

**ОАО «Газпром нефть»**

**Консолидированная финансовая отчетность**

**по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг.  
и за годы, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг.**

**ОАО «Газпром нефть»**

**Консолидированная финансовая отчетность**

**по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг.  
и за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 , 2008 и 2007 гг.**

**СОДЕРЖАНИЕ**

Консолидированный бухгалтерский баланс .....	3
Консолидированный отчет о прибылях и убытках .....	4
Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале .....	5
Консолидированный отчет о движении денежных средств .....	6
Примечания к консолидированной финансовой отчетности .....	7
Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) .....	41

## Заключение независимых аудиторов

Совету Директоров и Акционерам  
ОАО «Газпром нефть»

По нашему мнению, прилагаемый консолидированный бухгалтерский баланс и соответствующие консолидированные отчеты о прибылях и убытках, об изменениях в акционерном капитале и о движении денежных средств отражают достоверно, во всех существенных аспектах, финансовое положение ОАО «Газпром нефть» и его дочерних обществ по состоянию на 31 декабря 2009 г. и на 31 декабря 2008 г., а также результаты деятельности и движение денежных средств за каждый из трех отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2009 г., в соответствии с общепринятыми принципами бухгалтерского учета Соединенных Штатов Америки. Ответственность за подготовку данной финансовой отчетности несет руководство Компании. Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение о настоящей финансовой отчетности на основе проведенного аудита. Мы проводили аудит данной финансовой отчетности в соответствии с общепринятыми стандартами аудита Соединенных Штатов Америки. Данные стандарты требуют, чтобы мы планировали и проводили аудит таким образом, чтобы получить разумную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Аудит включает проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и раскрытий, содержащихся в финансовой отчетности, оценку применяемых правил бухгалтерского учета и существенных допущений, сделанных руководством, а также оценку общего представления финансовой отчетности. Мы полагаем, что проведенный нами аудит дает достаточные основания для выражения нашего мнения.

3 марта 2010 г.

	<u>Примечания</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
<b>Активы</b>			
Оборотные активы:			
Денежные средства и их эквиваленты	4	868	2 075
Краткосрочные финансовые вложения		45	143
Краткосрочные займы выданные		108	17
Дебиторская задолженность, нетто	5	2 818	1 866
Товарно-материальные запасы	6	1 737	1 194
Прочие оборотные активы, нетто	7	1 226	580
<b>Итого оборотные активы</b>		<b>6 802</b>	<b>5 875</b>
Долгосрочные финансовые вложения и займы выданные	8	6 972	4 812
Основные средства, нетто	9	14 265	9 231
Гудвилл и прочие нематериальные активы	10	1 347	92
Прочие внеоборотные активы		402	80
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	17	124	115
<b>Итого активы</b>		<b>29 912</b>	<b>20 205</b>
<b>Обязательства и акционерный капитал</b>			
Текущие обязательства:			
Краткосрочные кредиты и займы	11	682	613
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	12	2 434	1 102
Налог на прибыль и прочие налоги к уплате	13	694	308
Дивиденды к уплате		416	525
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	14	1 466	1 472
<b>Итого текущие обязательства</b>		<b>5 692</b>	<b>4 020</b>
Долгосрочные кредиты и займы	14	4 162	1 608
Обязательства, связанные с выбытием основных средств	15	367	330
Прочие долгосрочные обязательства		279	-
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	17	755	147
<b>Итого обязательства</b>		<b>11 255</b>	<b>6 105</b>
Акционерный капитал:			
Уставный капитал (зарегистрировано, выпущено и находится в обращении: 4 741 299 639 акций номинальной стоимостью 0,0016 рублей за акцию)		2	2
Добавочный капитал		573	573
Нераспределенная прибыль		15 621	13 431
Минус: Собственные акции, выкупленные у акционеров по цене приобретения (23 359 582 акций по состоянию на 31 декабря 2009 г.)		(45)	(45)
<b>Итого акционерный капитал</b>		<b>16 151</b>	<b>13 961</b>
Неконтролируемая доля участия		2 506	139
<b>Итого капитал</b>		<b>18 657</b>	<b>14 100</b>
<b>Итого обязательства и акционерный капитал</b>		<b>29 912</b>	<b>20 205</b>

## ОАО «Газпром нефть»

Консолидированный отчет о прибылях и убытках  
За годы, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг.

в млн. долларов США  
(за исключением прибыли на акцию)

	Примечания	2009 г.	2008 г.	2007 г.
<b>Выручка</b>				
Реализация нефтепродуктов, нефти и газа		23 648	33 205	22 248
Прочая реализация		518	665	520
<b>Итого</b>	<b>20</b>	<b>24 166</b>	<b>33 870</b>	<b>22 768</b>
<b>Расходы и прочие затраты</b>				
Себестоимость приобретенных нефти, газа и нефтепродуктов		5 636	8 296	3 928
Операционные расходы		1 862	2 015	1 941
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		1 280	1 046	854
Транспортные расходы		1 982	1 810	1 279
Износ, истощение и амортизация		1 475	1 309	929
Экспортные пошлины		3 948	7 328	4 372
Налоги, кроме налога прибыль	13	3 982	5 353	4 107
Расходы на геологоразведочные работы		147	193	184
Расходы по прочей реализации		283	271	275
Убыток от продажи активов, нетто		142	-	-
<b>Итого</b>		<b>20 737</b>	<b>27 621</b>	<b>17 869</b>
Операционная прибыль		3 429	6 249	4 899
<b>Прочие доходы (расходы)</b>				
Доходы от долевого участия в зависимых компаниях	8	212	407	408
Доходы от инвестиций		470	-	-
Проценты к получению		108	100	94
Проценты к уплате		(369)	(167)	(149)
Прочие (расходы) доходы, нетто		(3)	89	45
Положительная (отрицательная) курсовая разница, нетто		50	(517)	161
<b>Итого</b>		<b>468</b>	<b>(88)</b>	<b>559</b>
<b>Прибыль до налогообложения</b>				
		3 897	6 161	5 458
Расход по налогу на прибыль	17	804	1 425	1 342
Расход (доход) по отложенному налогу на прибыль	17	12	39	(27)
<b>Итого</b>		<b>816</b>	<b>1 464</b>	<b>1 315</b>
<b>Чистая прибыль</b>				
Минус: чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле участия		(68)	(39)	-
<b>Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «Газпром нефть»</b>		<b>3 013</b>	<b>4 658</b>	<b>4 143</b>
Базовая и разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США на акцию)		0,64	0,98	0,87
Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении базовое и разводненное (миллионы)		4 718	4 736	4 741

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности  
Данный отчет представляет собой перевод оригинала, подготовленного на английском языке. Вместе с тем, во всех вопросах толкования информации, взглядов или мнений вариант отчета на языке оригинала имеет преимущество перед текстом перевода

	<u>Обыкновенные</u> <u>акции</u>	<u>Добавочный</u> <u>капитал</u>	<u>Собственные</u> <u>акции,</u> <u>выкупленные у</u> <u>акционеров</u>	<u>Нераспределенная</u> <u>прибыль</u>	<u>Акционерный</u> <u>капитал</u>	<u>Неконтролируемая</u> <u>доля</u> <u>участия</u>	<u>Итого</u> <u>акционерный</u> <u>капитал</u>
<b>Остаток по состоянию на 31 декабря 2006 г.</b>	<b>2</b>	<b>2 727</b>	<b>-</b>	<b>7 202</b>	<b>9 931</b>	<b>-</b>	<b>9 931</b>
Чистая прибыль за год	-	-	-	4 143	4 143	-	4 143
Дивиденды по обыкновенным акциям	-	-	-	(1 487)	(1 487)	-	(1 487)
Отражение финансового результата от операции между сторонами под общим контролем (см. Примечание 8)	-	(2 154)	-	-	(2 154)	-	(2 154)
<b>Остаток по состоянию на 31 декабря 2007 г.</b>	<b>2</b>	<b>573</b>	<b>-</b>	<b>9 858</b>	<b>10 433</b>	<b>-</b>	<b>10 433</b>
Чистая прибыль за год	-	-	-	4 658	4 658	39	4 697
Дивиденды по обыкновенным акциям	-	-	-	(1 085)	(1 085)	-	(1 085)
Прочее	-	-	(45)	-	(45)	100	55
<b>Остаток по состоянию на 31 декабря 2008 г.</b>	<b>2</b>	<b>573</b>	<b>(45)</b>	<b>13 431</b>	<b>13 961</b>	<b>139</b>	<b>14 100</b>
Чистая прибыль за год	-	-	-	3 013	3 013	68	3 081
Дивиденды по обыкновенным акциям	-	-	-	(823)	(823)	-	(823)
Изменения в неконтролируемой доле	-	-	-	-	-	2 299	2 299
<b>Остаток по состоянию на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>2</b>	<b>573</b>	<b>(45)</b>	<b>15 621</b>	<b>16 151</b>	<b>2 506</b>	<b>18 657</b>

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности. Данный отчет представляет собой перевод оригинала, подготовленного на английском языке. Вместе с тем, во всех вопросах толкования информации, взглядов или мнений вариант отчета на языке оригинала имеет преимущество перед текстом перевода.

ОАО «Газпром нефть»  
 Консолидированный отчет о движении денежных средств  
 За годы, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг.

в млн. долларов США

	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
<b>Операционная деятельность</b>			
Чистая прибыль	3 013	4 658	4 143
Приведение чистой прибыли к чистым денежным средствам, полученным от операционной деятельности:			
Доходы от долевого участия в зависимых компаниях, за минусом полученных дивидендов	11	(230)	(331)
Доход от инвестиций	(470)	-	-
Неконтролируемая доля участия	68	39	-
Расход (доход) по отложенному налогу на прибыль	12	39	(27)
Износ, истощение и амортизация	1 475	1 309	929
Расход по начисленным обязательствам, связанным с выбытием основных средств, за вычетом расхода по существующим обязательствам	27	13	22
Резерв под сомнительную дебиторскую задолженность	(26)	44	(8)
Убыток от выбытия основных средств	(6)	(16)	(16)
Убыток от выбытия активов	142	-	-
Изменения в активах и обязательствах, за вычетом приобретений:			
Дебиторская задолженность	(393)	413	123
Товарно-материальные запасы	(248)	(173)	(302)
Прочие оборотные активы	(290)	89	23
Прочие внеоборотные активы	(185)	(60)	(55)
Кредиторская задолженность, начисленные обязательства и прочие долгосрочные обязательства	156	(70)	485
Налог на прибыль и прочие налоги к уплате	188	(572)	330
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>	<b>3 474</b>	<b>5 483</b>	<b>5 316</b>
<b>Инвестиционная деятельность</b>			
Приобретение финансовых вложений, за вычетом приобретенных денежных средств (Прим. 3)	(2 282)	(33)	(3 747)
Приобретение краткосрочных финансовых вложений	(360)	-	-
Поступления от продажи краткосрочных финансовых вложений	459	-	-
Предоставленные займы	(346)	(557)	(42)
Поступления от погашения займов	247	372	334
Поступления от выбытия основных средств	10	82	31
Капитальные вложения	(2 607)	(3 366)	(2 212)
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>	<b>(4 879)</b>	<b>(3 502)</b>	<b>(5 636)</b>
<b>Финансовая деятельность</b>			
Поступления по краткосрочным и долгосрочным кредитам и займам	5 702	2 367	4 906
Погашение краткосрочных и долгосрочных кредитов и займов	(4 580)	(2 096)	(3 155)
Дивиденды выплаченные	(937)	(792)	(2 071)
Средства, направленные на выкуп собственных акций	-	(45)	-
<b>Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности</b>	<b>185</b>	<b>(566)</b>	<b>(320)</b>
Величина влияния курсовой разницы на денежные средства	13	(61)	26
Изменение денежных средств и их эквивалентов	(1 207)	1 354	(614)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	2 075	721	1 335
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	868	2 075	721
<b>Дополнительная информация о движении денежных средств:</b>			
Денежные средства, направленные на уплату процентов (за вычетом капитализированной суммы)	329	159	158
Денежные средства, направленные на уплату налога на прибыль	528	1 819	1 087

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности  
 Данный отчет представляет собой перевод оригинала, подготовленного на английском языке. Вместе с тем, во всех вопросах толкования информации, взглядов или мнений вариант отчета на языке оригинала имеет преимущество перед текстом перевода

## 1. Общие сведения

### Описание деятельности

ОАО «Газпром нефть» (ранее ОАО «Сибирская нефтяная компания») и его дочерние общества (далее «Компания») является вертикально интегрированной нефтяной компанией, осуществляющей деятельность в Российской Федерации, СНГ и Европе. Основными видами деятельности Компании являются разведка, разработка нефтегазовых месторождений, добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов, а также их реализация на розничном рынке. Экспортные торговые операции осуществляются, в основном, через 100% дочернее общество Gazprom Neft Trading GmbH, которое выступает в качестве трейдера по экспортным операциям Компании.

ОАО «Сибирская нефтяная компания» («Сибнефть») было образовано в соответствии с Указом Президента Российской Федерации №872 от 24 августа 1995 г. Устав Сибнефти был утвержден 29 сентября 1995 г. Постановлением Правительства Российской Федерации №972. Омская регистрационная палата официально зарегистрировала Сибнефть 6 октября 1995 г. В октябре 2005 года ОАО «Газпром» (далее «Газпром») завершило сделку по приобретению 75,68% акций Сибнефти, ставшей дочерним обществом ОАО «Газпром». 30 мая 2006 г. Сибнефть была переименована в ОАО «Газпром нефть». В апреле 2009 г. Газпром реализовал опцион на покупку дополнительно 20% акций Компании, увеличив свою долю до 95,68%.

## 2. Основные аспекты учетной политики

### Основы представления информации

Компания ведет бухгалтерский учет в соответствии с принципами и методами бухгалтерского и налогового учета, установленными, в основном, российским законодательством. Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе российских данных бухгалтерского учета Компании, с внесением корректировок с целью представления информации в соответствии с общепринятыми принципами бухгалтерского учета Соединенных Штатов Америки (ОПБУ США).

### Оценочные значения, используемые руководством Компании

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ США связана с необходимостью использования руководством Компании оценок и допущений, влияющих на величину активов и обязательств в бухгалтерском балансе, а также на сумму доходов и расходов за отчетные периоды. Некоторые существенные оценки и допущения Компании включают: окупаемость и сроки полезного использования внеоборотных активов и инвестиций; оценка приобретенных активов и принятых обязательств в результате объединения бизнеса и определение их справедливой стоимости; резерв под сомнительную дебиторскую задолженность; обязательства, связанные с выбытием основных средств; судебные и налоговые условные обязательства; износ, истощение и амортизация; обязательства по восстановлению окружающей среды; запасы нефти; отражение и раскрытие гарантий и прочих условных обязательств. Несмотря на то, что руководство использует наилучшие оценки и суждения, фактические результаты могут отличаться от применяемых оценок и допущений.

#### Пересчет иностранной валюты

Руководство Компании определило, что доллар США является функциональной валютой и валютой отчетности Компании, поскольку большая часть выручки, расходов, финансовых и торговых обязательств оценены, начислены, подлежат погашению либо иным способом выражены в долларах США. Денежные активы и обязательства были пересчитаны в доллары США по курсу, действующему на отчетную дату. Неденежные активы и обязательства были переведены по историческим курсам. Доходы, расходы и движение денежных средств были пересчитаны по среднему курсу за период либо, где применимо, по курсам, действующим на дату совершения операций. Возникшие в результате пересчета в доллары США прибыль и убытки отражены в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Официальный курс рубля к доллару США по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 и 2007 гг. составил 30,24 рублей, 29,38 рублей и 24,55 рублей за один доллар США, соответственно.

Пересчет активов и обязательств, выраженных в национальной валюте, в доллары США для целей данной консолидированной финансовой отчетности не означает, что Компания могла бы реализовать либо погасить в долларах США представленные в отчетности суммы данных активов и обязательств. Равно как это не означает, что Компания сможет возратить либо распределить указанную в отчетности сумму капитала в долларах США своим акционерам.

#### Принципы консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает отчетность контролируемых дочерних обществ, в отношении которых ни отдельный миноритарный акционер, ни группа миноритарных акционеров не имеют существенных голосующих прав, а также общества с переменной долей участия, в которых Компания является основным бенефициаром. Инвестиции в общества, которые Компания не контролирует, но имеет возможность оказывать существенное влияние на их операционную и финансовую деятельность, учитываются по методу долевого участия. Соответственно, доля Компании в чистой прибыли этих обществ отражена в консолидированном отчете о прибылях и убытках как «Доходы от долевого участия в зависимых компаниях». Прочие инвестиции учитываются по стоимости приобретения и корректируется на сумму обесценения, где применимо.

#### Объединение компаний

С 1 января 2009 г. Компания учитывает приобретения согласно FASB ASC 805 «Объединение компаний» и FASB ASC 810 «Консолидация». Компания отражает приобретения по методу покупки и отражает приобретенные активы и обязательства, а также неконтролируемую долю участия в приобретенной компании, по справедливой стоимости на дату приобретения. Определение справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств подразумевает использование руководством собственных суждений, оценочных данных и существенных допущений.

#### Гудвилл и прочие нематериальные активы

Гудвилл представляет собой превышение стоимости приобретения над справедливой стоимостью приобретенных чистых активов. Превышение справедливой стоимости приобретенных чистых активов над стоимостью приобретения отражается как отрицательный гудвилл, который признается как доход в консолидированном отчете о прибылях и убытках в том периоде, в котором произошло приобретение.

В соответствии с требованиями FASB ASC 350 «Нематериальные активы – гудвилл и прочие нематериальные активы» по гудвиллу и нематериальным активам с неопределенным сроком полезного использования амортизация не начисляется. Вместо этого они тестируются на предмет обесценения не реже чем раз в год. Обесценение гудвилла признается в случае превышения его балансовой стоимости над справедливой стоимостью. Тест на обесценение состоит из двух этапов. На первом этапе сравнивается справедливая стоимость единицы отчетности и его балансовая стоимость, включая гудвилл. Если справедливая стоимость единицы отчетности превышает его балансовую стоимость, обесценение не признается. В противном случае, на втором этапе теста на обесценение гудвилла определяется убыток от обесценения в сумме превышения балансовой стоимости единицы отчетности над справедливой стоимостью. Сумма убытка не может превышать балансовую величину гудвилла. Последующее восстановление ранее признанного убытка от обесценения гудвилла не допускается.

По нематериальным активам, имеющим ограниченный срок полезного использования, начисляется амортизация с применением линейного метода и срока, наименьшего из срока полезного использования и срока, установленного законодательством.

#### Неконтролируемая доля участия

С 1 января 2009 г. и ретроспективно в отношении представленных предыдущих периодов Компания применяет положения по учету и отражению неконтролируемой доли в дочернем обществе в консолидированной финансовой отчетности в соответствии требованиями стандарта Консолидация. Соответственно, определенные изменения в доле материнской компании должны учитываться как операции с капиталом, а в случае прекращения консолидации дочернего общества, неконтролируемая доля участия в бывшем дочернем обществе отражается по справедливой стоимости. Также доля участия в дочерних обществах Компании, принадлежащая прочим сторонам, представлена отдельно от доли материнской компании в капитале в консолидированном бухгалтерском балансе. Доля консолидированной чистой прибыли, относящиеся к материнской компании и неконтролируемой доле участия, раскрываются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

#### Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе, суммы на банковских счетах Компании, включая накопленные проценты, которые могут быть отозваны Компанией в любое время без предварительного уведомления. Денежными эквивалентами являются высоколиквидные краткосрочные инвестиции, которые могут быть обменены на известную сумму денежных средств и имеют срок погашения три месяца или менее с даты их приобретения. Они учитываются по стоимости приобретения с учетом накопленных процентов, что приблизительно соответствует их справедливой стоимости.

#### Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представлены по чистой цене реализации. Резервы под ожидаемые убытки и сомнительную дебиторскую задолженность создаются на суммы, оцениваемые как сомнительные к получению. Оценка основана на сроках возникновения задолженности, истории взаиморасчетов с дебитором и сложившихся экономических условиях. Оценка резервов связана с необходимостью делать предположения и использовать допущения.

### Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы, в основном, включают в себя сырую нефть, нефтепродукты, сырье и материалы и отражаются по наименьшей из средневзвешенной стоимости приобретения или рыночной стоимости. При этом рыночная стоимость не должна превышать чистую стоимость реализации таких товарно-материальных запасов (т.е. стоимость их реализации за вычетом затрат на завершение и продажу) и не должна быть ниже, чем чистая стоимость реализации, уменьшенная на величину маржи. Стоимость приобретения включает в себя прямые и косвенные расходы и прочие затраты, понесенные в целях доведения запасов до их текущего состояния и месторасположения.

### Финансовые вложения

В соответствии с ASC 825 «Возможность отражения финансовых активов и обязательств по справедливой стоимости», а также поправкой в ASC 320 финансовые вложения учитываются по справедливой стоимости. Справедливая стоимость инвестиций основывается на рыночных котировках, если применимо, или по текущей стоимости ожидаемых денежных потоков с учетом ставки дисконтирования, применимой для расчета в соответствии с уровнем риска инвестиций.

Все долговые и долевые ценные бумаги Компании классифицируются по трем категориям: торговые ценные бумаги; ценные бумаги для реализации; бумаги, удерживаемые до срока погашения.

Торговые ценные бумаги приобретаются и хранятся в основном для целей их перепродажи в ближайшем будущем. Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, представляют собой финансовые инструменты, которые Компания намерена и имеет возможность удерживать до наступления срока их погашения. Все остальные ценные бумаги, не относящиеся к вышеуказанным двум категориям, рассматриваются как бумаги, имеющиеся в наличии для реализации.

Нереализованные прибыль или убытки по торговым ценным бумагам включены в консолидированные отчеты о прибылях и убытках. Нереализованные прибыль или убытки по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации, за минусом налогов, отражаются до момента их реализации как самостоятельный элемент совокупного дохода. Реализованные прибыли и убытки от продажи ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации, определяются отдельно по каждому виду ценных бумаг. Дивиденды и проценты к получению отражаются по методу начисления.

Инвестиции в акции либо участие в компаниях, в которых Компания владеет долей менее 20% и не имеет значительного влияния и которые не котируются на открытом рынке, и их рыночная стоимость не может быть рассчитана прямым способом, учитываются по себестоимости.

### Основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа

В соответствии с FASB ASC 932, «Деятельность, связанная с разведкой и добычей нефти и газа» затраты на приобретение прав, геологоразведку и разработку нефтегазовых резервов учитываются по методу результативных затрат.

Затраты на приобретение прав на месторождения включают суммы, уплаченные за приобретение лицензий на разработку и добычу.

Затраты на геологоразведку включают:

- Стоимость топографических, геологических и геофизических исследований, приобретение прав на указанные работы;
- Затраты на содержание и охрану неразработанных месторождений;
- Затраты на забой скважины;
- Затраты на бурение непродуктивных скважин;
- Затраты на бурение и оборудование разведочных скважин.

Затраты на разведочное бурение временно капитализируются до момента подтверждения наличия доказанных запасов нефти и газа, достаточных для экономически выгодной разработки. Центром затрат является месторождение. Если экономически выгодные запасы не обнаружены, расходы на бурение списываются в состав расходов на геологоразведочные работы того периода, в котором получено подтверждение того, что такие затраты не приводят к образованию дополнительных доказанных запасов нефти и газа.

Прочие затраты на геологоразведку относятся на расходы в момент возникновения.

Затраты на разработку включают в себя затраты на:

- Доступ и подготовку территории для бурения скважин;
- Бурение и оборудование эксплуатационных и сервисных скважин;
- Приобретение, сооружение и установку производственного оборудования;
- Внедрение методов повышения добычи.

#### Прочие основные средства

Прочие основные средства отражены по исторической стоимости приобретения, за вычетом накопленного износа. Расходы на содержание, ремонт и замену мелких деталей прочих основных средств списываются на текущие затраты. Расходы на реконструкцию и усовершенствование активов капитализируются.

При продаже или списании прочих основных средств стоимость приобретения и соответствующий накопленный износ исключаются из учета. Полученная прибыль или убытки отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

#### Износ, истощение и амортизация

Износ, истощение и амортизация основных средств, связанных с разведкой и добычей нефти и газа, начисляется по методу единицы произведенной продукции и определяется как соотношение объема добычи текущего года к общему объему доказанных разрабатываемых запасов. Затраты на приобретение прав к нефтегазовым ресурсам не учитываются для расчета амортизации. Данные затраты переводятся в состав основных средств, относящихся к доказанным запасам, тогда, когда происходит изменение соответствующей классификации запасов.

Износ и амортизация по прочим основным средствам, кроме основных средств, связанных с разведкой и добычей нефти и газа, рассчитывается линейным методом исходя из сроков полезного использования. Нормы амортизации, применяемые к группам прочих основных средств, имеющих сходные экономические характеристики, представлены ниже:

<u>Группа основных средств</u>	<u>Средний срок полезного использования</u>
Здания и сооружения	8 - 35 лет
Машины и оборудование	8 - 20 лет
Транспортные средства и прочие приспособления	3 - 10 лет

#### Обесценение внеоборотных активов

Внеоборотные активы, включая основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа на месторождениях, анализируются на предмет возможного обесценения в соответствии с положениями FASB ASC 360 "Основные средства". ASC 360-10-35 определяет перечень событий или обстоятельств, указывающих на необходимость проведения анализа на предмет обесценения внеоборотных активов: (1) существенное снижение рыночной стоимости долгосрочного актива; (2) существенное изменение способа применения долгосрочного актива использовавшегося ранее или его физических характеристик; (3) существенные изменения в сфере законодательства или экономического климата; (4) фактические затраты на приобретение долгосрочного актива существенно превышают ожидаемые ранее; (5) текущие результаты операционной деятельности, или отрицательный денежный поток вместе с прошлыми результатами деятельности, или отрицательные денежные потоки, или негативный прогноз, которые указывают на постоянную убыточность использования долгосрочных активов; или (6) большая вероятность того, что долгосрочный актив будет продан, либо будет ликвидирован значительно раньше ожидаемого срока эксплуатации.

Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа, оцениваются каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на потенциальное снижение стоимости. Если балансовая стоимость основных средств не покрывается суммой недисконтированных будущих денежных потоков, то в финансовой отчетности отражается обесценение основных средств. Величина обесценения определяется на основе справедливой стоимости основных средств, оценка которой производится исходя из чистой приведенной стоимости будущих денежных потоков.

По нефтяным и газовым месторождениям чистая приведенная стоимость будущих денежных потоков основана на разумных оценках руководства, которые определяются с учетом последних исторических цен и опубликованным ценам по форвардным контрактам, применяемых к прогнозируемым объемам добычи на отдельных месторождениях и дисконтируемых по ставке соразмерной с предполагаемыми рисками. Прогнозируемые объемы добычи представляют собой запасы, включающие в себя вероятные запасы, скорректированные на риск-фактор, и возможные, которые ожидается извлечь исходя из предусмотренного уровня капитальных расходов. Объемы добычи, цены и сроки добычи соответствуют внутренним прогнозам и опубликованным внешним данным.

Группировка активов для целей обесценения производится исходя из минимального уровня идентифицируемых денежных потоков, которые большей частью независимы от денежных потоков по другим группам активов – как правило, для активов, связанных с разведкой и добычей, таким уровнем является месторождение, для перерабатывающих активов – весь перерабатывающий комплекс, прочих активов – уровень операционной единицы. Внеоборотные активы, выбытие которых, по мнению руководства, ожидается в течение одного года, учитываются по наименьшей из балансовой или справедливой стоимости за минусом расходов на продажу. Стоимость приобретения основных средств, относящихся к недоказанным запасам нефти и газа, проходит регулярную оценку на предмет обесценения, и рассчитанное обесценение, при наличии такового, относится на расходы. Никакое обесценение не было признано за годы, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг.

#### Капитализированные проценты

Проценты капитализируются по займам, привлеченным в связи с капитальным строительством, которых, теоретически, можно было бы избежать, если бы не было затрат на капитальное строительство. Проценты капитализируются только в период непосредственно капитального строительства до ввода законченного основного средства в эксплуатацию. В течение 2009, 2008 и 2007 гг. капитализированные проценты, связанные с капитальным строительством, составили 22 млн. долларов США, 16 млн. долларов США и 8 млн. долларов США, соответственно.

#### Обязательства, связанные с выбытием основных средств

У Компании существуют обязательства, связанные с выбытием активов по основной деятельности. Описание активов и потенциальных обязательств приводится ниже:

*Геологоразведка и добыча* – деятельность Компании по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием следующих активов: скважины, оборудование скважин, установки по сбору и первичной переработке нефти, нефтехранилища и трубопроводы до магистральных нефтепроводов. Как правило, лицензии и прочие разрешительные документы устанавливают требования по ликвидации данных активов после окончания добычи. Данные требования обязывают Компанию предпринять определенные действия в отношении ликвидации данных активов после окончания добычи. Такие действия включают в себя: ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие меры. В момент полного истощения месторождения Компания понесет расходы по ликвидации скважин и мерам по защите окружающей среды в соответствии с FASB ASC 410-20 «Обязательства, связанные с выбытием основных средств».

*Нефтепереработка, маркетинг и сбыт* – операции Компании по нефтепереработке осуществляются на крупных промышленных комплексах. Промышленные комплексы используются на протяжении нескольких десятилетий. Основываясь на принципах функционирования таких комплексов, руководство полагает, что срок полезного использования указанных промышленных комплексов определить невозможно, несмотря на то, что некоторые функционирующие части и оборудование имеют определенные сроки полезного использования. Текущие регулирующие и лицензионные правила не устанавливают требования по ликвидации нефтеперерабатывающих активов. В связи с этим, руководство Компании считает, что не существует очевидных законодательно установленных или договорных обязательств, связанных с действиями по выводу из эксплуатации и иному выбытию таких активов.

Согласно FASB ASC 410-20, при измерении обязательств, связанных с выбытием активов, в качестве компонента ожидаемых затрат должна учитываться расчетная цена, которая может быть затребована и с высокой степенью вероятности получена третьим лицом для отражения неопределенности и непредвиденных обстоятельств, связанных с обязательствами, иногда эта расчетная цена именуется надбавкой за рыночный риск. Более того, руководство полагает, что действующие нормативные акты не предусматривают возникновения аналогичных обязательств, связанных с объектами розничной сети. В настоящий момент в нефтяной и газовой отрасли России имеется мало кредитоспособных третьих лиц, готовых за определенную цену принять на себя такой риск в отношении крупных нефтяных и газовых объектов и трубопроводов. В связи с тем, что определение премии за риск не имеет аналогов, она была исключена Компанией из оценки обязательств, связанных с выбытием основных средств.

Поскольку нормативная и законодательная база в России продолжает развиваться, в будущем возможны изменения нормативных требований и объема затрат, связанных с ликвидацией внеоборотных активов.

#### Налог на прибыль

В российском законодательстве отсутствует понятие «консолидированного налогоплательщика», и, соответственно, Компания не подлежит налогообложению на консолидированном уровне. Текущая ставка налога, применяемая к налогооблагаемой прибыли каждого дочернего общества в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации, составляет 20%, с учетом корректировок на доходы и расходы, не учитываемые в целях налогообложения. До 1 января 2009 года ставка налога на прибыль составляла 24%.

В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль, рассчитанные Компанией по методу обязательств в соответствии с FASB ASC 740 «Налог на прибыль». Данный метод учитывает будущие налоговые последствия, возникшие в результате временных разниц между балансовой стоимостью существующих активов и обязательств в консолидированной финансовой отчетности и соответствующей налогооблагаемой базой, а также в результате получения операционных убытков, перенесенных на будущее. Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль рассчитываются с применением законодательно установленных налоговых ставок, которые ожидается применять к налогооблагаемому доходу в те периоды, когда предполагается погасить временные разницы, возместить стоимость активов и урегулировать обязательства. Оценочный резерв под активы по отложенному налогу на прибыль создается тогда, когда у руководства есть основания полагать, что вероятнее всего указанный налоговый актив не будет реализован в будущем.

#### Производственные финансовые инструменты

Компания использует производные финансовые инструменты для управления риском, связанным с изменением курса иностранной валюты. Значительная часть выручки Компании поступает в долларах США. Кроме того, в долларах США осуществляется значительная часть финансовой и инвестиционной деятельности Компании. Однако, операционные расходы и капитальные вложения Компании, главным образом, выражены в российских рублях. Соответственно, изменение курса доллара США по отношению к российскому рублю влияет на результаты операционной деятельности и движение денежных средств Компании. В связи с этим, Компания использует валютные форвардные контракты для управления данным риском.

Производные финансовые инструменты отражаются в консолидированном бухгалтерском балансе по справедливой стоимости как прочие оборотные активы либо прочие текущие обязательства. Реализованные и нереализованные прибыль и убытки учитываются нетто в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Данные операции не учитываются как сделки хеджирования в соответствии с требованиями FASB ASC 815 «Учет производных финансовых инструментов и операций хеджирования» и соответствующих разъяснений.

#### Обыкновенные акции

В соответствии с уставом, обыкновенные акции представляют собой уставный капитал Компании. Владельцы обыкновенных акций имеют право одного голоса на одну акцию. Дивиденды, выплачиваемые владельцам обыкновенных акций, определяются Советом директоров и утверждаются на ежегодном собрании акционеров.

#### Собственные акции, выкупленные у акционеров

Обыкновенные акции Компании, принадлежащие Группе на отчетную дату, указаны как собственные акции, выкупленные у акционеров, и отражаются по стоимости приобретения с использованием метода средневзвешенной стоимости. Прибыль от перепродажи собственных акций, выкупленных у акционеров, увеличивает добавочный капитал, тогда как убытки уменьшают добавочный капитал в пределах ранее отраженной прибыли от перепродажи. В противном случае убытки уменьшают нераспределенную прибыль.

#### Прибыль на акцию

Базовая и разводненная прибыль на обыкновенную акцию рассчитывается путем деления прибыли, имеющейся в распоряжении владельцев обыкновенных акций, на средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении в течение года. Ценные бумаги, которые потенциально могут оказать разводняющий эффект, в обращение не выпускались.

### Условные обязательства

На дату составления данной финансовой отчетности может существовать ряд условий, которые могут повлечь возникновение убытков Компании, но наличие таких условий может быть выявлено только тогда, когда в будущем произойдет или не произойдет одно или несколько событий. Руководство и юристы Компании оценивают такие условные обязательства. Определение суммы убытков по условным обязательствам связано с необходимостью использовать предположения и включает в себя фактор субъективности. При оценке убытков по условным обязательствам, связанным с судебными разбирательствами, в которые Компания вовлечена в качестве ответчика, либо с непредъявленными исками, которые могут привести к судебным разбирательствам, юристы Компании оценивают вероятность исхода каждого судебного разбирательства либо непредъявленного иска, а также вероятные суммы возмещения, которые противоположная сторона требует или может потребовать в суде.

Если оценка условного обязательства показывает, что вероятно возникновение существенных убытков, и сумма обязательства может быть определена, условное обязательство отражается в финансовой отчетности Компании. Если оценка показывает, что потенциально значительные убытки по условному обязательству не являются вероятными, а лишь возможными, либо если убытки вероятны, но сумма не может быть определена, раскрывается суть условного обязательства и приблизительная оценка вероятных убытков (если сумма является существенной и ее возможно оценить). Если убытки по условным обязательствам не могут быть достоверно оценены, руководство Компании признает убытки тогда, когда необходимая информация становится доступной.

Если в отношении убытков по условным обязательствам существует неопределенность, такая информация не раскрывается, за исключением тех случаев, когда возникает гарантийное обязательство (при этом раскрывается суть гарантии). Тем не менее, в некоторых ситуациях, когда такое раскрытие не является обязательным, Компания может раскрывать условные обязательства нетипичного характера, которые, по мнению руководства и юристов, могут представлять интерес для акционеров и других пользователей.

### Пенсионные и другие обязательства по компенсационным программам

Компания и ее дочерние общества не реализуют каких-либо существенных программ по дополнительному пенсионному обеспечению, помимо отчислений в Государственный Пенсионный фонд Российской Федерации. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от текущих отчислений на заработную плату и относятся на затраты по мере возникновения. Также, Компания не имеет каких-либо программ компенсаций работникам, вышедшим на пенсию, и иных компенсационных программ, требующих начислений.

### Признание выручки

Выручка от реализации сырой нефти, реализации нефтепродуктов и продуктов нефтехимии, а также прочих товаров признается в момент, когда продукция доставлена конечному покупателю, право собственности перешло покупателю, существует уверенность в поступлении дохода, цена реализации конечному покупателю является окончательной или может быть определена. В отношении реализации сырой нефти, нефтепродуктов и материалов на внутреннем рынке продажа отражается в момент отгрузки покупателю, что обычно означает переход права собственности. При продаже на экспорт право собственности обычно переходит на границе Российской Федерации, и Компания несет ответственность за транспортировку, уплату пошлин и прочих налогов, связанных с такой реализацией.

Прочая выручка состоит, в основном, из услуг по переработке сырья, принадлежащего третьим лицам (процессинг), транспортных, строительных, коммунальных и прочих услуг, которая признается в момент, когда продукция передана покупателю, а услуги оказаны, при этом цена услуг может быть определена и отсутствуют существенные неопределенности в отношении того, что реализация имела место.

Выручка отражена за вычетом налога на добавленную стоимость.

#### Операции по купле-продаже

Компания учитывает операции купли-продажи в соответствии с параграфом FASB ASC 845-15 “Неденежные операции”, устанавливающим, что две или более отдельных обменных операции с одним и тем же контрагентом, включая операции купли-продажи, должны быть объединены и отражены как одна сделка, когда одна операция не может быть осуществлена без совершения другой встречной операции. Компания учитывает соответствующие операции по купле-продаже как сделки по обмену товарно-материальными запасами.

#### Транспортные расходы

Транспортные расходы, отраженные в консолидированном отчете о прибылях и убытках, представляют собой все понесенные расходы на транспортировку нефти и нефтепродуктов через сеть нефтепроводов ОАО «Транснефть», а также расходы на транспортировку морским транспортом и железной дорогой. Транспортные расходы также включают все погрузочно-разгрузочные расходы.

#### Эксплуатация и ремонт

Эксплуатация и ремонт, не включающие существенные улучшения, относятся на расходы в момент возникновения. Затраты, связанные с ремонтом и профилактикой, проводимые в отношении нефтеперерабатывающего оборудования списываются в том периоде, когда они были понесены.

#### Принятые стандарты бухгалтерского учета

С 30 июня 2009 г. Компания начала применять Кодификацию. Кодификация – это свод официальных общепринятых правил бухгалтерского учета в Соединенных Штатах Америки. В результате принятия Кодификации изменился только адрес ссылок для финансовых стандартов, изменение самих действующих стандартов ОПБУ США не планировалось и не изменяет действие ОПБУ.

С 1 января 2009 года Компания начала применять к некоторым операциям с вложениями, учитываемыми по методу долевого участия, порядок учета, соответствующий требованиям раздела Кодификации, посвященного вопросам консолидации. В разделе, посвященном консолидации, рассматриваются вопросы первоначальной оценки, снижения стоимости и изменения доли собственности во вложении, учитываемом по методу долевого участия. Принятие этого раздела не оказало существенного влияния на результаты финансово-хозяйственной деятельности Компании, ее финансовое положение или потоки денежных средств.

С 1 января 2009 г. Компания начала применять требования, установленные разделом Кодификации, посвященном вопросам объединения бизнеса. В соответствии с указанными требованиями компания-приобретатель должна признавать все приобретенные активы, принятые обязательства и все доли неконтролирующих акционеров в приобретаемой компании по справедливой стоимости на дату приобретения, за некоторыми немногочисленными исключениями. Предполагается, что термин «бизнес» будет применяться к большему количеству операций, чем это было ранее в соответствии с предыдущим методическим руководством. Отдельные положения вносят изменения в порядок отражения изменений в контроле, поэтапном приобретении, затратах на сделку, приобретенных условных обязательств, выполняемых НИОКР, затратах по реструктуризации, отложенных налоговых активах, оценочном резерве в результате объединения бизнеса, а также изменений в неопределенных позициях, связанных с налогом на прибыль, после даты приобретения. Учет изменений в оценочном резерве по приобретенным отложенным налоговым активам и урегулирование неопределенных налоговых позиций по предыдущим объединениям бизнеса окажут влияние на расходы по налогу, а не на отраженный гудвилл. Также требуется дополнительное раскрытие информации. Приобретения Компании, осуществленные после принятия вышеуказанных требований, (Примечание 3 «Объединение бизнеса») были отражены в учете в соответствии с требованиями раздела, посвященного вопросам объединения бизнеса.

С 1 января 2009 г. Компания начала применять требования к оценке нефинансовых активов и обязательств, установленные разделом Кодификации, посвященным вопросам оценки справедливой стоимости и соответствующего раскрытия информации. Принятие указанных требований не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании.

С 30 июня 2009 г. Компания начала применять требования к раскрытию информации о справедливой стоимости финансовых инструментов в промежуточной финансовой информации, установленные разделом Кодификации, посвященном вопросам оценки справедливой стоимости и соответствующего раскрытия информации. Согласно указанным требованиям, информация о справедливой стоимости финансовых инструментов теперь должна раскрываться не только в годовой финансовой отчетности, как это требовалось раньше, но и в промежуточной финансовой отчетности.

С 30 июня 2009г. Компания начала применять требования, установленные разделом Кодификации, посвященным вопросам отражения событий после отчетной даты. Указанные требования регламентируют порядок оценки руководством событий после отчетной даты. Руководство произвело оценку событий после отчетной даты за период до 2 марта 2009 г. включительно, т.е. даты, когда финансовая отчетность была готова к выпуску. Применение этих требований не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании.

В январе 2009г. Комиссия по ценным бумагам и биржам (SEC) опубликовала Заключительное правило «Совершенствование отчетности о запасах нефти и газа», которое вносит изменения в правила Комиссии в отношении отчетности и раскрытия информации о нефтегазовых запасах. Наиболее существенные изменения, содержащиеся в Заключительном правиле, связаны с тем, что для оценки нефтегазовых запасов стала использоваться цена не на последний день периода, а средняя цена за 12 месяцев на основании цен, действующих на первый день каждого месяца в течение отчетного периода. Согласно Заключительному правилу также допускается добровольное раскрытие информации о вероятных и возможных запасах, которое ранее запрещалось правилами SEC. Досрочное применение новых требований не разрешено.

6 января 2010 г. FASB выпустил поправку 2010-3 «Деятельность, связанная с разведкой и добычей нефти и газа» (раздел 932): Оценка запасов нефти и газа и раскрытие информации», которая вносит изменения в Раздел 932 «Деятельность, связанная с разведкой и добычей нефти и газа». Эти изменения в значительной степени сближают оценку запасов, раскрытие соответствующей информации и определение запасов в Разделе 932 с требованиями к раскрытию информации, содержащимися в Заключительном правиле, выпущенном SEC. Группа начала применять требования раздела «Деятельность, связанная с добычей нефти и газа» с 31 декабря 2009 г. Применение не оказало существенного влияния на количественную оценку запасов и раскрытие соответствующей информации Группой. Компания применила ASU, начиная с 31 декабря 2009 г.

#### Стандарты бухгалтерского учета, выпущенные в последнее время

В июне 2009 г. Совет по стандартам финансовой отчетности (FASB) выпустил положения, касающиеся отражения в учете передачи финансовых активов. В новых положениях нет понятия компании специального назначения, отвечающей определенным требованиям, а также содержится освобождение от выполнения требований методического руководства для компаний с переменной долей участия, которые удовлетворяют требованиям компаний специального назначения. Согласно новым положениям компания, передающая актив, должна признавать все активы и обязательства, приобретенные и возникшие в результате передачи финансовых активов (передачи, которая отражена в учете как продажа), по справедливой стоимости, выполнив ее первоначальную оценку. Стандарт требует также дополнительное раскрытие информации о любой передаче финансовых активов и продолжающемся участии компании, передающей активы, в этих финансовых активах. Новые требования применяются к финансовым годам, начинающимся после 15 ноября 2009 г., и к промежуточным периодам в течение этих отчетных периодов. В настоящее время Компания проводит оценку возможного влияния новых требований на ее финансовое положение, результаты деятельности и денежные потоки.

В июне 2009 г. FASB выпустил положения, рассматривающие вопрос, как отчитывающаяся компания определяет, каким образом консолидировать компанию, которая недостаточно капитализирована или которая не контролируется через голосование (или реализацию аналогичных прав). Необходимость для отчитывающейся компании консолидировать другую компанию определяется на основании различных факторов, включая цели и планы другой компании и способность отчитывающейся компании управлять деятельностью другой компании, оказывая тем самым наибольшее влияние на экономические показатели этой компании. Новые положения также требуют, чтобы отчитывающаяся компания раскрывала дополнительную информацию о своих отношениях с компаниями с переменной долей участия, а также об изменениях в степени риска в результате таких отношений. Отчитывающаяся компания должна будет раскрыть информацию о том, как ее отношения с компанией с переменной долей участия влияют на финансовую отчетность отчитывающейся компании. Новые положения применяются к финансовым годам, начинающимся после 15 ноября 2009 г., и к промежуточным периодам в течение этих отчетных периодов. В настоящее время Компания проводит оценку возможного влияния новых требований на ее финансовое положение, результаты деятельности и денежные потоки.

#### Изменение классификации

Определенные изменения в отношении сумм, представленных в отчетности за предыдущие периоды, внесены для соответствия представленной текущей финансовой отчетности; такие изменения не оказали никакого влияния на чистую прибыль, чистые денежные потоки и акционерный капитал Компании.

### **3. Объединение бизнеса**

#### Приобретение «Naftna Industrija Srbije» (NIS)

3 февраля 2009 г. Компания приобрела 51% доли участия в сербской компании «Naftna Industrija Srbije» (NIS) за 400 млн. евро (521 млн. долл. США). В рамках договора купли-продажи Компания обязалась инвестировать 547 млн. евро (около 712 млн. долл. США) в реконструкцию и модернизацию мощностей NIS по переработке нефти до 2012 года. NIS является одной из крупнейших вертикально интегрированных нефтяных компаний в Центральной Европе, которая управляет двумя НПЗ в Панчево и Нови-Сад (Сербия) с общим объемом перерабатывающих мощностей в размере 7,2 млн. тонн в год. NIS также занимается добычей сырой нефти в объеме около 6,3 млн. баррелей нефтяного эквивалента в год в рамках своей деятельности по разведке и добыче нефти в Сербии, а также имеет неконтролирующую долю участия в СРП в Анголе и владеет сетью заправочных станций на территории Сербии.

В таблице ниже приведены суммы вознаграждения за приобретение NIS, а также справедливая стоимость неконтролируемой доли участия на дату приобретения:

Денежное вознаграждение	521
Справедливая стоимость неконтролируемой доли участия в NIS	501
<b>Итого справедливая стоимость</b>	<b>1 022</b>

За период с момента приобретения по 31 декабря 2009 г. Компания скорректировала первоначальную оценку расчетной справедливой стоимости определенных активов и приобретенных финансовых обязательств на основании дальнейшего анализа, проведенного в течение данного периода. Основные изменения в оценке справедливой стоимости относятся к изменениям в справедливой стоимости активов сегмента переработки и продажи, лицензий на добычу и нереальной ко взысканию дебиторской задолженности.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. распределение покупной цены остается условным, так как Компания продолжает оценивать определенные активы и приобретенные финансовые обязательства, главным образом, основные средства и оборудование, а так же долгосрочную дебиторскую задолженность и инвестиции.

В таблице ниже приведена оценочная справедливая стоимость активов и обязательств, приобретенных по состоянию на 3 февраля 2009 г.:

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

	<b>На дату приобретения</b>
Денежные средства и их эквиваленты	22
Дебиторская задолженность, нетто	198
Товарно-материальные запасы	235
Прочие оборотные активы	53
Нематериальные активы	150
Основные средства	1 485
Прочие внеоборотные активы	4
<b>Итого приобретенные активы</b>	<b>2 147</b>
Краткосрочные кредиты и займы полученные и текущая часть долгосрочных кредитов и займов полученных	(645)
Прочие краткосрочные обязательства	(307)
Долгосрочные кредиты и займы полученные	(186)
Прочие долгосрочные обязательства	(336)
<b>Итого принятые обязательства</b>	<b>1 474</b>
<b>Итого приобретенные идентифицируемые чистые активы</b>	<b>673</b>
<b>Итого оплата</b>	<b>(1 022)</b>
<b>Гудвилл</b>	<b>349</b>

Основными причинами приобретения и факторами, сформировавшими гудвилл, являются способность Компании поставлять собственную сырую нефть на НПЗ NIS и ожидаемый рост объемов переработки и увеличение товарной номенклатуры, которые будут способствовать росту продаж нефтепродуктов на экспортном рынке. Гудвилл был в полном объеме отнесен на Сегмент «Переработка, маркетинг и сбыт». Гудвилл не подлежит вычету в целях налогообложения.

Расчет справедливой стоимости неконтролируемой доли участия в сумме 501 млн долл. США был произведен по методу доходов ввиду отсутствия сравнительных рыночных показателей. Такая оценка справедливой стоимости основана на существенных исходных данных, которые не поддаются подтверждению на рынке, и, таким образом, представляет собой оценку Уровня 3 согласно положениям раздела «Объединение бизнеса» Кодификации. Расчет справедливой стоимости основан на ставках дисконтирования от 15,2% до 17,3%; финансовый прогноз подготовлен в долларах США на основании макроэкономических и отраслевых данных, полученных из открытых источников информации.

В результате приобретения NIS выручка Компании увеличилась примерно на 2 293 млн. долл. США, а чистая прибыль примерно 5 млн. долл. США за период с 3 февраля 2009 г. по 31 декабря 2009 г.. Представленные ниже неаудированные расчетные данные представляют собой консолидированную информацию по Компании, как если бы объединение произошло 1 января 2009 г. и после применения принципов учетной политики Компании:

	<u>31 декабря 2009</u>
Выручка	24,293
Чистая прибыль	3,012

Представление неаудированных расчетных данных для проведения сравнения с данными за год, закончившийся 31 декабря 2009 г., не целесообразно, поскольку компания NIS не применяла ОПБУ США в предыдущие отчетные периоды и не располагает данными, на основе которых в отчетность могут быть внесены корректировки в целях получения финансовой информации по ОПБУ США за любой период в течение 2008 или 2007 гг.

Приобретение Sibir Energy plc

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

---

За период, начиная с 23 апреля 2009 г., даты первого приобретения Компанией акций Sibir Energy plc (далее «Sibir»), по 23 июня 2009 г., Компания инвестировала 1 057 млн. фунтов стерлингов (приблизительно 1 662 млн. долларов США) на приобретение 54,71% обыкновенных акций Sibir. В результате покупки акций Sibir Компания получила возможность фактического контроля над Sibir и косвенного контроля над Московским НПЗ, увеличив долевое участие в Московском НПЗ с 38,63% до 59,75%. Ранее Компания учитывала свою долю в МНПЗ в размере 38,63% по методу долевого участия.

Sibir Energy является вертикально-интегрированной нефтяной компанией, ведущей свою деятельность на территории Российской Федерации. Основные добывающие активы Sibir Energy включают в себя ОАО «Нефтяная компания «Магма» (95% принадлежит Sibir Energy) и 50% пакет акций компании Salym Petroleum Development (совместное предприятие с Royal Dutch Shell). Добывающие активы Sibir Energy, годовая добыча которых превышает 80 тыс. бареллей в сутки, расположены в Ханты-Мансийском автономном округе. Кроме того, Sibir Energy владеет 38,63% акций Московского НПЗ в совместном управлении с Газпром нефть, а также сеть из 134 автозаправочных станций в Москве и Московской области через ОАО «Московская топливная компания» и ОАО «Моснефтепродукт».

В нижеследующей таблице приведены данные о суммах, выплаченных при приобретении Sibir Energy, включая справедливую стоимость доли неконтролируемых акционеров как в Sibir Energy, так и в Московском НПЗ на дату покупки, а также справедливую стоимость пакета акций в Московском НПЗ, принадлежащем Компании на дату покупки:

Денежное вознаграждение	1 662
Справедливая стоимость неконтролируемой доли участия в Sibir Energy	1 056
Справедливая стоимость неконтролируемой доли участия в Московском НПЗ	839
Справедливая стоимость неконтролируемой доли участия в Московском НПЗ до объединения бизнеса	806
<b>Итого справедливая стоимость</b>	<b>4 363</b>

В нижеследующей таблице приведена расчетная справедливая стоимость активов и обязательств, приобретенных по состоянию на 23 июня 2009 г. Распределение цены покупки является предварительным, поскольку Компания завершает расчеты справедливой стоимости определенных активов и обязательств, главным образом, в отношении основных средств и оборудования, а также находится в процессе определения окончательных принятых обязательств:

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

	На дату приобретен ия
Денежные средства и их эквиваленты	181
Дебиторская задолженность, нетто	335
Товарно-материальные запасы	60
Прочие оборотные активы	246
Нематериальные активы	618
Основные средства	2 421
Прочие внеоборотные активы	1 621
<b>Итого приобретенные активы</b>	<b>5 482</b>
Краткосрочные кредиты и займы полученные и текущая часть долгосрочных кредитов и займов полученных	(233)
Прочие краткосрочные обязательства	(432)
Долгосрочные кредиты и займы полученные	(174)
Прочие долгосрочные обязательства	(559)
<b>Итого принятые обязательства</b>	<b>(1 398)</b>
<b>Итого приобретенные идентифицируемые чистые активы</b>	<b>4 084</b>
<b>Итого оплата</b>	<b>(4 363)</b>
<b>Гудвилл</b>	<b>279</b>

В результате объединения Компания получила контроль над Московским НПЗ, и ранее принадлежащий Компании пакет акций в размере 38,63% был дооценен до справедливой стоимости, в результате чего доход составил 470 млн. долларов США. Данная информация отражена в строке «Прочие доходы (расходы), нетто» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

Справедливая стоимость неконтролируемой доли акций в Sibir Energy и Московском НПЗ в размере 1 056 млн. долларов США и 839 млн. долларов США, соответственно, была оценена по методу доходов, поскольку сравнительные показатели по рынку отсутствуют. Расчеты справедливой стоимости основаны на существенных исходных данных, которые не поддаются подтверждению на рынке, и, таким образом, представляют собой вычисления Уровня 3 согласно положениям раздела «Объединение бизнеса» Кодификации. Расчет справедливой стоимости основан на ставках дисконтирования от 10,8% до 13,6%; финансовый прогноз подготовлен в долларах США на основании макроэкономических и отраслевых данных, полученных из открытых источников информации.

В связи с приобретением Sibir Energy выручка Компании возросла приблизительно на 1 345 млн. долларов США, а чистая прибыль – приблизительно на 96,3 млн. долларов США за период с 23 июня 2009 г. по 31 декабря 2009 г.. Представленные ниже неаудированные расчетные данные представляют собой консолидированную информацию по Компании, как если бы объединение произошло 1 января 2007 года:

	31 декабря 2009	31 декабря 2008	31 декабря 2007
Выручка	25 189	37 589	24 536
Чистая прибыль	3 073	4 669	4 425

Указанные суммы рассчитывались с применением учетной политики Компании и корректировок результатов Sibir Energy и Московского НПЗ для отражения дополнительных амортизации и износа, вытекающих из учета покупки, которые были бы начислены исходя из того, что корректировка справедливой стоимости основных средств и оборудования, а также нематериальных ценностей применялась с 1 января 2007 года.

Данный отчет представляет собой перевод оригинала, подготовленного на английском языке. Вместе с тем, во всех вопросах толкования информации, взглядов или мнений вариант отчета на языке оригинала имеет преимущество перед текстом перевода

Гудвилл, признанный в результате объединения, характеризует способность Компании увеличить поставки собственной сырой нефти на Московский НПЗ, ожидаемый рост объемов переработки и увеличение товарной номенклатуры, что увеличит доступ к различным каналам сбыта нефтепродуктов и, в результате, повысит чистые цены (цены, скорректированные на величину транспортных расходов, экспортных пошлин и др.). Вся величина гудвилла, ставшего результатом объединения, была распределена на Сегмент «Переработка, маркетинг и сбыт» Компании. Гудвилл не подлежит вычету в целях налогообложения.

#### Приобретение Orton Oil Limited

21 июля 2009 г. Компания приобрела 100% доли в Orton Oil Limited (далее «Orton»), некотируемой холдинговой компании, зарегистрированной на Кипре. Стоимость приобретения составила 109 млн. долларов США денежными средствами. Orton владеет 50% долей в Bennfield Limited (далее «Bennfield»), который, в свою очередь владеет 25,66% долей в Sibir.

В таблице ниже приведена оценочная справедливая стоимость активов и обязательств, приобретенных по состоянию на 21 июля 2009 г.:

	На дату приобретения
Долгосрочные инвестиции	741
<b>Итого приобретенные активы</b>	<b>741</b>
Прочие краткосрочные обязательства	(666)
<b>Итого принятые обязательства</b>	<b>(666)</b>
<b>Итого приобретенные идентифицируемые чистые активы</b>	<b>75</b>
<b>Итого оплата</b>	<b>(109)</b>
Гудвилл	34

Основной причиной приобретения и фактором, сформировавшим гудвилл, является способность Компании увеличить свою долю в Sibir Energy. Весь образовавшийся Гудвилл был отнесен на Сегмент «Переработка, маркетинг и сбыт» Компании. Гудвилл не подлежит вычету в целях налогообложения.

Прочие текущие обязательства в размере 666 млн. долларов США отражают обязательства перед связанными сторонами на дату приобретения и по состоянию на 31 декабря 2009 года

В результате неразрешенного спора в отношении 50% доли Bennfield, не принадлежащей Orton, Компания не имеет возможности оказывать влияние на управление Bennfield или реализовывать свои права акционера, что, как правило, соответствует долевого участию.

#### **4. Денежные средства и их эквиваленты**

По состоянию на 31 декабря 2009г. и 31 декабря 2008 г. денежные средства и их эквиваленты представлены следующим образом:

	2009	2008
Денежные средства в банке – рубли	119	424
Денежные средства в банке – иностранная валюта	172	359
Банковские депозиты и прочие эквиваленты денежных средств	455	1 290
Денежные средства в кассе	122	2
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>868</b>	<b>2 075</b>

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. большая часть банковских депозитов выражена в долларах США. Банковские депозиты представляют собой депозиты, которые на момент размещения имеют срок погашения менее 3-х месяцев.

#### **5. Дебиторская задолженность, нетто**

По состоянию на 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г. дебиторская задолженность представлена следующим образом:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Дебиторская задолженность по торговым операциям	1 772	818
Налог на добавленную стоимость к возмещению	974	555
Связанные стороны	44	34
Прочая дебиторская задолженность	590	518
Минус: резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(562)	(59)
<b><i>Итого дебиторская задолженность</i></b>	<u><u>2 818</u></u>	<u><u>1 866</u></u>

Дебиторская задолженность по торговым операциям представляет собой текущую задолженность покупателей в рамках основных видов деятельности, выраженную, в основном, в долларах США, и носит краткосрочный характер. Прочая дебиторская задолженность состоит, в основном, из предоплаченного налога на прибыль и прочей задолженности.

#### **6. Товарно-материальные запасы**

Товарно-материальные запасы по состоянию на 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г. представлены следующим образом:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Сырая нефть	437	106
Нефтепродукты	618	295
Сырье и материалы	599	758
Прочие запасы	83	35
<b><i>Итого товарно-материальные запасы</i></b>	<u><u>1 737</u></u>	<u><u>1 194</u></u>

#### **7. Прочие оборотные активы, нетто**

По состоянию на 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г. прочие оборотные активы представлены следующим образом:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Предоплаченные таможенные платежи	411	216
Авансы, выданные	530	334
Расходы будущих периодов	45	22
Прочие активы	240	8
<b><i>Итого прочие оборотные активы</i></b>	<u><u>1 226</u></u>	<u><u>580</u></u>

#### **8. Долгосрочные финансовые вложения и займы выданные**

Ни одна из перечисленных ниже компаний не котируется на рынке ценных бумаг в России. В связи с состоянием финансовых рынков в России не представляется возможным получить информацию о текущей рыночной стоимости данных инвестиций. Существенные инвестиции, учитываемые по методу долевого участия, и прочие долгосрочные инвестиции на 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г. представлены следующим образом:

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

	Процент долевого участия по состоянию на 31 декабря 2009	Балансовая стоимость по состоянию на 31 декабря	
		2009	2008
<b>Инвестиции в зависимые общества, учитываемые по методу долевого участия:</b>			
ОАО «НГК «Славнефть»	49.9	2 792	2 710
ОАО «Томскнефть ВНК»	50.0	1 470	1 458
ОАО «Московский НПЗ»*		-	331
Salym Petroleum Development N.V.	50.0	1 220	-
<b>Итого инвестиции в зависимые общества, учитываемые по методу долевого участия</b>		<b>5 482</b>	<b>4 499</b>
<b>Итого долгосрочные инвестиции по стоимости приобретения</b>		<b>1 097</b>	<b>225</b>
<b>Долгосрочные займы полученные</b>		<b>393</b>	<b>88</b>
<b>Итого долгосрочные финансовые вложения</b>		<b>6 972</b>	<b>4 812</b>

\* В результате приобретения Sibir Energy 23 июня 2009 Компания получила контроль над ОАО «Московский НПЗ» и, соответственно, данная консолидированная финансовая отчетность уже содержит показатели по ОАО «Московский НПЗ» (Примечание 3 “Объединение бизнеса”).

Долгосрочные инвестиции, учитываемые по стоимости приобретения, включают инвестицию Компании в Bennfield, приобретенную в результате приобретения Orton в 2009 г. (Приложение 3 “Объединение бизнеса”).

Доля Компании в чистой прибыли зависимых компаний, учитываемых по методу долевого участия, включая неконтролируемую долю в дочерних компаниях, за три периода, закончившихся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. состоит из:

	31 декабря 2009	31 декабря 2008	31 декабря 2007
<b>Прибыль от участия в зависимых обществах:</b>			
ОАО «НГК «Славнефть»	113	353	392
ОАО «Томскнефть ВНК»	138	39	5
ОАО «Московский НПЗ»	5	15	11
Salym Petroleum Development N.V.	37	-	-
<b>Итого прибыль от участия в зависимых обществах</b>	<b>293</b>	<b>407</b>	<b>408</b>
<b>Амортизация справедливой стоимости, признанной на дату приобретения</b>	<b>(81)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Итого прибыль от участия в зависимых обществах</b>	<b>212</b>	<b>407</b>	<b>408</b>

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

Инвестиции Компании в ОАО «НГК «Славнефть» и различные миноритарные пакеты акций ее дочерних обществ (Славнефть) осуществляются через ряд оффшорных компаний и инвестиционный траст. В течение 2005 года Компания и ТНК-ВР пришли к соглашению о совместном управлении добычей нефти и нефтепереработкой группой Славнефть и о покупке каждой стороной соответствующей доли добытой нефти (см. также Примечание 19 «Операции со связанными сторонами»).

Ниже представлена финансовая информация ОАО «НГК «Славнефть» по состоянию на 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г. и за периоды, закончившиеся 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г.

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Текущие активы	1 011	1 002
Внеоборотные активы	6 508	6 453
Итого обязательства	1 901	2 051
Выручка	3 827	7 378
Чистая прибыль, включая неконтролируемую долю в дочерних обществах	227	708

В декабре 2007 года Компания приобрела 50% долю в ОАО «Томскнефть ВНК» (Томскнефть) и ее дочерних обществах у дочернего общества ОАО «Нефтяная Компания «Роснефть» (Роснефть) за 3 567 млн. долларов США. Цена сделки определена исходя из справедливой стоимости Томскнефти, которая составила 3 670 млн. долларов США, что подтверждено независимым оценщиком. Одним из условий сделки является соглашение между Компанией и Роснефтью о совместном управлении деятельностью Томскнефти и покупке каждой из сторон соответствующей доли нефти, добытой Томскнефтью. Поскольку Компания и Роснефть, в конечном итоге, контролируются Российской Федерацией, сделка признана операцией между связанными сторонами под общим контролем, в связи с чем учитывается по исторической стоимости приобретения актива Роснефтью. Соответственно, разница между ценой покупки и исторической стоимостью приобретения на сумму 2 154 млн. долларов США отнесена на уменьшение добавочного капитала в акционерном капитале за год, закончившийся 31 декабря 2007 г.

Ниже представлена финансовая информация ОАО «Томскнефть» по состоянию на 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г. и за периоды, закончившиеся 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г.

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Текущие активы	858	881
Внеоборотные активы	3 596	4 762
Итого обязательства	2 309	2 495
Выручка	2 259	3 241
Чистая прибыль	277	78

В июне 2009 года в рамках приобретения Sibir Energy (Примечание 3 «Объединение бизнеса») Компания получила 27,4% доли участия в акционерном капитале Salym Petroleum Development N.V. («Салым»). Салым принадлежит на 50% Sibir Energy и на 50% Shell Salym Development B.V., входящему в группу компаний Royal Dutch/Shell. Деятельность Салым непосредственно связана с освоением Салымской группы нефтяных месторождений, расположенных в Ханты-Мансийском автономной округе Российской Федерации.

Ниже представлена финансовая информация Салым по состоянию на 31 декабря 2009 г. Выручка и чистая прибыль представлены за период, начиная с даты приобретения 23 июня 2009 г. по 31 декабря 2009 г.:

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

	<b>2009</b>
Текущие активы	272
Внеоборотные активы	964
Итого обязательства	980
Выручка	1 372
Чистая прибыль	74

Долгосрочные займы выданные

По состоянию на 31 декабря 2009, 2008 гг. долгосрочные займы выданные, в основном, связанным сторонам составили 393 млн. долларов и 88 млн. долларов соответственно. Процентная ставка по данным займам составляет от 0% до 16.0% годовых. По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. справедливая стоимость данных займов составила 303 млн. долларов США и 52 млн. долларов США, соответственно, при средней ставке дисконтирования от 9.0% до 13.0% годовых за периоды, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 г., соответственно (ставка рефинансирования Центрального банка РФ).

**9. Основные средства**

Основные средства, по состоянию на 31 декабря 2009 г. представлены следующим образом:

	Первоначальная (восстановительная) стоимость	Накопленная амортизация	Балансовая стоимость
Основные средства, используемые при добыче нефти и газа	20 456	(11 122)	9 334
Основные средства, используемые в переработке	4 719	(1 822)	2 897
Основные средства, используемые в маркетинге и сбытовой деятельности	1 474	(188)	1 286
Прочие основные средства	21	(1)	20
Незавершенное строительство	728	-	728
Итого	27 398	(13 133)	14 265
<i>Основные средства по состоянию на 31 декабря 2008 г.</i>	21 206	(11 975)	9 231

**10. Гудвилл и нематериальные активы**

Изменение величины гудвилла за год закончившийся 31 декабря 2009 г., в разрезе производственных сегментов представлено следующим образом:

	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Итого
Гудвилл по состоянию на 31 декабря 2008 г	-	-	-
Приобретения	-	662	662
Гудвилл по состоянию на 31 декабря 2009 г.	-	662	662

В 2009 году Компания приобрела NIS, Sibir Energy и Orton Oil и признала гудвилл в размере 349 млн. долларов США, 279 млн. долларов США и 34 млн. долларов США соответственно. Гудвилл, признанный в результате сделок по приобретению компаний, включен в состав нефтеперерабатывающих и сбытовых активов. Компания провела оценку текущей стоимости

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

гудвилла на предмет обесценения по состоянию на 31 декабря 2009 г. По состоянию на 31 декабря 2009 г. обесценение не было признано.

Прочие нематериальные активы по состоянию на 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г. представлены следующим образом:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Лицензии	82	21
Программное обеспечение	20	52
Права на землю	571	-
Прочие нематериальные активы	12	19
Итого прочие нематериальные активы	<u>685</u>	<u>92</u>

Права на землю относятся к праву использования земельных участков на МНПЗ и других определенных участках розничной и оптовой торговли в Москве и Московской области, где Компания владеет и управляет нефтеперерабатывающими и прочими активами.

#### **11. Краткосрочные кредиты и займы**

По состоянию на 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г. краткосрочные кредиты и займы Компании представлены следующим образом:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Банки	251	302
Связанные стороны	428	306
Прочие	3	5
Итого краткосрочные кредиты и займы	<u>682</u>	<u>613</u>

По состоянию на 31 декабря 2009 г. краткосрочные кредиты и займы были получены в международных и российских банках для пополнения оборотного капитала и не обеспечены активами.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. Компания имеет кредиты в размере 251 млн. долларов США от ряда европейских и российских банков, погашаемых в основном в долларах США. Процентная ставка по кредитам является плавающей и рассчитывается как ставка LIBOR/EURIBOR плюс 1,1% – 5,0%. По состоянию на 31 декабря 2008 г. Компания имела 302 млн. долларов США в составе различных краткосрочных банковских кредитов, погашаемых в долларах США. Процентная ставка по данным кредитам варьировалась от LIBOR плюс 0,55% до LIBOR плюс 4,75%.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. Компания имеет несколько беспроцентных займов от Томскнефти, погашаемый в рублях, в размере 346 млн. долларов США. Займы подлежат погашению в апреле-декабре 2010 года. По состоянию на 31 декабря 2008 г. Компания имела несколько беспроцентных займов от Томскнефти в размере 289 млн. долларов США. Томскнефть является связанной стороной Компании.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам, выраженным в иностранной валюте и рублях, составила 4,4% и 0%, соответственно. По состоянию на 31 декабря 2008 г. средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам, выраженным в долларах США и рублях, составляла 5,6% и 0,3%, соответственно.

## 12. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства по состоянию на 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г. представлены следующим образом:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Поставщики и подрядчики	943	511
Авансы полученные	287	165
Связанные стороны	101	87
Проценты к уплате	46	40
Прочие кредиторы	1 057	299
<i>Итого кредиторская задолженность</i>	<u>2 434</u>	<u>1 102</u>

## 13. Налог на прибыль и прочие налоги к уплате

По состоянию на 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г. налог на прибыль и прочие налоги к уплате представлены следующим образом:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Налог на добычу полезных ископаемых	224	114
Налог на добавленную стоимость	198	53
Акциз	127	51
Налог на прибыль	62	37
Налог на имущество	44	31
ЕСН	12	9
Прочие налоги	27	13
<i>Итого налог на прибыль и прочие налоги к уплате</i>	<u>694</u>	<u>308</u>

Расходы на налоги, кроме налога на прибыль, на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. представлены следующим образом:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Налог на добычу полезных ископаемых	2 215	4 202	3 139
Экспортные пошлины	1 412	828	681
Налог на имущество	123	107	87
ЕСН	157	131	109
Прочие налоги	75	85	91
<i>Итого налоги, кроме налога прибыль</i>	<u>3 982</u>	<u>5 353</u>	<u>4 107</u>

## 14. Долгосрочные кредиты и займы

По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. долгосрочные кредиты и займы Компании представлены следующим образом:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Облигации	595	500
Банковские кредиты	4 900	2 564
Прочие заимствования	133	16
Минус текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(1 466)	(1 472)
<i>Итого долгосрочные кредиты и займы</i>	<u>4 162</u>	<u>1 608</u>

Банковские кредиты представлены, преимущественно, кредитами в долларах США от ведущих западных банков и их подразделений.

В декабре 2002 года Компания разместила 7-летние еврооблигации на Люксембургской фондовой бирже на сумму 500 млн. долларов США (по состоянию на 31 декабря 2008 г. вся сумма включена в состав текущей части долгосрочных кредитов и займов). Процентная ставка по данным еврооблигациям составляет 10,75% годовых. Еврооблигации имеют полугодовой купон со сроками погашения 15 января и 15 июля каждого года. Еврооблигации подлежали погашению и были погашены 15 января 2009 г.

21 апреля 2009 г. Компания разместила десятилетние рублевые облигации (04 серия) в размере 10 млрд. рублей (331 млн. долларов США). Ставка купона составила 16,70% годовых с 2-летним опционом и полугодовым периодом выплаты купона.

21 июля 2009 г. Компания разместила семилетние рублевые облигации (03 серия) в размере 8 млрд. рублей (приблизительно 264 млн. долларов). Ставка купона составила 14,75% в год с 3-х летним опционом и полугодовым периодом выплаты купона.

В 2006 году Компания получила синдицированный кредит на сумму 630 млн. долларов США от Citibank и ABN-AMRO Bank со сроком погашения в июле 2009 года. Процентная ставка по кредиту является плавающей и рассчитывается как LIBOR плюс 0,6%. Данный кредит был полностью погашен в июле 2009 года. По состоянию на 31 декабря 2008 г. основная сумма долга по синдицированному кредиту составляла 163 млн. долларов США (вся сумма была включена в состав текущей части долгосрочных кредитов и займов).

В 2007 году Компания получила синдицированный кредит в размере 2,2 млрд. долларов США от банков Calyon, ABN-AMRO, Commerzbank и Citibank со сроком погашения в сентябре 2010 года. Процентная ставка по кредиту является плавающей и рассчитывается как LIBOR плюс 0,75%. По состоянию на 31 декабря 2009 г. основная сумма долга по синдицированному кредиту составляет 600 млн. долларов США (вся сумма включена в состав текущей части долгосрочных кредитов и займов). По состоянию на 31 декабря 2008 г. основная сумма долга по синдицированному кредиту составляла 1,4 млрд. долларов США (включая 800 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов).

В 2008 году Компания получила два транша в рамках синдицированного кредита в размере 1 млрд. долларов США от банков BBVA Bank, BTMU Bank, Barclays Capital, Sumitomo Mutsui Banking Corporation и WestLB Bank. По первому траншу в размере 315 млн. долларов США процентная ставка является плавающей и рассчитывается как LIBOR плюс 1,5%, срок погашения - май 2011 года. По второму траншу в размере 685 млн. долларов США процентная ставка является плавающей и рассчитывается как LIBOR плюс 1,75%, срок погашения - май 2013 года. По состоянию на 31 декабря 2009 г. основная сумма долга по синдицированному кредиту составляет 1 млрд. долларов США (включая 158 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов). По состоянию на 31 декабря 2008 года основная сумма долга по данному кредиту составляла 1 млрд. долларов США (вся сумма включена в состав долгосрочных кредитов и займов).

В течение 2008 года Компания получила кредитную линию Внешэкономбанка на сумму 750 млн. долларов США погашаемую в долларах США (включая текущую часть в 150 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2009 года). Процентная ставка по кредиту является плавающей и рассчитывается как LIBOR плюс 5,0%. Кредит подлежит погашению в декабре 2011 года.

В течение 2009 года Компания получила несколько кредитов в размере 857 млн. долларов США от Сбербанка (включая 312 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов по состоянию на 31 декабря 2009 г.), погашаемых в долларах США. Процентная ставка по кредиту составляет 8,46%. Кредиты подлежат погашению в сентябре 2012 года.

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

В течение 2009 года Компания получила кредит от ряда банков (Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Raiffeisenbank, Nordea Bank, UniCredit Bank и Societe Generale) на сумму 500 млн. долларов США погашаемый в долларах США (включая текущую часть в сумме 111 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2009 года). Процентная ставка по кредиту является плавающей и рассчитывается как LIBOR плюс 5,0%. Кредит подлежит погашению в октябре 2012 года.

В течение 2009 года Компания получила кредит от Российского Коммерческого Банка на сумму 624 млн. долларов США, погашаемый в долларах США (вся сумма включена в состав долгосрочных кредитов и займов по состоянию на 31 декабря 2009 года). Процентная ставка по кредиту является фиксированной и равна 6,50%. Кредит подлежит погашению в декабре 2012 года.

По состоянию на 31 декабря 2009 года Компания имеет долгосрочные кредиты на сумму 569 млн. долларов США, полученных от нескольких банков (включая текущую часть в размере 108 млн. долларов США на 31 декабря 2009 года). Процентные ставки по этим кредитам варьируются от LIBOR/EURIBOR плюс 3,2% до фиксированного процента 6,6%.

Кредитные соглашения содержат условия, в соответствии с которыми вводятся определенные ограничения в отношении значений таких показателей Компании как отношение консолидированной EBITDA к консолидированным процентам к уплате, отношение консолидированной задолженности по кредитам и займам к консолидированной величине чистых активов и отношение консолидированной задолженности по кредитам и займам к консолидированной EBITDA. По мнению руководства, Компания соблюдала все указанные требования по состоянию на 31 декабря 2009 г. и 2008 г., соответственно.

Выплаты по долгосрочным кредитам по состоянию на 31 декабря 2009 года представлены следующим образом:

<b>Год погашения</b>	<b>Сумма к погашению</b>
2010	1 466
2011	2 167
2012	1 747
2013	131
2014 и далее	117
	<u>5 628</u>

#### **15. Обязательства, связанные с выбытием основных средств**

Ниже представлена информация о движении обязательств, связанных с выбытием основных средств:

	<b>2009</b>	<b>2008</b>
<i>Остаток по состоянию на 1 января</i>	330	324
Начисление обязательства	(1)	(15)
Обязательства по новым объектам основных средств	11	8
Расходы по существующим обязательствам	(1)	(12)
Амортизация дисконта	28	25
<i>Остаток на 31 декабря</i>	<u>367</u>	<u>330</u>

## **16. Справедливая стоимость финансовых инструментов**

Справедливая стоимость финансовых инструментов определяется с учетом доступной рыночной информации и с помощью других применимых оценочных методов. Тем не менее, применение рыночных данных при расчете оценочных значений связано с необходимостью использовать разумные допущения. Соответственно, оценки не обязательно отражают суммы, которые Компания может реализовать в сложившихся рыночных условиях. Некоторые из этих финансовых инструментов связаны с ведущими финансовыми учреждениями, что создает для Компании рыночные и кредитные риски. При этом регулярно проводится мониторинг кредитоспособности и финансовых показателей данных финансовых учреждений.

Чистая балансовая стоимость денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных финансовых вложений, краткосрочных займов выданных, дебиторской и кредиторской задолженности приблизительно соответствует их справедливой стоимости в связи с короткими сроками их погашения.

Как уже отмечалось в Примечании 8, Компания имеет ряд инвестиций в российские компании и компании стран СНГ. На сегодня не существует котируемых рыночных цен для данных инструментов, а точная оценка справедливой стоимости не может быть получена без дополнительных существенных затрат.

Соглашения по краткосрочным и долгосрочным кредитам и займам полученным содержат как фиксированные, так и плавающие процентные ставки, которые отражают доступные в текущий момент условия для привлечения подобных кредитов. Руководство полагает, что балансовая стоимость краткосрочных и долгосрочных кредитов и займов полученных существенно не отличается от их справедливой стоимости.

Разделы «Оценка по справедливой стоимости» и «Раскрытие информации» Кодификации устанавливают иерархию оценок по справедливой стоимости исходя из данных, используемых при ее определении. Данная иерархия включает три уровня оценки по справедливой стоимости:

Уровень 1: Оценка с использованием имеющихся в распоряжении Компании котируемых цен, не требующих корректировки, на аналогичные активы и обязательства на активных рынках. Это наиболее надежное подтверждение справедливой стоимости, не требующее существенной степени суждения.

Уровень 2: Оценка с использованием котируемых цен на рынках, которые не считаются активными, либо на финансовые инструменты, по которым прямо или косвенно можно определить все существенные условия на весь срок существования актива или обязательства.

Уровень 3: Оценка с использованием существенных условий, не поддающихся подтверждению. Данный уровень обеспечивает наименее надежное подтверждение оценки справедливой стоимости и требует существенной степени суждения.

Единственными активами и обязательствами Компании, регулярно отражаемыми по справедливой стоимости, являются ее производные финансовые инструменты, которые отражены с использованием Уровня 2 иерархии оценок по справедливой стоимости.

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

Компания использует производные финансовые инструменты для управления риском, связанным с изменением курса иностранной валюты. Большая часть выручки Компании поступает в долларах США, следовательно, повышение либо понижение курса доллара США по отношению к российскому рублю влияет на результаты операционной деятельности и движение денежных средств Компании. Эти операции не учитываются как операции хеджирования в соответствии с требованиями разделов «Одценка по справедливой стоимости» и «Раскрытие информации» Кодификации ОПБУ США.

Компания не занимается покупкой или продажей производных финансовых инструментов, за исключением тех случаев, когда у нее существует реальный актив или обязательство, либо предполагается, что в будущем возникнет риск, связанный с изменением курса иностранной валюты. Компания не использует производные финансовые инструменты в спекулятивных целях.

По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. Компания имеет незавершенные валютные форвардные контракты условной стоимостью 616 млн. долларов США и 50 млн. долларов США соответственно.

В нижеприведенной таблице, представлена справедливая стоимость и корреспондирующие балансы по производным финансовым инструментам Компании по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг.:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Активы		
Прочие текущие активы	13	-
Прочие внеоборотные активы	121	-
Итого активы	<u>134</u>	<u>-</u>
Обязательства		
Прочие текущие начисленные обязательства	-	9
Итого обязательства	<u>-</u>	<u>9</u>

В течение периодов, закончившихся 31 декабря 2009 и 2008 Компания признала 134 млн. долларов США как нереализованную прибыль и 9 млн. долларов США как нереализованные убытки, соответственно, в составе курсовой положительной (отрицательной) разницы, нетто, отраженной в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

## **17. Налог на прибыль**

Налог на прибыль в прилагаемом консолидированном отчете о прибылях и убытках за годы, закончившиеся 31 декабря, представлен следующим образом:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Текущий налог на прибыль	804	1 425	1 342
Отложенный расход (доход) по налогу на прибыль	12	39	(27)
<b>Итого налог на прибыль</b>	<u>816</u>	<u>1 464</u>	<u>1 315</u>

Текущий налог на прибыль представляет собой суммарный текущий налог на прибыль Компании и каждого из ее дочерних обществ. Хотя Компания не подлежит налогообложению на консолидированном уровне, «условный» расход по налогу на прибыль сопоставляется с фактическими расходами за годы, закончившиеся 31 декабря, следующим образом:

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

	2009	2008	2007
Прибыль до налогообложения	3 897	6 161	5 458
Законодательно установленная ставка налога на прибыль	20,0%	24,0%	24,0%
«Условный» расход по налогу на прибыль	779	1 479	1 310
Добавление (исключение) влияния факторов:			
Эффект от применения пониженных ставок по доходу, полученному за рубежом	(4)	5	(8)
Разница между установленной налоговой ставкой и ставкой налогообложения дивидендов	(15)	(1)	(10)
Расходы, не уменьшающие налогооблагаемую базу, и прочие постоянные разницы	56	(19)	23
Налог на прибыль	816	1 464	1 315
Эффективная налоговая ставка	20,9%	23,8%	24,1%

С 1 января 2009 г. законодательно установленная ставка налога на прибыль в Российской Федерации сократится до 20%. Это изменение не оказало значительного влияния на отложенные налоги на прибыль Компании.

Временные разницы между данными российского налогового учета и данной финансовой отчетности приводят к возникновению следующих активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль по состоянию на 31 декабря:

	2009	2008
Активы, возникающие в результате налогового эффекта от:		
Резерва под сомнительную дебиторскую задолженность	4	2
Расходов будущих периодов	7	6
<b>Краткосрочные активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>11</b>	<b>8</b>
Обязательств, связанных с выбытием основных средств	70	66
Налоговых убытков, перенесенных на будущее	3	27
Основных средств и прочих внеоборотных активов	51	22
<b>Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>124</b>	<b>115</b>
Инвестиций, учитываемых по методу долевого участия, и прочих активов	(20)	(22)
Основных средств	(735)	(125)
<b>Обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(755)</b>	<b>(147)</b>
<b>Чистые активы (обязательства) по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(620)</b>	<b>(24)</b>

Для целей налогообложения прибыли по российскому законодательству некоторые дочерние общества Компании отразили накопленные налоговые убытки в размере 17 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2009 г. (135 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2008 г.), что привело к возникновению актива по отложенному налогу на прибыль на сумму 3 млн. долларов США и 27 млн. долларов США, соответственно. Отложенные налоговые убытки, отраженные по состоянию на 31 декабря 2009 г., подлежат погашению в течение 2012 – 2017 гг.

## **18. Договорные и условные обязательства**

### Налоги

В 2008 году налоговые органы провели проверку деятельности Компании и ее дочерних обществ за год, закончившийся 31 декабря 2006 г. В результате проверки не выявлено никаких существенных нарушений.

Российское налоговое и таможенное законодательство подвержено различным интерпретациям и частым изменениям. Интерпретация законодательства руководством, в том числе в части распределения налоговых платежей в федеральный и региональный бюджеты, применяемая к операциям и деятельности Группы, может быть оспорена соответствующими органами власти. Позиция российских налоговых органов в отношении трактовки законодательства и использованных допущений может оказаться достаточно жесткой, более того, существует возможность, что операции и деятельность, которые не вызывали сомнений в прошлом, будут оспорены. Высший Арбитражный Суд выпустил руководство для судов низшей инстанции касательно налоговых разбирательств, в котором содержатся четкие указания о действиях, предпринимаемых во избежание уклонения от контроля, что, возможно, приведет к значительному увеличению объема и частоты проверок налоговыми органами. Как следствие, могут возникнуть значительные суммы дополнительно начисленных налогов, штрафов и процентов. В рамках налоговой проверки может быть проверен отчетный период, не превышающий трех календарных лет, предшествующих году проведения проверки. При определенных обстоятельствах проверке могут быть подвергнуты более длительные периоды. В настоящий момент 2007 и 2008 годы остаются открытыми для налоговой проверки. Руководство Компании полагает, что оно разумно оценило любые возможные убытки, связанные с такими случаями.

### Условия ведения хозяйственной деятельности

Хотя экономическая ситуация в Российской Федерации улучшилась за последнее время, страна продолжает демонстрировать некоторые признаки развивающегося рынка. Такие признаки включают, но не ограничиваются, отсутствие валюты, свободно конвертируемой за пределами Российской Федерации, ограничительный валютный контроль и высокий уровень инфляции. Перспективы стабилизации экономики в будущем в Российской Федерации во многом зависят от эффективности экономических мер, предпринимаемых правительством, наряду с развитием законодательной, исполнительной и политической системы.

Продолжающийся мировой кризис ликвидности привел, помимо прочего, к уменьшению объемов финансирования на рынках капитала и снижению уровня ликвидности внутри Российской Федерации. Нестабильность на мировом финансовом рынке также привела к фактам банкротства и/или санации в банковской сфере. Российское правительство предприняло ряд мер, направленных на обеспечение ликвидности и поддержку рынка кредитования, обеспечивающего возможности рефинансирования для российских банков и компаний. Данные обстоятельства могут повлиять на способность Компании получить новые заимствования и рефинансировать существующие обязательства на условиях, аналогичных тем, которые применялись для ранее заключенных сделок. Также, неопределенность на мировом рынке наряду с другими локальными факторами привела к достаточно высокой волатильности на российских фондовых рынках в течение 2008 и 2009 годов.

Руководство Компании не может достоверно спрогнозировать влияние продолжающегося кризиса на будущее финансовое положение Компании, результаты деятельности или движение денежных средств. Руководство Компании полагает, что программы текущих и долгосрочных инвестиций и капитальных вложений могут быть профинансированы за счет денежных средств, полученных от текущей операционной деятельности. Руководство также полагает, что у Компании есть возможность получить синдицированные кредиты и другие заимствования для финансирования сделок по приобретению новых активов и прочих сделок, которые могут возникнуть в будущем (См. Примечание 21 «События после отчетной даты»).

#### Обязательства по охране окружающей среды

Практика применения природоохранного законодательства в Российской Федерации эволюционирует, и действия, предпринимаемые государственными органами, постоянно пересматриваются. Компания периодически оценивает потенциальные обязательства в соответствии с природоохранным законодательством. По мнению руководства, Компания отвечает требованиям государственных органов по охране окружающей среды и, поэтому на данный момент отсутствуют существенные обязательства Компании, связанные с охраной окружающей среды.

### **19. Операции со связанными сторонами**

#### ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод» (Московский НПЗ)

За годы, закончившихся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. и до даты получения контроля (Примечание 3 «Объединение бизнеса») Компания осуществляла переработку сырой нефти в соответствии с соглашениями на переработку, а также осуществляла другие операции с Московским НПЗ. Данные операции проводились в рамках обычной деятельности и на условиях, доступных другим поставщикам. Информация об операциях с Московским НПЗ за годы, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., представлена ниже:

	<u>2009*</u>	<u>2008*</u>	<u>2007*</u>
Стоимость переработки	34	100	95
Покупка нефтепродуктов	1	8	7
Продажа нефтепродуктов	-	10	9

\* Информация представлена за период, закончившийся 23 июня 2009 г., когда контроль был получен и Московский НПЗ стал дочерней компанией.

По состоянию на 31 декабря 2008 г. кредиторская задолженность Компании перед Московским НПЗ составляла 14 млн. долларов США.

#### Группа Славнефть (Славнефть)

В 2008 году Компания осуществляла множество операций с группой Славнефть. Компания и ТНК-ВР достигли принципиального соглашения о разделе объема добычи Славнефти исходя из соответствующей доли участия. Информация об операциях с группой Славнефть за годы, закончившиеся 31 декабря, представлена ниже:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Стоимость переработки	218	234	196
Покупка сырой нефти, нефтепродуктов и газа	1 729	3 199	2 510
Продажа сырой нефти и нефтепродуктов	720	609	555

Данный отчет представляет собой перевод оригинала, подготовленного на английском языке. Вместе с тем, во всех вопросах толкования информации, взглядов или мнений вариант отчета на языке оригинала имеет преимущество перед текстом перевода

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

По состоянию на 31 декабря 2009 г. кредиторская задолженность Компании перед Славнефтью составляет 77 млн. долларов США, дебиторская задолженность Славнефти перед Компанией составляет 21 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2008 г. кредиторская задолженность Компании перед Славнефтью составляла 54 млн. долларов США, дебиторская задолженность Славнефти перед Компанией составляла 16 млн. долларов США.

Группа Газпром (Газпром)

В 2009 году Компания осуществляла множество операций с Газпромом, ее основным акционером. Информация об операциях с группой Газпром за годы, закончившиеся 31 декабря, представлена ниже:

	2009	2008	2007
Покупка газа и нефтепродуктов	2	64	36
Продажа газа и нефтепродуктов	32	67	17

По состоянию на 31 декабря 2009 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Газпром составляет 7 млн. долларов США, дебиторская задолженность группы Газпром перед Компанией составляет 17 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2008 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Газпром составляла 9 млн. долларов США, дебиторская задолженность группы Газпром перед Компанией составляла 11 млн. долларов США.

Группа Томскнефть (Томскнефть)

В течение 2009 года Компания осуществляла множество операций с Томскнефтью и ее дочерними обществами. Информация об операциях с Группой Томскнефть за годы, закончившиеся 31 декабря, представлена ниже:

	2009	2008
Покупка нефти и газа	997	1 326

По состоянию на 31 декабря 2009 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Томскнефть составляет 16 млн. долларов США, дебиторская задолженность группы Томскнефть перед Компанией составляет 5 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2008 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Томскнефть составляет 10 млн. долларов США, дебиторская задолженность группы Томскнефть перед Компанией составляет 7 млн. долларов США.

Салым Петролейм Девелопмент (SPD)

За период с 23 Июня 2009 г. (дата приобретения Sibir Energy) по 31 декабря 2009 г. Компания приобрела нефть у SPD на сумму 554 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2009 г. кредиторская задолженность Компании перед SPD составляет 1 млн. долларов США, дебиторская задолженность SPD перед Компанией составляет 1 млн. долларов США.

## **20. Сегментная информация**

Ниже представлена информация по производственным сегментам Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. Компания определила свои производственные сегменты основываясь на различиях в характере операций и учитывая подход руководства при принятии решений касательно распределения ресурсов и оценки эффективности Компании.

Сегмент разведки и добычи включает в себя разведку, разработку и добычу сырой нефти и природного газа и реализует свою продукцию сегменту переработки, маркетинга и сбыта. Сегмент переработки, маркетинга и сбыта осуществляет переработку сырой нефти в нефтепродукты, а также покупает, продает и транспортирует сырую нефть и нефтепродукты.

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

ЕВИТДА представляет собой чистую прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации. ЕВИТДА является дополнительным финансовым показателем, не предусмотренным ОПБУ США, который используется руководством для оценки деятельности. Руководство полагает, что ЕВИТДА является удобным инструментом для оценки эффективности операционной деятельности Компании, поскольку отражает динамику прибыли без учета влияния некоторых начислений. ЕВИТДА представляет собой сумму показателей ЕВИТДА Компании и ее доли в ЕВИТДА зависимых компаний.

Показатели производственных сегментов по состоянию и за год, закончившийся 31 декабря 2009 г.:

	<b>Разведка и добыча</b>	<b>Переработка, маркетинг и сбыт</b>	<b>Элиминация</b>	<b>Консолидированные данные</b>
Выручка от реализации внешним покупателям	76	24 090	-	24 166
Межсегментная выручка	6 519	66	(6 585)	-
<b>Итого</b>	<b>6 595</b>	<b>24 156</b>	<b>(6 585)</b>	<b>24 166</b>
ЕВИТДА	3 241	2 736	-	5 977
Капитальные вложения	1 975	632	-	2 607
Износ, истощение и амортизация	1 302	173	-	1 475
Расходы по налогу на прибыль	152	664	-	816
Сегментные активы по состоянию на 31 декабря 2009 г	17 187	22 756	(10 031)	29 912

Показатели производственных сегментов по состоянию и за год, закончившийся 31 декабря 2008 г.:

	<b>Разведка и добыча</b>	<b>Переработка, маркетинг и сбыт</b>	<b>Элиминация</b>	<b>Консолидированные данные</b>
Выручка от реализации внешним покупателям	127	33 743	-	33 870
Межсегментная выручка	8 250	102	(8 352)	-
<b>Итого</b>	<b>8 377</b>	<b>33 845</b>	<b>(8 352)</b>	<b>33 870</b>
ЕВИТДА	2 810	5 800	-	8 610
Капитальные вложения	2 979	387	-	3 366
Износ, истощение и амортизация	1 193	116	-	1 309
Расходы по налогу на прибыль	281	1 183	-	1 464
Сегментные активы по состоянию на 31 декабря 2008 г	13 086	15 868	(8 749)	20 205

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**(в млн. долларов США)**

Показатели производственных сегментов за год, закончившийся 31 декабря 2007 г.:

	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Элиминация	Консолидированные данные
Выручка от реализации внешним покупателям	86	22 682		22 768
Межсегментная выручка	8 209	21	(8 230)	
Итого	8 295	22 703	(8 230)	22 768
ЕБИТДА	3 776	2 825		6 601
Капитальные вложения	2 045	167		2 212
Износ, истощение и амортизация	838	91		929
Расходы по налогу на прибыль	281	1 034		1 315
Сегментные активы по состоянию на 31 декабря 2007 г	11 074	15 025	(9 490)	16 606

ЕБИТДА за годы, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., представлена ниже:

	2009	2008	2007
ЕБИТДА	5 977	8 610	6 601
Доля Компании в ЕБИТДА зависимых компаний	(931)	1 052	(773)
Доход от инвестиций	470	-	-
Доходы от долевого участия в зависимых компаниях	212	407	408
Положительная (отрицательная) курсовая разница, нетто	50	(517)	161
Прочие доходы (расходы), нетто	(3)	89	45
Убыток от продажи активов, нетто	(142)	-	-
Проценты к уплате	(369)	(167)	(149)
Проценты к получению	108	100	94
Износ, истощение и амортизация	(1 475)	(1 309)	(929)
Прибыль до налогообложения прибыли	3 897	6 161	5 458

За годы, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., доля выручки от реализации одному из покупателей Компании составила приблизительно 18,9%, 20,3% и 25,7% соответственно от продаж Компании. У руководства нет оснований полагать, что Компания зависит от операций с каким-либо отдельно взятым покупателем.

Выручка Компании по географическим сегментам за годы, закончившиеся 31 декабря представлена следующим образом:

	2009	2008	2007
Экспорт	14 223	19 809	13 934
Внутренний рынок СНГ	7 870	11 321	7 110
	2 073	2 740	1 724
<b>Итого выручка от реализации внешним покупателям</b>	<b>24 166</b>	<b>33 870</b>	<b>22 768</b>

## **21. События после отчетной даты**

12 января 2010 г. Совет Директоров Компании утвердил программу вознаграждения для определенных членов руководства на период с 2009 по 2011 гг. Размер вознаграждения основан на изменении курса акций Компании с 2009 по 2011 гг. с правом получения по окончании срока действия программы.

18 февраля 2010 г. Компания завершила приобретение 100% доли уставного капитала ООО «СТС-Сервис», компании ранее принадлежавшей Malka Oil AB. Сумма сделки составила 820,000,000 Шведских Крон (приблизительно 113 млн. долларов США). СТС-Сервис владеет правами на Блок 87 в Томской области, в который входят Западно-Лугенецкое месторождение (в данный момент на стадии разработки), Нижнелугинецкое и часть Шингинского месторождения. Их запасы по категориям С1+С2 составляют 11,5 млн тонн, а также 11 перспективных участков в рамках указанной территории. Данные месторождения, а так же перспективные участки находятся в непосредственной близости от Шингинского месторождения, разрабатываемого дочерним предприятием Компании - ООО «Газпромнефть-Восток», которое в будущем интегрирует «СТС-Сервис» в свою структуру.

24 февраля 2010 г. Компания привлекла необеспеченный кредит в размере 100 млн. долларов США от Nordea Bank AB. Процентная ставка по кредиту является плавающей и рассчитывается как LIBOR плюс 3,15%. Кредит подлежит погашению 14 февраля 2014 г.

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа**  
**(неаудированные данные)**  
**(в млн. долларов США)**

В соответствии с FASB ASC 932.235 «Деятельность, связанная с разведкой и добычей нефти и газа», Компания предоставляет дополнительную информацию о своих операциях, связанных с операциями по разведке и добыче нефти и газа. Несмотря на то, что эта информация была подготовлена с разумной степенью тщательности и добросовестно раскрывается, необходимо отметить, что некоторые из представленных данных не являются абсолютно точными и представляют собой суммы, основанные на субъективных суждениях, использованных при подготовке данной информации. Соответственно, данная информация может не отражать текущие финансовые условия Компании и ее ожидаемые финансовые результаты.

Данные о доказанных запасах нефти и газа, а также информация относительно стандартизированной оценки дисконтированных будущих чистых денежных потоков не включают данные о резервах или стандартизированной оценке, относящихся к сербской дочерней компании, NIS, так как раскрытие данной информации запрещено Правительством Республики Сербия. Раскрытия, относящиеся к капитализированным затратам, результатам операций от деятельности, связанной с добычей нефти и газа, включают соответствующую информацию относительно NIS.

За исключением NIS, Компания ведет деятельность по разведке и разработке исключительно в пределах Российской Федерации, поэтому вся информация, предоставленная в отношении запасов и стандартизированной оценки дисконтированных будущих чистых денежных потоков относится полностью к Российской Федерации.

Капитализированные затраты, связанные с деятельностью по добыче нефти и газа

Ниже представлена информация по затратам на разведку и разработку месторождений нефти и газа. Указанная сумма затрат включает в себя как капитализированные, так и текущие затраты, возникшие в течение периодов, закончившихся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг.:

<b>Консолидируемые дочерние компании</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Доказанные нефтегазовые активы	19 563	15 181	12 599
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(10 540)	(7 622)	(6 797)
<b>Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа</b>	<b>9 023</b>	<b>7 559</b>	<b>5 802</b>
<b>Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
Доказанные нефтегазовые активы	6 092	4 987	4 258
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(1 693)	(874)	(694)
<b>Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа</b>	<b>4 399</b>	<b>4 113</b>	<b>3 564</b>
<b>Итого капитализируемые затраты консолидируемых дочерних компаний и компаний, учитываемых по методу долевого участия</b>	<b>13 422</b>	<b>11 672</b>	<b>9 366</b>

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа**  
**(неаудированные данные)**  
**(в млн. долларов США)**

Затраты, понесенные при приобретении активов, связанных с разведкой и добычей нефти и газа, геологоразведке и разработке

<b>Консолидируемые дочерние компании</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Затраты на приобретение активов	-	-	51
Затраты на геологоразведку	147	193	184
Затраты на разработку	1 976	2 979	2 044
<b>Понесенные затраты</b>	<b>2 123</b>	<b>3 172</b>	<b>2 279</b>
<b>Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
Затраты на приобретение активов			
Затраты на геологоразведку	25	52	65
Затраты на разработку	722	658	386
<b>Понесенные затраты</b>	<b>747</b>	<b>710</b>	<b>451</b>
<b>Итого затраты, понесенные консолидируемыми обществами и компаниями, учитываемыми по методу долевого участия</b>	<b>2 870</b>	<b>3 882</b>	<b>2 730</b>

Результаты операций от деятельности, связанной с добычей нефти и газа

Результаты Компании операций от деятельности, связанной с добычей нефти и газа, представлены ниже. Добыча природного газа составляет незначительную часть от общей добычи нефти и газа, осуществляемой Компанией.

Продажи рассчитаны исходя из цен, доступных третьим лицам при продажах сырой нефти на различных рынках Компании (экспорт, внутренний рынок, СНГ). Поставки для перерабатывающих активов Компании осуществляются по ценам, эквивалентным условиям, доступным для других покупателей.

Результаты операций от деятельности, связанной с добычей нефти и газа, не включают общехозяйственные корпоративные накладные расходы и результат пересчета валюты и соответствующие налоговые результаты. Налог на прибыль рассчитывается с учетом налоговых вычетов, налоговых льгот и резервов по установленным ставкам. Результаты операций за периоды, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., представлены в следующей таблице:

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа**  
**(неаудированные данные)**  
**(в млн. долларов США)**

<b>Консолидируемые дочерние компании</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Выручка:			
Продажи	6 909	10 262	6 687
Передача	3 218	4 713	4 540
Итого выручка	10 127	14 975	11 227
Затраты на добычу	(1 338)	(1 602)	(1 590)
Расходы на геологоразведку	(147)	(193)	(184)
Накопленный износ истощение и амортизация	(1 289)	(1 225)	(861)
Налоги, кроме налога на прибыль	(5 229)	(8 905)	(5 579)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	2 124	3 050	3 013
Расходы по налогу на прибыль	(404)	(637)	(659)
<b>Результаты операций от деятельности, связанной с добычей нефти и газа</b>	<b>1 720</b>	<b>2 413</b>	<b>2 354</b>
<b>Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
Выручка:			
Продажи	3 071	4 383	2 478
Итого выручка	3 071	4 383	2 478
Затраты на добычу	(674)	(885)	(285)
Расходы на геологоразведку	(16)	(38)	(29)
Накопленный износ, истощение и амортизация	(551)	(429)	(149)
Налоги, кроме налога на прибыль	(1 350)	(2 196)	(1 053)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	480	835	962
Расход по налогу на прибыль	(96)	(179)	(231)
<b>Результаты операций от деятельности, связанной с добычей нефти и газа</b>	<b>384</b>	<b>656</b>	<b>731</b>
<b>Итого результаты операций от деятельности, связанной с добычей нефти и газа по консолидируемым обществам и компаниям, учитываемым по методу долевого участия</b>	<b>2 104</b>	<b>3 069</b>	<b>3 085</b>

Объемы доказанных запасов нефти и газа

Доказанными запасами считаются оценочные объемы сырой нефти и газа, которые согласно геологическим или инженерным данным с достаточной степенью уверенности будут извлечены в будущем исходя из известных залежей при существующих экономических и операционных условиях. В некоторых случаях для извлечения таких доказанных запасов потребуются значительные дополнительные вложения в новые скважины и сопутствующее дополнительное оборудование. В связи с присущей неопределенностью и ограниченностью данных о залежах, оценки запасов в недрах земли могут меняться по мере того, как становятся доступными дополнительные сведения.

Руководство полагает, что в состав доказанных запасов должны включаться объемы, по которым добыча прогнозируется после истечения срока действия лицензий Компании на добычу. Сроки действия таких лицензий истекают между 2013 до 2050 гг., причем сроки действия наиболее значимых лицензий истекают в 2013 и 2014 гг. Руководство полагает, что срок действия данных лицензий может быть продлен по инициативе Компании, и руководство намерено продлить срок действия таких лицензий для продолжения добычи в периоды, следующие за датой истечения срока действия лицензий. Компания раскрывает информацию об общих объемах доказанных запасов нефти, газа и конденсата, а также данные стандартизированной оценки дисконтированных будущих чистых денежных потоков.

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа**  
**(неаудированные данные)**  
**(в млн. долларов США)**

Доказанными разработанными запасами являются запасы, которые предполагается извлечь из существующих скважин при существующем оборудовании и методах добычи. Доказанные неразработанные запасы – это те запасы, которые предполагается извлечь в результате будущих вложений в бурение новых скважин, оснащение существующих скважин и / или на оборудование по сбору и подъему добытой нефти из существующих и будущих скважин.

Представленные ниже объемы запасов включают 100% чистых объемов запасов, относящихся к консолидированным дочерним обществам Компании за исключением NIS.

Согласно оценке независимых инженеров-оценщиков запасов «DeGolyer & MacNaughton» («Miller & Lents» в 2007г.), представленная ниже информация об общих объемах чистых доказанных запасов сырой нефти и конденсата (в млн. баррелей), по состоянию на 31 декабря:

<b>Консолидируемые дочерние компании</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
<i>На начало года</i>	3 247	4 203	3 963
Добыча	(247)	(248)	(271)
Приобретение новых запасов	2	-	-
Пересмотр предыдущих оценок и увеличение нефтеотдачи	658	(708)	511
<i>На конец года</i>	<u>3 660</u>	<u>3 247</u>	<u>4 203</u>
Доказанные разработанные запасы	2 258	2 281	2 923
Доказанные неразработанные запасы	1 402	966	1 280
<b>Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
<i>На начало года</i>	1 676	1 874	1 325
Добыча	(132)	(123)	(80)
Приобретение новых запасов	277	-	513
Пересмотр предыдущих оценок и увеличение нефтеотдачи	257	(75)	116
<i>На конец года</i>	<u>2 078</u>	<u>1 676</u>	<u>1 874</u>
Доказанные разработанные запасы	1 472	1 278	1 441
Доказанные неразработанные запасы	606	398	433
<b>Итого доказанные запасы консолидируемых обществ и компаний, учитываемых по методу долевого участия – на конец года</b>	<u><b>5 738</b></u>	<u><b>4 923</b></u>	<u><b>6 077</b></u>

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа**  
**(неаудированные данные)**  
**(в млн. долларов США)**

---

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с доказанными запасами нефти и газа

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков, связанных с вышеуказанными запасами нефти и газа, рассчитывается в соответствии с требованиями FASB ASC 932.235. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти и газа вычисляются на основе применения средних цен на нефть и газ, действующих на первое число каждого из 12 месяцев перед отчетной датой к объемам расчетных чистых доказанных запасов Компании на конец года. При таком расчете корректировки на изменения в ценах будущих периодов ограничиваются изменениями, оговоренными в контрактах, действовавших на конец каждого отчетного периода. Затраты будущих периодов на разработку и добычу представляют собой оценочные затраты будущих периодов, необходимые для разработки и добычи доказанных запасов на конец года с применением индексов цен на конец года, при этом делается допущение о сохранении экономических условий на конец года. Оценочный налог на прибыль будущих периодов рассчитывается с применением налоговых ставок, действовавших на конец года. Эти ставки отражают разрешенные вычеты и налоговые льготы и применяются к оценочным будущим денежным потокам до налогообложения за вычетом налоговой базы соответствующих активов. Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с применением 10% ставки дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок периода, в котором возникают расходы будущих периодов и резервы будут извлечены.

Информация, представленная в следующих таблицах, не отражает оценку руководства в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков Компании или стоимости доказанных нефтегазовых запасов Компании. Оценки доказанных запасов изменяются по мере того, как новая информация становится доступной. Кроме того, в расчеты не включаются возможные и вероятные резервы, которые в будущем могут перейти в категорию доказанных. Данная оценка, предписанная FASB ASC 932.235 требует допущений относительно сроков и будущих затрат на разработку и добычу. Расчеты не должны использоваться в качестве показателя будущих денежных потоков Компании или стоимости ее запасов нефти и газа.

**ОАО «Газпром нефть»**

**Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа**

**(неадрированные данные)**

**(в млн. долларов США)**

<b>Консолидируемые дочерние компании</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Поступление денежных средств будущих периодов	100 844	64 610	206 836
Затраты будущих периодов на добычу	(51 798)	(32 607)	(101 112)
Затраты будущих периодов на разработку	(7 434)	(3 991)	(7 770)
Налог на прибыль будущих периодов	(6 558)	(4 515)	(24 351)
Потоки денежных средств будущих периодов	35 054	23 497	73 603
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования, за предполагаемый срок поступления денежных средств	(17 230)	(11 412)	(39 337)
<b>Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков</b>	<b>17 824</b>	<b>12 085</b>	<b>34 266</b>
<b>Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
Поступление денежных средств будущих периодов	54 554	30 327	87 011
Затраты будущих периодов на добычу	(12 466)	(7 377)	(36 256)
Затраты будущих периодов на разработку	(20 300)	(13 716)	(3 085)
Налог на прибыль будущих периодов	(4 488)	(1 806)	(11 607)
Потоки денежных средств будущих периодов	17 300	7 428	36 063
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования, за предполагаемый срок поступления денежных средств	(8 827)	(3 875)	(19 220)
<b>Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых движений денежных средств</b>	<b>8 473</b>	<b>3 553</b>	<b>16 843</b>
<b>Итого стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков по консолидируемым обществам и компаниям, учитываемым по методу долевого участия</b>	<b>26 297</b>	<b>15 638</b>	<b>51 109</b>

**ОАО «Газпром нефть»**  
**Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа**  
**(неаудированные данные)**  
**(в млн. долларов США)**

Изменения в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых денежных потоков

<b>Консолидируемые дочерние компании</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
<i>Дисконтированная приведенная стоимость на начало года</i>	<b>12 085</b>	<b>34 266</b>	<b>18 172</b>
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом расходов на добычу и прочих операционных расходов	(3 560)	(4 467)	(4 058)
Чистое изменение цены на баррель, за вычетом затрат на добычу и прочих операционных расходов	4 801	(31 333)	17 885
Изменение будущих затрат на разработку	(1 997)	(115)	(2 167)
Затраты на разработку за период	2 123	2 975	2 095
Пересмотр предыдущих оценок	4 049	(838)	5 595
Начисление дисконта	(946)	8 687	(5 414)
Чистое изменение налога на прибыль	2 092	1 780	2 252
Прочие	(823)	1 130	(94)
<i>Дисконтированная приведенная стоимость на конец года</i>	<b>17 824</b>	<b>12 085</b>	<b>34 266</b>
<b>Доля Компании в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
<i>Дисконтированная приведенная стоимость на начало года</i>	<b>3 553</b>	<b>16 843</b>	<b>4 810</b>
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом расходов на добычу и прочих операционных расходов	(880)	(1 301)	(1 139)
Чистое изменение цены на баррель, за вычетом затрат на добычу и прочих операционных расходов	3 085	(17 437)	7 272
Изменение будущих затрат на разработку	(219)	1 168	217
Затраты на разработку за период	661	710	452
Пересмотр предыдущих оценок	647	137	639
Начисление дисконта	(701)	3 732	(2 165)
Чистое изменение налога на прибыль	1 058	414	1 431
Прочие	2 299	-	5 384
<i>Дисконтированная приведенная стоимость на конец года</i>	<b>(1 030)</b>	<b>(713)</b>	<b>(58)</b>
<i>Дисконтированная приведенная стоимость на начало года</i>	<b>8 473</b>	<b>3 553</b>	<b>16 843</b>