раскрытия кредитных рисков).

Торговая и прочая дебиторская задолженность, которая просрочена менее, чем на три месяца, как правило, не считается обесцененной, за исключением случаев, когда имеются другие признаки обесценения. Торговая и прочая дебиторская задолженность в сумме 162 млн и 81 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно была просроченной, но не была обесценена. Данная задолженность относится к ряду независимых покупателей, у которых не было случаев неисполнения обязательств в прошлом. Анализ по срокам возникновения данной просроченной, но не обесцененной торговой и прочей дебиторской задолженности представлен ниже:

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Просроченная до 90 дней	84	19
Просроченная от 91 до 360 дней	67	55
Просроченная более 360 дней	11	7
Итого просроченная, но не обесцененная торговая и прочая дебиторская задолженность	162	81
Не просроченная и не обесцененная торговая и прочая дебиторская задолженность	2'323	3'186
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	2'485	3'267

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
На 1 января	55	75
Создание резерва	67	23
Списание нереальной к взысканию задолженности	(84)	(43)
Списание неиспользованного резерва на прибыль	(4)	-
На 31 декабря	34	55

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

9 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Финансовые активы		
Краткосрочные займы выданные	3	36
Краткосрочные банковские депозиты	5	-
Нефинансовые активы		
НДС, подлежащий возмещению	1'174	2'668
Предоплаты и авансы поставщикам (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 4 млн и 4 млн рублей на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	2'808	2'413
Отложенные таможенные пошлины по экспорту стабильного газового конденсата	299	1'069
Предоплаты по налогам, кроме налога на прибыль	3'004	974
Отложенные расходы на транспортировку стабильного газового конденсата	318	334
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	351	55
Прочие текущие активы	68	111
Итого предоплаты и прочие текущие активы	8'030	7'660

10 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Денежные средства на расчетных счетах	5'304	1'787
Процентные депозиты, размещенные в банках	5'614	2'195
Прочие депозиты	74	-
Итого денежные средства и их эквиваленты, отраженные в консолидированном балансе	10'992	3'982
Минус: банковские овердрафты (см. Примечание 13)	(1)	(1'368)
Итого денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты, отраженные в консолидированном отчете о движении денежных средств	10'991	2'614

Все депозиты имеют срок погашения до трех месяцев (см. Примечание 23 в отношении раскрытия кредитных рисков).

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Заемные средства, деноминированные в долларах США	23'293	54
Заемные средства, деноминированные в Евро	45	270
Итого	23'338	324
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(3'403)	(282)
Итого долгосрочные заемные средства	19'935	42

По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. долгосрочные заемные средства с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Синдицированные заемные средства	23'293	-
Прочие заемные средства	45	324
Итого	23'338	324

Синдицированные заемные средства. 21 апреля 2008 г. Группа привлекла необеспеченный синдицированный кредит на общую сумму до 800 млн долл. США на общекорпоративные цели, включая финансирование программ капитального строительства. Срок кредитной линии составляет 3 года с погашением равными квартальными платежами, через 18 месяцев после 21 апреля 2008 г. Процентная ставка по кредитной линии составляет ЛИБОР плюс 1,25% годовых в течение первых 18 месяцев, далее ставка увеличивается до ЛИБОР плюс 1,50% годовых (3,42% по состоянию на 31 декабря 2008 г.). Условия предоставления кредитной линии включают в себя необходимость соблюдения ряда ограничительных финансовых условий. По состоянию на 31 декабря 2008 г. по данной кредитной линии Группа выбрала полную сумму 23'293 млн рублей (793 млн долл. США) с учетом транзакционных издержек в сумме 216 млн рублей.

Прочие заемные средства. По состоянию на 31 декабря 2007 г. прочие заемные средства Группы включали заемные средства, деноминированные в долларах США, на общую сумму 54 млн рублей (2,2 млн долл. США) со средневзвешенной процентной ставкой 10,8% годовых. Срок погашения этих займов наступил в период с 2007 по 2008 годы и займы были полностью погашены. По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. прочие заемные средства также включали в себя займы, деноминированные в Евро, на общую сумму 45 млн рублей (1,1 млн Евро) и 270 млн рублей (7,5 млн Евро) соответственно. Средневзвешенная эффективная процентная ставка по займам составляла 13,6% и 13,6% годовых по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно. Сроки погашения этих займов наступают в течение 2009 года.

Учетная стоимость долгосрочных заемных средств соответствует их справедливой стоимости.

Таблица с погашенными долгосрочными займами по состоянию на 31 декабря 2008 г. представлена ниже:

12 месяцев, заканчивающихся 31 декабря:	
2010	13'242
2011	6'693
Итого долгосрочные заемные средства	19'935

12 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 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 балансе в составе прочих долгосрочных обязательств, рассчитаны следующим образом:

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Текущая стоимость установленных пенсионных обязательств	468	492
Непризнанная часть стоимости прошлых услуг	(256)	(276)
Обязательства по программе выплат работникам, признанные в консолидированном балансе	212	216

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	Год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
На 1 января	492	-
Стоимость прошлых услуг	-	293
Расходы в виде процентов	24	18
Выплачено пенсий	(2)	-
Текущие расходы по пенсионной программе	67	60
Актuarные (прибыли) убытки	(113)	121
На 31 декабря	468	492

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Текущие расходы по пенсионной программе	67	60
Расходы в виде процентов	24	18
Актuarные (прибыли) убытки	(113)	121
Амортизация стоимости прошлых услуг	18	17
Затраты по программе выплат работникам, признанные в составе операционных расходов	(4)	216
<i>из которых следующие суммы были включены в расходы на оплату труда в составе статей:</i>		
Материалы, услуги и прочие	(2)	106
Общехозяйственные и управленческие расходы	(2)	110

12 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В результате корректировки обязательств по программе, основанной на полученном опыте, Группа признала убыток в сумме 27 млн и 77 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг. в составе актуарных (прибылей) убытков.

Далее приведены основные актуарные допущения, принятые на 31 декабря 2008 и 2007 гг.:

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Средневзвешенная ставка дисконтирования	9,6%	6,4%
Прогнозируемое увеличение вознаграждений работников	10%	10%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	6,7%	10%

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 12% в 2009 году до 8% в 2013 году и далее средний уровень инфляции составит 6%.

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 балансе.

13 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Заемные средства, деноминированные в долларах США	2'938	4'910
Банковские овердрафты, деноминированные в долларах США	1	1'368
Итого	2'939	6'278
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	3'403	282
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	6'342	6'560

Заемные средства, деноминированные в долларах США. По состоянию на 31 декабря 2008 г. заемные средства Группы, деноминированные в долларах США, включали кредит от «БНП ПАРИБА Банка» в размере 2'938 млн рублей (100 млн долл. США). Годовая процентная ставка по кредиту составляет 6,27%. Кредит подлежит погашению в августе и сентябре 2009 года.

По состоянию на 31 декабря 2007 г. заемные средства Группы, деноминированные в долларах США, включали кредит от «БНП ПАРИБА Банка» в размере 2'455 млн рублей (100 млн долл. США). Кредит был погашен в сентябре 2008 года.

По состоянию на 31 декабря 2007 г. заемные средства Группы, деноминированные в долларах США, включали кредиты от банков CALYON S.A. и «Коммерческий и Инвестиционный Банк «КАЛИОН РУСБАНК» на общую сумму 2'455 млн рублей (100 млн долл. США). Кредиты были погашены в мае 2008 года.

Учетная стоимость краткосрочных заемных средств соответствует их справедливой стоимости.

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

Доступные кредитные линии и банковские овердрафты. По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. Группа использовала в качестве банковских овердрафтов 1 млн и 1'368 млн рублей кредитных средств соответственно. Сумма доступных средств по краткосрочным кредитным линиям, предоставленным Группе различными международными банками, составила 4'407 млн рублей (150 млн долл. США) и 4'148 млн рублей (169 млн долл. США) на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно. Условия использования кредитных линий предусматривают фиксированную либо переменную процентную ставку в зависимости от конкретных условий финансирования.

Кроме того, Группа располагает доступными средствами на сумму до 2'938 млн рублей (100 млн долл. США) по кредитной линии сроком на два года с ноября 2007 года, полученной от «ЮниКредит Банка» с процентной ставкой, подлежащей обсуждению на каждую дату получения денежных средств.

14 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	3'863	1'327
Прочая кредиторская задолженность	450	375
Проценты, подлежащие уплате	92	9
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	1'192	1'535
Задолженность по заработной плате	626	352
Прочая кредиторская задолженность	-	1
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	6'223	3'599

15 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 2008 и 2007 гг. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10'593'682'000 штук по состоянию на обе даты.

Выкупленные собственные акции. В течение 2008 года в соответствии с программой выкупа собственных акций, одобренной Советом Директоров 11 февраля 2008 г., Группа 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 2008 г. на балансе 100%-го дочернего общества Группы Novatek Equity (Surgus) Limited находилось 419'233 ГДР (4'192 тыс. обыкновенных акций) общей покупной стоимостью 599 млн рублей. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участия в голосовании.

15 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Дивиденды. Суммы объявленных и выплаченных дивидендов представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Дивиденды, подлежащие выплате на 1 января	1	1
Итого дивиденды объявленные	7'651	5'860
Дивиденды выплаченные	(7'652)	(5'860)
Дивиденды, подлежащие выплате на 31 декабря	-	1
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	2,52	1,93
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	25,2	19,3

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в 2008 и 2007 годах, представлены ниже:

Окончательные за 2007 год: 1,52 руб. на акцию или 15,2 руб. на ГДР объявлены в мае 2008 года	4'615
Промежуточные за 2008 год: 1,00 руб. на акцию или 10,00 руб. на ГДР объявлены в октябре 2008 года	3'036
Итого дивиденды, объявленные в 2008 году	7'651
Окончательные за 2006 год: 1,10 руб. на акцию или 11,00 руб. на ГДР объявлены в мае 2007 года	3'340
Промежуточные за 2007 год: 0,83 руб. на акцию или 8,30 руб. на ГДР объявлены в октябре 2007 года	2'520
Итого дивиденды, объявленные в 2007 году	5'860

Вознаграждения с использованием акций. В 2005 году акционеры Группы предоставили вознаграждения с использованием акций ключевым руководителям Группы. Справедливая стоимость вознаграждений составляет 879 млн рублей, отражаемых в составе расходов на вознаграждения в течение пяти лет равными долями начиная со второго квартала 2005 года. Соответствующее увеличение отражается в составе добавочного капитала в консолидированном отчете об изменениях в капитале, так как расходы на вознаграждения представляют собой вклад акционеров Группы в предоставление указанных вознаграждений. Справедливая стоимость вознаграждений определена владельцами общества с ограниченной ответственностью исходя из стоимости его чистых активов.

Распределение чистой прибыли. В соответствии с законодательством Российской Федерации «НОВАТЭК» распределяет прибыль при помощи 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 чистой прибыли. По состоянию на дату подготовки настоящей консолидированной финансовой отчетности чистая прибыль «НОВАТЭК» определяемая в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета была не окончательной. За 2007 год «НОВАТЭК» отразил в бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии с требованиями российского законодательства, прибыль в размере 16'242 млн рублей и сальдо накопленной нераспределенной прибыли, включая прибыль отчетного периода, составило 41'213 млн рублей.

16 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Реализация природного газа	45'650	35'605
Реализация стабильного газового конденсата	19'374	17'106
Реализация сжиженного углеводородного газа	6'376	4'926
Реализация нефтепродуктов	2'633	967
Реализация нефти	2'043	1'802
Итого выручка от реализации нефти и газа	76'076	60'406

17 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Транспортировка природного газа покупателям	11'080	9'077
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	4'384	3'376
Транспортировка стабильного газового конденсата танкерами	2'168	1'690
Транспортировка нестабильного газового конденсата от месторождений до перерабатывающих заводов по трубопроводам третьих сторон	232	115
Транспортировка нефти покупателям	123	127
Расходы на страхование	10	7
Прочие	156	29
Итого транспортные расходы	18'153	14'421

18 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

Помимо налога на прибыль Группа выплачивает налоги, представленные ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Налог на добычу полезных ископаемых	6'424	5'703
Налог на имущество	670	544
Акциз	8	36
Прочие налоги	84	96
Итого налоги, кроме налога на прибыль	7'186	6'379

В 2008 и 2007 годах ставка налога на добычу природного газа была установлена в размере 147 рублей за тыс. куб. метров.

Ставка налога на добычу 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 нефти рассчитывается на основе среднерыночной цены на нефтяную смесь марки «Юралс» (Urals blend) и среднего обменного курса рубля за соответствующий налоговый период. Начиная с 1 января 2005 г., базовая ставка составляла 419 рублей за метрическую тонну добытой сырой нефти.

19 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Оплата труда	2'169	1'897
Сырье и материалы	1'766	1'521
Расходы за услуги третьим сторонам (по операторским договорам)	721	68
Услуги по ремонту и эксплуатации	405	367
Расходы на услуги по переработке	341	213
Расходы на электроэнергию и топливо	308	216
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	168	263
Прочие	454	379
Итого материалы, услуги и прочие расходы	6'332	4'924

20 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Оплата труда	3'053	1'961
Расходы на спонсорство и благотворительность	499	559
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	319	404
Расходы на командировки сотрудников	216	199
Расходы по аренде	184	146
Амортизация административных зданий	103	66
Расходы на страхование	90	117
Прочие	600	421
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	5'064	3'873

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:	
	2008	2007
Вознаграждение за аудиторские услуги (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы и обязательный российский аудит материнской компании)	33	28
Вознаграждение за услуги, кроме аудиторских (налоговые и прочие услуги)	2	3
Итого вознаграждения и услуги аудиторов	35	31

21 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Прибыль до налога на прибыль (исключая долю в прибыли зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль)	28'736	25'489
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 24%	6'896	6'117
Причины увеличения (уменьшения):		
Затраты, не принимаемые для уменьшения налогооблагаемой базы	509	364
Налогообложение иностранных дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(99)	(107)
Налог на дивиденды, удержанный при получении дивидендов от дочерних обществ	-	193
Изменение в установленной ставке налога на прибыль	(1'289)	-
Прочие постоянные разницы	(355)	194
Расходы по налогу на прибыль	5'662	6'761

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная ставка налога на прибыль в 2008 и 2007 годах составляла 24%. За годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 19,7 % и 26,5 % соответственно.

20 ноября 2008 г. Правительством Российской Федерации принято изменение в законодательстве, касающееся уменьшения ставки налога на прибыль с 24% до 20%. Так как ставка налога была законодательно утверждена до 31 декабря 2008 г., эффект от изменений на закрытие отложенных налоговых обязательств составил 1'289 млн рублей и был признан в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Эффективная ставка налога на прибыль Группы в 2008 году составила 24,2% без учета эффекта снижения налоговой ставки.

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 балансе информация по отложенному налогу на прибыль представлена следующим образом:

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	328	532
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(6'720)	(8'083)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(6'392)	(7'551)

Активы по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг., составляли 81 млн и 608 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг., составляли 86 млн и 348 млн рублей соответственно.

21 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменение сумм активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль в течение 2008 и 2007 годов представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2008 г.	Перекласс ификация в (активы) обязательс тва, удерживае мые для продажи	Влияние на отчет о прибылях и убытках	На 31 декабря 2007 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	На 31 декабря 2006 г.
Обязательства						
Основные средства	(7'473)	70	1'177	(8'720)	226	(8'946)
Товарно-материальные запасы	(56)	7	(20)	(43)	(3)	(40)
Прочие текущие активы	(10)	-	302	(312)	17	(329)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(25)	-	(22)	(3)	13	(16)
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(7'564)	77	1'437	(9'078)	253	(9'331)
Активы						
Товарно-материальные запасы	430	(19)	(112)	561	170	391
Торговая и прочая дебиторская задолженность	45	-	21	24	1	23
Торговая и прочая кредиторская задолженность	389	(93)	(103)	585	69	516
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	226	(11)	(82)	319	81	238
Прочие	82	(25)	69	38	(34)	72
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	1'172	(148)	(207)	1'527	287	1'240
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(6'392)	(71)	1'230	(7'551)	540	(8'091)

По состоянию на 31 декабря 2008 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 226 млн рублей (на 31 декабря 2007 г.: 319 млн рублей) в виде налоговых убытков, перенесенных на будущее, в размере 1'130 млн рублей (на 31 декабря 2007 г.: 1'329 млн рублей). Налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на размер налоговых убытков, перенесенных на будущее, в течение 10 лет с момента начисления по причине наличия 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.

22 АКТИВЫ, УДЕРЖИВАЕМЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Активы и обязательства ООО «Пурнефть», 100%-го дочернего общества Группы, основной деятельностью которого является добыча нефти на Усть-Пурпейском месторождении, были представлены как удерживаемые для продажи в соответствии с решением ОАО «НОВАТЭК» в декабре 2008 года о продаже дочернего общества. Общество входит в сегмент Группы «Разведка и добыча». Сделка не была завершена к моменту подготовки данной финансовой отчетности, однако руководство считает, что эта сделка будет завершена в 2009 году. Дальнейшая добыча на этом месторождении была признана экономически нецелесообразной для Группы.

Внеоборотные активы, классифицированные как удерживаемые для продажи, отражены по наименьшей из учетной стоимости и справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу. Решение о продаже не повлекло за собой необходимость начисления резерва под обесценение данных активов.

Ниже приведена таблица по основным классам активов и обязательств относящимся к активам, удерживаемым для продажи:

На 31 декабря 2008 г.	
Основные средства	696
Отложенные налоговые активы	71
Товарно-материальные запасы	34
Прочие активы	100
Итого активы, удерживаемые для продажи	901
Обязательства по ликвидации активов	321
Прочие обязательства	14
Итого обязательства, относящиеся к активам, удерживаемым для продажи	335

23 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>	
	<i>На 31 декабря:</i>	
	2008	2007
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные займы выданные	413	412
Торговая и прочая дебиторская задолженность	323	269
Долгосрочные депозиты и аккредитивы	52	175
<i>Текущие</i>		
Краткосрочные займы выданные	3	36
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'485	3'267
Краткосрочные банковские депозиты	5	-
Денежные средства и их эквиваленты	10'992	3'982
Итого учетная стоимость	14'273	8'141
	<i>Оценены по амортизируемой стоимости</i>	
	<i>На 31 декабря:</i>	
	2008	2007
<i>Финансовые обязательства</i>		
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные заемные средства	19'935	42
<i>Текущие</i>		
Текущая часть долгосрочных заемных средств	3'403	282
Краткосрочные заемные средства	2'939	6'278
Торговая и прочая кредиторская задолженность	4'405	1'711
Итого учетная стоимость	30'682	8'313

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 того, что изменения рыночных цен, таких как обменные курсы иностранных валют, процентные ставки, цены на товары и стоимость капитала 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.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменения рыночных цен, которым подвержена Группа, включает 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 и Евро. Риск колебания курсов иностранных валют возникает, в основном, от будущих хозяйственных операций и имеющихся активов и обязательств, номинированных в валюте, не являющейся функциональной валютой.

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 покупкам, долговые инструменты и прочие операции, деноминированные в валюте, отличной от российского рубля, а также некоторые нерублевые активы и обязательства.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

На 31 декабря 2008 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	413	-	-	-	413
Торговая и прочая дебиторская задолженность	323	-	-	-	323
Долгосрочные депозиты и аккредитивы	49	1	-	2	52
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные займы выданные	3	-	-	-	3
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1'860	602	-	23	2'485
Краткосрочные банковские депозиты	-	-	5	-	5
Денежные средства и их эквиваленты	3'748	7'162	74	8	10'992
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(19'935)	-	-	(19'935)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(3'358)	(45)	-	(3'403)
Краткосрочная кредиторская задолженность	-	(2'939)	-	-	(2'939)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(4'162)	(152)	(87)	(4)	(4'405)
Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2008 г.	2'234	(18'619)	(53)	29	(16'409)
<hr/>					
На 31 декабря 2007 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	412	-	-	-	412
Торговая и прочая дебиторская задолженность	269	-	-	-	269
Долгосрочные депозиты и аккредитивы	169	-	6	-	175
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные займы выданные	36	-	-	-	36
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1'913	1'350	-	4	3'267
Денежные средства и их эквиваленты	3'763	189	7	23	3'982
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(4)	(38)	-	(42)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(50)	(232)	-	(282)
Краткосрочные заемные средства	-	(6'278)	-	-	(6'278)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(1'657)	(31)	(16)	(7)	(1'711)
Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2007 г.	4'905	(4'824)	(273)	20	(172)

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает возможные убытки от изменения справедливой стоимости финансовых инструментов, которые возникнут в случае увеличения курсов валют на 30%, притом, что портфель инструментов и другие переменные остаются неизменными по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно.

Эффект на прибыль до налога на прибыль	Увеличение курсов валют	На 31 декабря:	
		2008	2007
российский рубль / доллар США	30%	(5'586)	(1'446)
российский рубль / Евро	30%	(16)	(81)

Снижение курсов валют на 30% 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), агентством Правительства РФ. В ноябре 2006 года ФСТ одобрила и опубликовала план либерализации цен на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке, до 2011 года. Как часть этой программы ФСТ одобрила 25%-ное увеличение регулируемых цен в течение 2008 года и с 1 января 2009 года за первый квартал 2009 года на 5%. В рамках этой программы ФСТ объявила свои планы по дальнейшему повышению регулируемых цен в начале каждого квартала 2009 года на 7%, 7% и 6,2% соответственно. 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, продукты ее переработки и газовый конденсат по спот-контрактам. Реализация газового конденсата на рынке США и Европы основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки WTI и Brent dated соответственно плюс премия либо минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация нефти на экспорт основана на сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent dated минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке, 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. Группа не использовала товарные производные финансовые инструменты в торговых целях для снижения риска изменения цены по состоянию на 31 декабря 2008 г. или в течение 2008 года.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Группа подвержена риску колебания процентных ставок на финансовые обязательства с переменными процентными ставками. Для того, чтобы снизить данный риск, казначейское подразделение Группы производит периодический анализ существующих на рынке процентных ставок, и в зависимости от результатов анализа, руководство принимает решения, какой из доступных способов финансирования наиболее выгоден – с переменной или фиксированной процентной ставкой. В случаях, когда происходит значительное изменение текущей рыночной фиксированной или переменной процентной ставки, руководство рассматривает рефинансирование 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:	
	2008	2007
С переменной ставкой	23'293	6'278
С фиксированной ставкой	2'984	324
Итого заемные средства	26'277	6'602

Группа централизованно управляет потребностями и изменениями 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 за 2008 год уменьшилась бы на суммы, указанные ниже.

Группа рассматривает различные способы управления, денежными потоками, связанными с риском изменения процентных ставок путем изменения курса фиксированной процентной ставки. Никаких своп контрактов или других аналогичных инструментов по состоянию на 31 декабря 2008 г. или в течение 2008 года не использовалось.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Эффект на прибыль до налога на прибыль	На 31 декабря:	
	2008	2007
Увеличение на 100 базисных пунктов	233	63

Снижение процентных ставок на 100 процентных базисных пунктов дает противоположное по значению изменение справедливой стоимости финансовых инструментов.

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 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. 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 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.

Максимальная подверженность кредитному риску на отчетную дату представляет собой учетную стоимость каждого финансового актива, учитываемого на балансе.

Ниже представлена взаимосвязь торговой и прочей дебиторской задолженности Группы с основными мировыми рейтингами ее контрагентов.

Moody's и/или Fitch	На 31 декабря:	
	2008	2007
С рейтингом инвестиционной категории	1'088	499
Без рейтинга инвестиционной категории	51	1'071
Без независимого рейтинга	1'346	1'697
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	2'485	3'267

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлена взаимосвязь денежных средств и их эквивалентов Группы с основными мировыми рейтингами банков, в которых находятся остатки ее денежных средств.

Moody's и/или Fitch	На 31 декабря:	
	2008	2007
С рейтингом инвестиционной категории	9'985	2'528
Без рейтинга инвестиционной категории	875	1'303
Без независимого рейтинга	132	151
Итого денежные средства и их эквиваленты	10'992	3'982

Кредитные рейтинги инвестиционного уровня соответствуют Ааа до Ваа3 по Moody's и ААА до ВВВ- по Fitch соответственно.

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

Группа готовит различные финансовые планы (ежемесячные, квартальные и годовые), которые дают уверенность в наличии достаточного объема денежных средств для оплаты операционных расходов, финансовых обязательств и инвестиционной деятельности на период 30 дней и более. Группа использует различные краткосрочные заемные средства. 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 займы на доступных международных и внутренних рынках.

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

На 31 декабря 2008 г.	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой				
<i>Основная сумма</i>	2'984	-	-	2'984
<i>Проценты</i>	2	-	-	2
Заемные средства с переменной процентной ставкой				
<i>Основная сумма</i>	3'358	13'242	6'693	23'293
<i>Проценты</i>	785	477	61	1'323
Торговая и прочая кредиторская задолженность	4'405	-	-	4'405
Итого финансовые обязательства	11'534	13'719	6'754	32'007

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

На 31 декабря 2007 г.	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой				
<i>Основная сумма</i>	282	42	-	324
<i>Проценты</i>	41	2	-	43
Заемные средства с переменной процентной ставкой				
<i>Основная сумма</i>	6'278	-	-	6'278
<i>Проценты</i>	157	-	-	157
Торговая и прочая кредиторская задолженность	1'711	-	-	1'711
Итого финансовые обязательства	8'469	44	-	8'513

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

В настоящее время Группе присвоен кредитный рейтинг инвестиционного уровня Baa3 (прогноз стабильный) согласно Moody's Investor Services и рейтинг BB+ (стабильный) согласно Standard & Poors. В целях поддержания данного кредитного рейтинга 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.

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 существующего финансового положения Группы. Совет директоров рекомендует произвести выплату дивидендов, а собрание акционеров «НОВАТЭКа» одобряет выплату.

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

24 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.

24 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.

Волатильность, присущая мировому и российскому финансовым рынкам в последнее время. Мировой кризис ликвидности, начавшийся в середине 2007 года, оказал сильное негативное влияние на мировые рынки капитала, что, среди прочего, привело к снижению активности на рынках привлечения капитала, более низкому уровню ликвидности в международном и российском банковском секторе и повышению ставок межбанковского кредитования. Существующая на мировом финансовом рынке неопределенность также привела к банкротству ряда банков и принятию ряда мер по спасению банков в США, Западной Европе, России и других странах. Сверх того, Федеральная Резервная Система и Казначейство США наряду с Центральными Банками стран по всему миру, включая Центральный Банк Российской Федерации, инициировали скоординированные действия по стимулированию мировых финансовых рынков.

Текущая рыночная ситуация может оказать влияние на возможность Группы привлечь новые заемные средства и/или рефинансировать существующие займы на условиях, которые применялись к аналогичным сделкам в предыдущие периоды. Кроме того, общее снижение ликвидности может оказать негативное влияние на положение дебиторов Группы и их способность погасить свою задолженность перед Группой. Ухудшение операционного и финансового положения дебиторов Группы может также оказать влияние на прогнозы руководства в отношении потоков денежных средств и оценку справедливой стоимости (обесценения) финансовых и нефинансовых активов. С учетом имеющейся информации руководство соответствующим образом отразило пересмотренные оценки ожидаемых будущих денежных потоков в своей оценке обесценения активов.

Руководство считает, что оно предпринимает все необходимые корректирующие и превентивные меры, направленные на поддержание устойчивости и дальнейшего развития деятельности Группы в сложившейся рыночной ситуации. Применяемая в течение последних нескольких лет финансовая политика Группы укрепила показатели консолидированного баланса путем предотвращения необоснованного привлечения заемных средств для финансирования капитальных затрат и прочей непрофильной деятельности. В частности, Группа поддерживала адекватный уровень денежных средств и их эквивалентов, использовала диверсифицированные источники финансирования, требовала внесения предоплаты за поставки углеводородов и придерживалась жестко установленных показателей ликвидности и соотношения заемного и собственного капитала.

Несмотря на эти усилия, руководство признает нынешнюю неопределенность по поводу направления и продолжительности текущей изменчивости рынка и, следовательно, не может предсказать последствия любого дальнейшего ухудшения положения на глобальном и российском финансовых рынках.

Тест на обесценение активов. Принимая во внимание глобальный экономический кризис, кризис ликвидности и продолжающиеся снижение цен на сырьевые товары, в частности, нефть, стабильный газовый конденсат, сжиженный нефтяной газ и нефтепродукты, являющиеся индикаторами возможного обесценения активов в соответствии с МСФО 36, «Обесценение активов», руководство провело тестирование всех активов на обесценение.

Анализ показал, что обесценение активов Группы по состоянию на 31 декабря 2008 г. не требуется.

24 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Договорные обязательства. По состоянию на 31 декабря 2008 г. Группа приняла на себя договорные обязательства произвести капитальные затраты на общую сумму приблизительно 16'991 млн рублей (на 31 декабря 2007 г.: 21'744 млн рублей), направленные на продолжение второй очереди разработки Юрхаровского месторождения (до конца 2011 года), на развитие Восточно-Таркосалинского и Ханчейского месторождений (до конца 2009 года и 2010 года соответственно) и продолжение строительства второй очереди Пуровского завода стабилизации газового конденсата (до конца 2011 года) в соответствии с подписанными договорами. Кроме того, Группа приняла на себя минимальные капитальные обязательства по финансированию геологоразведочных работ на шельфе Эль-Ариш в соответствии с заключенным Концессионным соглашением (см. Примечание 5).

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

Руководство считает, что соответствующие законодательные акты трактуются надлежащим образом, и позиции Группы по налогообложению, валютному регулированию и таможенному оформлению являются обоснованными по состоянию на 31 декабря 2008 г. В тех случаях, когда, по мнению руководства, существовала вероятность того, что его позиция не будет поддержана, соответствующая сумма была начислена в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

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

24 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 и газа на этих месторождениях и осуществляет регулярные платежи за пользование недрами. Основные имеющиеся у Группы лицензии и сроки их действия перечислены ниже:

Месторождение	Владелец лицензии	Действительна до
Юрхаровское	«НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2034
Восточно-Таркосалинское	«НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2043
Ханчейское	«НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2019
Стерховое (Олимпийский лицензионный участок)	«ПурНоваГаз»	2026
Термокарстовое	«Тернефтегаз»	2021

Руководство полагает, что по действующему законодательству Группа имеет право продлить сроки действия лицензий после истечения первоначально установленных сроков и намерено воспользоваться этим правом по отношению ко всем имеющимся месторождениям. В декабре 2007 года руководство Группы успешно продлило срок действия лицензии на разработку Восточно-Таркосалинского месторождения с 2018 до 2043 года. Группа планирует подать заявку в Федеральное агентство по недропользованию на продление сроков действия лицензий на Ханчейское месторождение.

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, такие обязательства незамедлительно начисляет их в качестве расходов, если получение будущих выгод маловероятно. Потенциальные обязательства по охране окружающей среды, которые могут возникнуть 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 исков, которые могли бы оказать существенное влияние на результаты деятельности или финансовое положение Группы и которые не были бы соответствующим образом отражены в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

25 КРУПНЕЙШИЕ ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ ОБЩЕСТВА

Крупнейшие дочерние и зависимые общества Группы по состоянию на 31 декабря 2008 г. и соответствующие доли участия в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля участия на 31 декабря 2008 г.	Страна регистрации	Основные виды деятельности
<i>Дочерние общества</i>			
ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»	100,0%	Россия	Разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»	100,0%	Россия	Разведка и добыча
ООО «Тернефтегаз»	100,0%	Россия	Разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»	100,0%	Россия	Завод стабилизации газового конденсата
ООО «НОВАТЭК-ТРАНСЕРВИС»	100,0%	Россия	Услуги по транспортировке
ООО «НОВАСИБ»	100,0%	Россия	Геологическое изучение недр
ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы»	100,0%	Россия	Управление розничной и мелкооптовой торговлей
ООО «НОВАТЭК Северо-Запад»	100,0%	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР»	100,0%	Россия	Производство полимерной продукции и изоляционной пленки
ООО «ПурНовоГаз»	100,0%	Россия	Разведка и добыча
ООО «Пурнефть»	100,0%	Россия	Разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	100,0%	Россия	Строительство морского портового терминала
ООО «ЯРГЕО»	51,0%	Россия	Геологическое изучение недр
Novatek Overseas AG	100,0%	Швейцария	Холдинг
Runitek GmbH	100,0%	Швейцария	Торговля и маркетинг
Novatek Overseas Exploration & Production GmbH	100,0%	Швейцария (филиал в Египте)	Разведка и добыча
Novatek Equity (Cyprus) Limited	100,0%	Кипр	Приобретение акций Группы
<i>Зависимые общества</i>			
ООО «Ойлтехпродукт-Инвест»	25,0%	Россия	Геологическое изучение недр
ООО «Петра Инвест-М»	25,0%	Россия	Геологическое изучение недр
ООО «Тайликснефтегаз»	25,0%	Россия	Геологическое изучение недр

26 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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.

Группа пересмотрела свой подход к определению компаний, подпадающих под понятие связанная сторона. В частности, предполагается, что дочерние компании всех обществ, рассматриваемых как связанные стороны, также, будут являться связанными сторонами Группы.

26 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 и его дочерними обществами.

<i>Связанные стороны – ОАО «Газпром» и его дочерние общества</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Операции		
Продажа нефтепродуктов и газа	6'144	4'099
Покупка природного газа	1'549	1'446
Транспортировка природного газа покупателям	11'544	9'140
Услуги по переработке сырья	342	213
Прочие производственные расходы	33	27
Прочие прибыли (убытки)	221	(39)
Прочая выручка	3	-
Сальдо по расчетам		
Денежные средства	-	13
Торговая и прочая дебиторская задолженность	232	413
Предоплаты и прочие текущие активы	1'065	1'517
Торговая и прочая кредиторская задолженность	276	261
<hr/>		
<i>Связанные стороны – зависимые общества</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Операции		
Прочая выручка	805	22
Доходы в виде процентов	51	16
Сальдо по расчетам		
Долгосрочная дебиторская задолженность	410	409
Проценты по займам выданным	33	16
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	489	324

26 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*Связанные стороны – компании под значительным влиянием ключевого руководящего персонала Группы*

По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 г.

Операции

Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе осн. ср-в)	6'980
Продажа нефтепродуктов	245
Продажа полимерной продукции	3
Прочая выручка	38
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	42

Сальдо по расчетам

Предоплаты и авансы поставщикам (на строительство)	-
Предоплаты и прочие текущие активы	21
Денежные средства и их эквиваленты	337
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	55

Операции со связанными сторонами – компаниями под значительным влиянием ключевого руководящего персонала Группы произошли, начиная с 1 января 2008 г.

Вознаграждение основному руководству. В течение 2008 и 2007 годов Группа осуществила выплаты ключевым сотрудникам (членам Правления и Совета директоров, некоторые из которых имеют прямую или косвенную заинтересованность в Группе) в виде краткосрочных вознаграждений, включающих заработную плату и бонусы, не учитывая выплаченных дивидендов, в сумме 817 млн и 403 млн рублей денежными средствами соответственно. Указанные суммы включают подоходный налог, но не включают единый социальный налог. Вознаграждение членам Совета директоров утверждается общим годовым собранием акционеров. Краткосрочное вознаграждение ключевым руководящим сотрудникам также включает в себя оплату услуг оздоровительного характера. Кроме этого, в течение 2008 и 2007 годов 176 млн рублей за каждый год были отражены как часть программы вознаграждения с использованием акций (см. Примечание 15) и включены в состав общехозяйственных и управленческих расходов.

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

Первичным форматом отражения информации по сегментам является разделение по сегментам основной деятельности, а вторичным форматом является разделение по географическим сегментам.

Сегменты основной деятельности. Группа оценивает результаты деятельности и принимает инвестиционные и стратегические решения на основе анализа прибыльности Группы в целом. Тем не менее, руководство считает, что деятельность Группы состоит из следующих сегментов:

- Разведка и добыча – приобретение участков недр, геологическое изучение залежей углеводородов, добыча, переработка, маркетинг и транспортировка природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки;
- Корпоративная и прочая деятельность – прочая деятельность, включая услуги управляющей компании, часть общехозяйственных и управленческих расходов, производство и продажа полимерной продукции и изоляционной ленты.

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегментам по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. представлена ниже:

На 31 декабря 2008 г.	Разведка и добыча	Корпоративная и прочая деятельность	Итого
Активы по сегментам	117'592	7'212	124'804
Вложения в зависимые общества	1'416	-	1'416
Нераспределенные активы:			
Текущий и отложенный налог на прибыль			2'189
Долгосрочные займы выданные			413
Торговая и прочая дебиторская задолженность			2
Прочие долгосрочные активы			52
Предоплаты и прочие текущие активы			10
Денежные средства и их эквиваленты			11'021
Итого активы			139'907
Обязательства по сегментам	8'924	1'019	9'943
Нераспределенные обязательства:			
Текущий и отложенный налог на прибыль			6'955
Долгосрочные и краткосрочные заемные средства			26'277
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			92
Итого обязательства			43'267
На 31 декабря 2007 г.	Разведка и добыча	Корпоративная и прочая деятельность	Итого
Активы по сегментам	92'965	4'344	97'309
Вложения в ассоциированные компании	1'125	-	1'125
Нераспределенные активы:			
Текущий и отложенный налог на прибыль			868
Долгосрочные займы выданные			412
Торговая и прочая дебиторская задолженность			3
Прочие долгосрочные активы			191
Предоплаты и прочие текущие активы			85
Денежные средства и их эквиваленты			3'982
Итого активы			103'975
Обязательства по сегментам	6'728	94	6'822
Нераспределенные обязательства:			
Текущий и отложенный налог на прибыль			8'728
Долгосрочные и краткосрочные заемные средства			6'602
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			11
Итого обязательства			22'163

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегментам за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг., представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2008 г.	Разведка и добыча	Корпоративная и прочая деятельность	Итого
Доходы сегмента			
Внешняя реализация и прочие доходы	76'633	2'395	79'028
Межсегментная реализация	13	134	147
Итого выручка от реализации и прочие доходы сегмента	76'646	2'529	79'175
Расходы сегмента			
Внешние расходы	(41'228)	(5'688)	(49'916)
Межсегментные расходы	(19)	(13)	(32)
Итого расходы сегмента	(41'247)	(5'701)	(46'948)
Результаты по сегменту	35'399	(3'172)	32'227
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений			8
Нереализованная прибыль в активах сегмента			(115)
Прибыль от операционной деятельности			32'120
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто			(3'384)
Доля в прибыли зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль			(147)
Прибыль до налога на прибыль			28'589
Расходы по налогу на прибыль			(5'662)
Прибыль отчетного года			22'927
Капитальные затраты за период	30'145	1'665	31'810
Износ, истощение и амортизация	(4'412)	(169)	(4'581)
Расходы по обесценению активов	(60)	(45)	(105)

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	Разведка и добыча	Корпоративная и прочая деятельность	Итого
Доходы сегмента			
Внешняя реализация и прочие доходы	60'527	1'858	62'385
Межсегментная реализация	11	51	62
Итого выручка от реализации и прочие доходы сегмента	60'538	1'909	62'447
Расходы сегмента			
Внешние расходы	(32'559)	(4'556)	(37'115)
Межсегментные расходы	(51)	(11)	(62)
Итого расходы сегмента	(32'610)	(4'567)	(37'177)
Результаты по сегменту	27'928	(2'658)	25'270
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений			95
Прибыль от операционной деятельности			25'365
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто			124
Прибыль до налога на прибыль			25'489
Расходы по налогу на прибыль			(6'761)
Прибыль отчетного года			18'728
Приобретение дочерних обществ	-	254	254
Капитальные затраты за период	18'382	1'084	19'466
Износ, истощение и амортизация	(3'516)	(218)	(3'734)
Расходы по обесценению активов	(30)	(123)	(153)

Капитальные затраты включают приобретение основных средств. Начисления по резервам включают резервы по обесценению в отношении дебиторской задолженности, займов выданных и товарно-материальных запасов.

Межсегментная реализация в основном включает в себя следующие виды деятельности:

- Разведка и добыча – реализация газа и нефтепродуктов другим сегментам по рыночным ценам;
- Корпоративная и прочая деятельность – доходы от сдачи имущества в аренду, доходы от оказания транспортных услуг и реализация полимерной продукции другим сегментам по рыночным ценам.

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Географические сегменты. Оба сегмента основной деятельности Группы действуют на трех 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 и 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) и на других территориях (реализация сжиженного углеводородного газа и полимерной продукции и изоляционной ленты). Информация по основным географическим сегментам Группы представлена ниже.

По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 г.	Россия	Европа	США	Прочие	Итого
Итого активы сегмента	123'873	74	840	17	124'804
Вложения в зависимые общества	1'416				1'416
Внешняя реализация и прочие доходы	55'540	2'754	19'924	810	79'028
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений					8
Итого выручка от реализации и прочие доходы, отраженные в консолидированном отчете о прибылях и убытках					79'036
Капитальные затраты	31'729	5	-	76	31'810
По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	Россия	Европа	США	Прочие	Итого
Итого активы сегмента	94'353	1'416	1'540	-	97'309
Вложения в зависимые общества	1'125	-	-	-	1'125
Внешняя реализация и прочие доходы	42'250	5'693	13'377	1'065	62'385
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений					95
Итого выручка от реализации и прочие доходы, отраженные в консолидированном отчете о прибылях и убытках					62'480
Приобретение дочерних обществ	254	-	-	-	254
Капитальные затраты	19'440	-	-	26	19'466

Распределение выручки от реализации осуществляется в соответствии с географическим местонахождением покупателей. Распределение активов географического сегмента основывается на местонахождении активов Группы. Распределение капитальных затрат основано на местонахождении активов Группы.

28 РАЗВЕДКА И ОЦЕНКА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Ниже представлены суммы, относящиеся к геологоразведочным работам и оценке полезных ископаемых, включенные в состав консолидированной финансовой отчетности за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг.

	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Активы	4'995	3'881
Обязательства	(22)	(12)
Расходы	(1'117)	(486)
Денежные средства, использованные в операционной деятельности	(1'005)	(449)
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(1'081)	(2'463)

Активы включают затраты на незавершенное бурение и оборудование разведочных скважин на участках недр с недоказанными запасами и платежи за право приобретения лицензий на геологическое изучение и добычу углеводородов. Обязательства включают неоплаченные обязательства по контрактам на бурение и оборудование разведочных скважин. Расходы на геологоразведку включают в себя затраты на геологические и геофизические работы, затраты, связанные с изучением недоказанных запасов и прочие затраты, относящиеся к геологоразведочным работам. Денежные средства, использованные в операционной и инвестиционной деятельности, включают денежные средства, уплаченные за геологическое и геофизическое изучение, и денежные средства, уплаченные за бурение и оборудование разведочных скважин и за приобретение права на пользование недрами соответственно.

29 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

29 января 2009 г. Правительство Российской Федерации установило нулевую ставку экспортной пошлины на реализацию сжиженного углеводородного газа, вступающую в силу с 1 января 2009 г. Позже Правительство продлило срок действия нулевой ставки до марта 2009 года включительно. Группа ожидает дальнейшего продления действия нулевой ставки на экспортные поставки сжиженного углеводородного газа в течение большей части 2009 года.

20 февраля 2009 г. ФСТ объявило о планируемом снижении тарифов на железнодорожные перевозки сжиженного углеводородного газа и стабильного газового конденсата от станции Лимбей, расположенной в непосредственной близости от нашего Пуровского ЗПК, до конца 2009 года. Снижение тарифов планируется осуществить путем применения следующих коэффициентов к существующим тарифам на железнодорожные перевозки:

- 35% – в отношении сжиженного углеводородного газа в части объемов, превышающих 90 тыс. тонн, и при расстояниях свыше 3'500 км;
- 72% – в отношении стабильного газового конденсата при расстояниях свыше 4'000 км.

Снижение тарифов вступит в силу после публикации документа в установленном действующим законодательством порядке.

Группа реализует практически весь объем стабильного газового конденсата и часть сжиженного углеводородного газа на международные рынки и ожидает, что снижение экспортной пошлины и уменьшение транспортных тарифов увеличит доходность продаж.

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 января 2008 г. Группа применила следующие новые интерпретации МСФО:

- Интерпретация (IFRIC) 11 «МСФО (IFRS) 2 – Операции с использованием собственных акций и долей участия в капитале компаний группы» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 марта 2007 г. или позже). Интерпретация (IFRIC) 11 рассматривает особенности отражения операций, которые может совершить компания для выполнения принятых ранее обязательств перед сотрудниками по оплате труда с использованием долевых инструментов. Кроме того, интерпретация поясняет порядок учета прав на акции материнской компании, предоставленных сотрудникам дочерней компании в отдельной финансовой отчетности дочерней компании;
- Интерпретация (IFRIC) 12 «Концессионные соглашения» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2008 г. или позже). Интерпретация (IFRIC) 12 дает разъяснения по учету деятельности оператора в рамках концессионных соглашений между органами государственной и муниципальной власти и частными компаниями;
- Интерпретация (IFRIC) 13 «Программа лояльности клиентов» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 июля 2008 г. или позже). Интерпретация (IFRIC) 13 дает разъяснения по правилам учета различного рода бонусов, предоставляемых организациями своим клиентам;
- Интерпретация (IFRIC) 14 «МСФО (IAS) 19 – Ограничение по активам, относящимся к установленным выплатам, минимальные требования по финансированию и их взаимосвязь» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2008 г. или позже). Интерпретация (IFRIC) 14 адресована оценке программ с установленными выплатами и учету обязательств по минимальным требованиям финансирования;
- Интерпретация (IFRIC) 16 «МСФО 16 – Хеджирования от чистых инвестиций в иностранные операции» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 октября 2008 г. или позже). Толкование объясняет, какой валютный риск имеет право на учет хеджирования и положения, что перевод из функциональной валюты в валюту представления не создает учет хеджирования, который может быть применены. МСФО позволяет инструменту хеджирования быть застрахованным в любом органе или органах в рамках Группы, за исключением иностранных операций, которые сами в настоящее время застрахованы. Толкование также разъясняет, как прибыль или убыток рециркулированных от валюты перевода резерва на прибыль или убыток рассчитывается на распоряжение зарубежными хеджируемыми операциями. Группа будет применять МСФО 39, в случае если их не удовлетворяют критерии учета хеджирования, описанные в МСФО 16.

Принятие данных новых интерпретаций, в случае наличия соответствующих операций, не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Недавно Комитетом по международным стандартам финансовой отчетности (IASB) были опубликованы следующие новые стандарты, и интерпретации которые не были досрочно применены Группой.

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- МСФО (IAS) 1 (пересмотренный в сентябре 2007 года) «Представление финансовой отчетности» (действителен для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2009 г. или позже). Основное изменение в МСФО (IAS) 1 касается замены отчета о прибылях и убытках отчетом о совокупных доходах, который будет включать все транзакции с капиталом, источником которых не являются владельцы компании, такие как переоценка финансовых инструментов имеющихся для перепродажи. Компаниям предоставляется возможность представлять информацию о доходах и расходах либо в рамках единой формы отчета о совокупном доходе, либо в двух отчетах отдельно – в отчете о прибылях и убытках и в отчете о совокупном доходе. Пересмотренный МСФО (IAS) 1 также устанавливает требование о публикации отчета о финансовом состоянии (баланса) на начало наиболее раннего сопоставимого периода, если общество пересматривает данные сопоставимых периодов из-за переклассификаций, изменений учетной политики или исправления ошибок. Группа ожидает, что пересмотренный МСФО (IAS) 1 окажет влияние на представление ее финансовой отчетности, но не повлияет на отражение конкретных транзакций и сальдо статей баланса;
- МСФО (IFRS) 8 «Операционные сегменты деятельности» (действителен для годовых отчетных периодов, начиная с или после 1 января 2009 г.). МСФО (IFRS) 8 требует от организации представлять финансовую и описательную информацию о своей деятельности в виде сегментной информации, подготовленной на основе аналогичный тому, который используется для внутренней отчетности. Руководство в настоящее время проводит оценку того, какое воздействие стандарт окажет на раскрытие информации в сегменте Группы финансовой отчетности;
- Дополнения к МСФО (IAS) 32 и МСФО (IAS) 1 «Отзывные финансовые инструменты и обязательства, возникающие при ликвидации» (действительны с 1 января 2009 г.). Дополнения касаются требований раскрывать в составе капитала некоторые финансовые инструменты, соответствующие определению финансового обязательства;
- МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса» (пересмотренный в январе 2008 года, новые требования действительны для объединения бизнеса, которые будут осуществлены начиная с первого годового отчетного периода, начинающегося 1 июля 2009 г.). Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 позволяет компаниям выбирать способ оценки неконтролирующего пакета акций с использованием существующего метода, установленного МСФО (IFRS) 3 (на основе пропорциональной доли приобретенных чистых активов), или по тому же способу, который предусмотрен ОПБУ США (по справедливой стоимости). Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 представляет более детальное руководство применения метода приобретений при учете объединений бизнеса. Было отменено требование оценки по справедливой стоимости каждого актива и обязательства на каждой стадии приобретения для целей расчета размера деловой репутации. Вместо этого, деловая репутация будет оцениваться на день покупки как разница между справедливой стоимостью финансовых вложений в компанию, имевшихся до приобретения, ценой приобретения и чистой стоимостью приобретенных активов. Расходы, связанные с приобретением, будут учитываться отдельно от объединения бизнеса и, таким образом, учитываться как затраты, а не включаться в состав деловой репутации. Покупатель должен будет признать обязательство на дату приобретения по отношению к любой условной цене покупки. Изменение в стоимости этого обязательства после даты приобретения будет признаваться в соответствии с другими применимыми стандартами МСФО вместо произведения корректировок деловой репутации. Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 действителен по отношению к объединению бизнеса, которые включают в себя только совместные предприятия и объединения бизнеса, достигнутые на основании контракта;

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и самостоятельная финансовая отчетность» (пересмотренный в январе 2008 года, действителен для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 июля 2009 г. или позже). Пересмотренный МСФО (IAS) 27 потребует от компаний распределять совокупный доход между собственниками материнской компании и неконтролирующими пакетами акций (ранее «долями меньшинства») даже в том случае, когда в результате на неконтролирующие пакеты акций будут приходиться убытки (существующий стандарт, как правило, требует распределения убытков между собственниками материнской компании). Пересмотренный стандарт устанавливает требование о том, что изменение доли участия материнской компании в дочернем обществе, которое не приводит к потере контроля должно учитываться как операции с капиталом. Он также определяет, как общество должно определять сумму убытков и прибылей, возникающих при утрате контроля над дочерними обществами. На дату утраты контроля все инвестиции, имеющиеся в бывшем дочернем обществе, будет необходимо оценивать по справедливой стоимости;
- Дополнение к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты с использованием акций» (выпущен в январе 2008 года; действителен для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2008 г. или позже). Дополнение разъясняет, что условием вступления прав в силу являются только условия стажа работы и выполнение поставленных задач. Другие особенности выплат с использованием акций не являются условием вступления прав в силу. Дополнение дает разъяснения, что любое аннулирование по вине компании или по вине третьей стороны, должно учитываться одинаково;
- МСФО (IAS) 23 (Пересмотренный) «Признание расходов по займам» (пересмотрен в марте 2007 года). Основным изменением в МСФО (IAS) 23 является отмена возможности немедленного признания расходов по займам, полученным с целью приобретения активов, требующих значительного времени для подготовки к использованию в производстве или продаже. Соответственно предприятие обязано капитализировать такие расходы как часть стоимости приобретенного актива. Пересмотренный стандарт применяется к расходам по займам, связанным с соответствующими активами, для которых дата начала капитализации наступила на или после 1 января 2009 г.;

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- Совершенствование Международных стандартов финансовой отчетности (выпущено в мае 2008 года). В 2007 году Комитет по международным стандартам финансовой отчетности (IASB) принял решение о начале реализации проекта по ежегодному совершенствованию стандартов, с помощью которого можно будет вносить необходимые, хотя и несрочные дополнения в МСФО. Дополнения, принятые в мае 2008 года, представляют собой сочетание изменений по существу, разъяснений и уточнений в терминологии различных стандартов. Изменения по существу коснулись следующих вопросов: классификация активов как предназначенных для продажи согласно МСФО (IFRS) 5 в случае потери контроля над дочерней компанией; возможность представления финансовых инструментов, предназначенных для торговли, в составе долгосрочных активов согласно МСФО (IAS) 1; отражение в соответствии с МСФО (IAS) 16 продажи активов, которые ранее отражались как предназначенные для аренды, и классификация соответствующих потоков денежных средств в составе потоков денежных средств от операционной деятельности согласно МСФО (IAS) 7; разъяснение определения секвестра в соответствии с МСФО (IAS) 19; учет государственных займов, выданных по ставкам ниже рыночных, в соответствии с МСФО (IAS) 20; приведение определения стоимости заемных средств в МСФО (IAS) 23 в соответствие с методом эффективной процентной ставки; разъяснение порядка учета дочерних компаний, предназначенных для продажи, в соответствии с МСФО (IAS) 27 и МСФО (IFRS) 5; сокращение требований к раскрытию информации об ассоциированных компаниях и совместных предприятиях в соответствии с МСФО (IAS) 28 и МСФО (IAS) 31; расширение требований к раскрытию информации в соответствии с МСФО (IAS) 36; разъяснения по порядку учета затрат на рекламу в соответствии с МСФО (IAS) 38; корректировка определения категории активов, отражаемых по справедливой стоимости с учетом изменений в отчете о прибылях и убытках в соответствии с учетом хеджирования согласно МСФО (IAS) 39; введение порядка учета незавершенного строительства инвестиционной собственности в соответствии с МСФО (IAS) 40; сокращение ограничений, касающихся порядка определения справедливой стоимости биологических активов в соответствии с МСФО (IAS) 41. Дальнейшие поправки к МСФО (IAS) 8, 10, 18, 20, 29, 34, 40, 41 и МСФО (IFRS) 7 представляют терминологию или только редакционные изменения, которые, по мнению КМСФО, не имеют или имеют минимальное воздействие на учет;
- Дополнение к МСФО (IFRS) 1 и МСФО (IAS) 27 *«Стоимость инвестиций в дочернюю, совместно контролируемую или ассоциированную компанию»* (пересмотрено в мае 2008 года; применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся 1 января 2009 г. или после указанной даты). В соответствии с этим дополнением компании, применяющие МСФО впервые, могут оценивать инвестиции в дочерние, совместно контролируемые или ассоциированные компании по справедливой стоимости или по балансовой стоимости в соответствии с применявшимися прежде национальными стандартами в качестве исходной стоимости в неконсолидированной финансовой отчетности. Дополнение также требует отражать выплаты из чистых активов объекта инвестиций до приобретения на счете прибылей и убытков, а не как возмещение инвестиций;

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- Дополнение к МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*». Данное дополнение должно применяться компаниями ретроспективно к годовым отчетным периодам, начинающимся 1 июля 2009 г. или после указанной даты; при этом разрешается ее применение в более ранних периодах. В дополнении разъясняется, каким образом принципы, определяющие отнесение риска или части потоков денежных средств к хеджируемому, должны применяться в конкретных ситуациях;
- Дополнение к МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*» и МСФО (IAS) 7 «*Финансовые инструменты: раскрытие информации*». В соответствии с этим дополнением компании могут воспользоваться следующими вариантами: (а) если в ближайшем будущем актив не будет удерживаться с целью продажи или перепродажи, то в исключительных случаях компания имеет право переклассифицировать финансовый актив из категории удерживаемый для продажи в другую категорию, и (б) если организация имеет намерение и возможность удержания финансовых активов в обозримом будущем или до погашения (при условии выполнения иным активом определения кредитов или дебиторской задолженности), то компания имеет право переклассифицировать такие финансовые активы, в категорию имеющиеся в наличии для продажи или активы, классифицируемые как займы и дебиторская задолженность. Эти переклассификации могут быть применены ретроспективно с 1 июля 2008 г. для любых переклассификаций, сделанных в начале периода до 1 ноября 2008 г. Любые переклассификации финансовых активов в периоды начиная с или после 1 ноября 2008 г. вступает в силу только с момента, когда переклассификация была проведена;
- Интерпретация (IFRIC) 15 «*Соглашения на строительство недвижимости*» (применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся 1 января 2009 г. или после указанной даты). Интерпретация распространяется на учет доходов и расходов связанных юридических лиц, осуществляющих строительство объектов недвижимости напрямую или через субподрядчиков, а также содержатся рекомендации для определения соглашений о строительстве объектов недвижимости находящихся в пределах сферы применения МСФО 11 и МСФО 18. Она также предусматривает критерии для определения того, когда следует признавать доходы от таких сделок;
- Интерпретация (IFRIC) 17 «*Распределение неденежных активов для собственников*» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 июля 2009 г. или позже). Дополнение уточняет, когда и каким образом распределения неденежных активов в качестве дивидендов владельцам должно быть признано. Компания должна измерить ответственность для распределения неденежных активов в качестве дивидендов ее владельцам по справедливой стоимости активов, которые должны быть распределены. Прибыли или убытки от выбытия безналичных активов будут признаны в прибылях или убытках, когда компания решит выплатить дивиденды. Интерпретация (IFRIC) 17 не имеет отношения к операциям Группы, так как Группа не распространяет безналичные активы владельцам;
- Интерпретация (IFRIC) 18 «*Передача активов от клиентов*» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 июля 2009 г. или позже). Интерпретация уточняет порядок учета передачи активов от клиентов, а именно: условий, в которых определение актива соблюдено; признание актива и оценка его стоимости при первоначальном признании; определение отдельно идентифицируемых услуг (одна или более услуга в обмен на передаваемые активы); признание доходов и учет денежных переводов от клиентов.

В случае, если иное не было оговорено выше, данные новые стандарты и интерпретации не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2008 г. Комиссия по ценным бумагам (SEC) опубликовала окончательные правила о «Модернизации отчетности по нефтяной и газовой деятельности» (далее – «Окончательные правила»), которые дополняют раскрытие информации, необходимой для нефтяных и газовых компаний. Хотя данные правила по раскрытию не обязательны к применению, Группа решила принять изменения, описанные в окончательных правилах как часть раскрытия информации, специфичной для нефтяной и газовой отрасли. Окончательные правила изменили требования к компании по раскрытию резервов. В дополнение к изменениям в определениях и требованиях к раскрытию по запасам нефти и газа, окончательные правила также изменили требования к количественному определению объемов запасов нефти и газа, что позволит компаниям отчитываться как по доказанным, так и по вероятным запасам. Новые правила представляют собой первый значительный пересмотр требований к раскрытию информации для нефтяных и газовых компаний за последние 25 лет, и должны быть применены для годовой финансовой отчетности за период, закончившийся 31 декабря 2009 г. Новые правила для нефтяных и газовых компаний не могут быть применены ранее указанной даты.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА - 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 нефти и газа, не включая раскрытие информации относительно стандартных подходов оценки дисконтированных денежных потоков, относящейся к нефтегазодобывающей деятельности.

Деятельность Группы по разведке и добыче осуществляется в настоящий момент главным образом на территории Российской Федерации, поэтому вся информация, включенная в данный раздел, относится к указанному региону. Добыча нефти и газа осуществляется рядом нефтегазодобывающих дочерних обществ. Группе также принадлежат доли участия в уставном капитале других нефтегазодобывающих компаний, которые являются зависимыми обществами и отражаются в консолидированной отчетности по методу долевого участия. Данные зависимые компании не имеют доказанных запасов и существенных капитализированных затрат.

Затраты на разведку и разработку месторождений нефти и газа

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на приобретение, разведку и разработку месторождений нефти и газа. Суммы, отраженные как понесенные затраты, включают как капитализированные затраты, так и затраты, отнесенные на расходы в течение годов, закончившихся 31 декабря 2008 и 2007 гг. (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение	-	2'835
Затраты на геологоразведку	2'119	1'605
Затраты на разработку	29'063	16'077
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	31'182	20'517
	На 31 декабря:	
	2008	2007
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа		
Скважины и сопутствующее оборудование и сооружения	73'514	60'674
Вспомогательное оборудование и сооружения	20'820	9'824
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	23'835	18'312
Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа	118'169	88'810
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(15'015)	(10'909)
Итого чистые капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа	103'154	77'901

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*Результаты деятельности по добыче нефти и газа*

Результаты деятельности по добыче нефти и газа представлены ниже. Результаты деятельности Группы по добыче нефти и газа не включают общие накладные расходы и связанные с ними налоговые последствия. Налог на прибыль рассчитан по законодательно установленным ставкам. Транспортные расходы и расходы на переработку, представленные ниже, включаются в состав выручки от реализации нефти и газа (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Доходы от реализации нефти и газа	76'076	60'406
Прямые расходы на добычу	(3'581)	(3'072)
Транспортные расходы	(16'013)	(13'138)
Налоги, кроме налога на прибыль	(7'062)	(6'222)
Износ, истощение и амортизация	(4'234)	(3'446)
Расходы на геологоразведку	(1'117)	(486)
Итого затраты на добычу	(32'007)	(26'364)
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа	(4'665)	(3'242)
Транспортные расходы, относящиеся к покупке нефти, газового конденсата и природного газа	(2'114)	(1'269)
Прибыль до налога на прибыль от деятельности, связанной с добычей нефти и газа	37'290	29'531
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(8'950)	(7'087)
Результаты деятельности связанной с добычей нефти и газа	28'340	22'444

Доказанные запасы нефти и газа

Подсчет запасов нефти и газа 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 нефти и газа. 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 нефти и газа в соответствии с правилами, установленными Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC). Ниже представлена информация о доказанных запасах нефти и газа, определенная независимыми оценщиками запасов углеводородов Группы – компанией «DeGolyer and MacNaughton» (далее – «D&M») в отношении запасов следующих месторождений Группы: Юрхаровское, Восточно-Таркосалинское, Ханчейское, Стерховое, Термокарстовое, Уренгойское и Северо-Ханчейское. Группа каждый год предоставляет независимым инженерам-оценщикам «D&M» технические, 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 НЕФТИ И ГАЗА – НЕАУДИРОВАННАЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Указанные ниже данные по запасам представляют собой данные о доказанных запасах нефти и газа и изменении их объемов по состоянию и за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 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 на соответствующие участки запасов нефти и газа. Срок действия лицензий истекает в период с 2018 по 2043 годы, при этом лицензия на самые крупные месторождения, Юрхаровское и Восточно-Таркосалинское, истекают в 2034 и в 2043 годах соответственно. Руководство убеждено, что существует законодательная база, позволяющая Группе выступать с инициативой продления сроков действия лицензий на разработку месторождений, и руководство намерено продлевать сроки действия лицензий на разведку и добычу на тех участках, где продолжение добычи возможно после истечения сроков их действия.

Группа отдельно отразила информацию по доказанным запасам нефти и газа за периоды до и после окончания сроков действия лицензий.

При определении объемов запасов доказанными признавались 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 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. 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 объемы приведены как в английских, так и в метрических единицах измерения.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА – НЕАУДИРОВАННАЯ
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Чистые доказанные запасы природного газа представлены ниже.

	Чистые доказанные запасы природного газа, извлекаемые до даты окончания сроков действия лицензий		Чистые доказанные запасы природного газа, извлекаемые после окончания сроков действия лицензий		Итого чистые доказанные запасы природного газа	
	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров
На 31 декабря 2006 г.	18'984	538	4'006	113	22'990	651
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(3'668)	(105)	4'109	117	441	12
Увеличению срока действия лицензий	7'521	213	(7'521)	(213)	-	-
Расширению и открытию новых запасов	446	13	-	-	446	13
Новым месторождениям	96	3	91	2	187	5
Добыче	(997)	(28)	-	-	(997)	(28)
На 31 декабря 2007 г.	22'382	634	685	19	23'067	653
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	211	5	82	3	293	8
Расширению и открытию новых запасов	2'070	59	-	-	2'070	59
Добыче	(1'073)	(30)	-	-	(1'073)	(30)
На 31 декабря 2008 г.	23'590	668	767	22	24'357	690
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2006 г.	14'911	422	3'134	89	18'045	511
31 декабря 2007 г.	19'290	546	106	3	19'396	549
31 декабря 2008 г.	19'014	538	95	3	19'109	541

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА – НЕАУДИРОВАННАЯ
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

	Чистые доказанные запасы нефти, конденсата и жидких газовых фракций, извлекаемые до даты окончания сроков действия лицензий		Чистые доказанные запасы нефти, конденсата и жидких газовых фракций, извлекаемые после окончания сроков действия лицензий		Итого чистые доказанные запасы нефти, конденсата и жидких газовых фракций	
	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн
На 31 декабря 2006 г.	337	41	70	9	407	50
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(35)	(5)	35	5	-	-
Увеличению срока действия лицензий	97	13	(97)	(13)	-	-
Расширению и открытию новых запасов	11	1	-	-	11	1
Новым месторождениям	6	1	1	-	7	1
Добыче	(19)	(3)	-	-	(19)	(3)
На 31 декабря 2007 г.	397	48	9	1	406	49
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	4	-	2	1	6	1
Расширению и открытию новых запасов	61	7	-	-	61	7
Добыче	(21)	(2)	-	-	(21)	(2)
На 31 декабря 2008 г.	441	53	11	2	452	55
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2006 г.	199	24	11	1	210	25
31 декабря 2007 г.	259	31	4	1	263	32
31 декабря 2008 г.	267	32	5	1	272	33

ОАО «НОВАТЭК»
Контактная информация

ОАО «НОВАТЭК» зарегистрировано как открытое акционерное общество в соответствии с законодательством Российской Федерации. Юридический адрес Группы:

629850 Российская Федерация
Ямало-Ненецкий Автономный Округ
г. Тарко-Сале
Улица Победы, 22А

Телефон: 7 (495) 730-60-00
Факс: 7 (495) 721-22-53

www.novatek.ru