

**ОАО «Газпром нефть»**

**Консолидированная финансовая отчетность**

**по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.,  
и за годы, закончившиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг.**

ОАО «Газпром нефть»

Консолидированная финансовая отчетность

по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.,  
и за годы, закончившиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг.

СОДЕРЖАНИЕ

Консолидированный бухгалтерский баланс .....	2
Консолидированный отчет о прибылях и убытках .....	3
Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале .....	4
Консолидированный отчет о движении денежных средств .....	5
Примечания к консолидированной финансовой отчетности .....	7
Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) .....	45



## 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 2010 г. и на 31 декабря 2009 г., а также результаты деятельности и движение денежных средств за каждый из трех отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2010 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 подтверждение 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.

Закрытое акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

18 февраля 2011 г.

*Закрытое акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» (ЗАО «ПвК Аудит»)  
Бизнес-центр «Белая площадь», ул. Бутырский Вал д. 10, Москва, 125047, Россия  
T: +7 (495) 967 60 00, F: +7 (495) 967 6001, [www.pwc.com](http://www.pwc.com)*

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

	Прим.	31 декабря 2010	31 декабря 2009
<b>Активы</b>			
<b>Оборотные активы:</b>			
Денежные средства и их эквиваленты	4	1 146	868
Краткосрочные финансовые вложения		110	45
Краткосрочные займы выданные		108	108
Дебиторская задолженность, нетто	5	2 566	2 827
Товарно-материальные запасы	6	1 862	1 596
Активы, предназначенные для продажи	7	189	-
Прочие оборотные активы	8	1 112	1 147
<b>Итого оборотные активы</b>		<b>7 093</b>	<b>6 591</b>
Долгосрочные финансовые вложения и займы выданные	9	6 994	6 972
Основные средства, нетто	10	15 914	14 417
Гудвилл и прочие нематериальные активы	11	1 274	1 317
Прочие внеоборотные активы		569	491
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	19	220	124
<b>Итого активы</b>		<b>32 064</b>	<b>29 912</b>
<b>Обязательства и акционерный капитал</b>			
<b>Текущие обязательства:</b>			
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	12, 15	1 694	2 148
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13	1 906	2 372
Налог на прибыль и прочие налоги к уплате	14	874	694
Дивиденды к уплате		293	416
Обязательства по активам, предназначенным для продажи	7	84	-
<b>Итого текущие обязательства</b>		<b>4 851</b>	<b>5 630</b>
Долгосрочные кредиты и займы	15	4 942	4 162
Обязательства, связанные с выбытием основных средств	16	415	367
Прочие долгосрочные обязательства		280	341
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	19	778	755
<b>Итого обязательства</b>		<b>11 266</b>	<b>11 255</b>
<b>Акционерный капитал:</b>			
Уставный капитал (зарегистрировано, выпущено и находится в обращении: 4 741 299 639 акций номинальной стоимостью 0,0016 рублей за акцию)		2	2
Добавочный капитал		507	573
Нераспределенная прибыль		18 223	15 621
Собственные акции, выкупленные у акционеров по цене приобретения (23 359 582 акций по состоянию на 31 декабря 2010 г.)		(45)	(45)
<b>Итого акционерный капитал</b>		<b>18 687</b>	<b>16 151</b>
Неконтролируемая доля участия		2 111	2 506
<b>Итого капитал</b>		<b>20 798</b>	<b>18 657</b>
<b>Итого обязательства и акционерный капитал</b>		<b>32 064</b>	<b>29 912</b>

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной 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>Прим.</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
<i>Выручка</i>				
Реализация нефтепродуктов, нефти и газа		32 044	23 648	33 205
Прочая реализация		728	518	665
<b>Итого</b>	22	<b>32 772</b>	<b>24 166</b>	<b>33 870</b>
<i>Расходы и прочие затраты</i>				
Себестоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов		7 459	5 335	8 022
Операционные расходы		2 111	1 883	2 015
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		1 649	1 280	1 046
Транспортные расходы		2 886	2 262	2 046
Износ, истощение и амортизация		1 619	1 475	1 309
Экспортные пошлины		6 631	3 948	7 328
Налоги, кроме налога прибыль	14	5 240	3 982	5 353
Расходы на геологоразведочные работы		91	147	193
Расходы по прочей реализации		428	283	309
Убыток от продажи активов, нетто		-	142	-
<b>Итого</b>		<b>28 114</b>	<b>20 737</b>	<b>27 621</b>
<b>Операционная прибыль</b>		<b>4 658</b>	<b>3 429</b>	<b>6 249</b>
<i>Прочие (расходы)/ доходы</i>				
Доходы от долевого участия в зависимых компаниях	9	229	212	407
Доходы от инвестиций		9	470	-
Проценты к получению		48	108	100
Проценты к уплате		(336)	(369)	(167)
Прочие (расходы)/ доходы, нетто		(309)	(1)	89
(Отрицательная)/положительная курсовая разница, нетто		(22)	48	(517)
<b>Итого</b>		<b>(381)</b>	<b>468</b>	<b>(88)</b>
<i>Прибыль до налогообложения</i>		<b>4 277</b>	<b>3 897</b>	<b>6 161</b>
Расход по налогу на прибыль		884	804	1 425
(Доход)/ расход по отложенному налогу на прибыль	19	(40)	12	39
<b>Итого</b>		<b>844</b>	<b>816</b>	<b>1 464</b>
<b>Чистая прибыль</b>		<b>3 433</b>	<b>3 081</b>	<b>4 697</b>
Минус: чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле участия		(285)	(68)	(39)
<b>Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «Газпром нефть»</b>		<b>3 148</b>	<b>3 013</b>	<b>4 658</b>
Базовая и разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США на акцию)		0,67	0,64	0,98
Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении (в млн. акций)		4 718	4 718	4 736

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной 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 об изменениях в акционерном капитале  
 За годы, закончившиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг.

в млн. долларов США

	Обыкновенные акции	Добавочный капитал	Нераспределенная прибыль	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Итого акционерный капитал	Неконтролируемая доля участия	Итого капитал
<b>Остаток по состоянию на 31 декабря 2007 г.</b>	<b>2</b>	<b>573</b>	<b>9 858</b>	<b>-</b>	<b>10 433</b>	<b>-</b>	<b>10 433</b>
Чистая прибыль за период	-	-	4 658	-	4 658	39	4 697
Дивиденды по обыкновенным акциям	-	-	(1 085)	-	(1 085)	-	(1 085)
Выкуп собственных акций у акционеров	-	-	-	(45)	(45)	-	(45)
Изменения в неконтролируемой доле участия	-	-	-	-	-	100	100
<b>Остаток по состоянию на 31 декабря 2008 г.</b>	<b>2</b>	<b>573</b>	<b>13 431</b>	<b>(45)</b>	<b>13 961</b>	<b>139</b>	<b>14 100</b>
Чистая прибыль за период	-	-	3 013	-	3 013	68	3 081
Дивиденды по обыкновенным акциям	-	-	(823)	-	(823)	-	(823)
Изменения в неконтролируемой доле участия	-	-	-	-	-	2 299	2 299
<b>Остаток по состоянию на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>2</b>	<b>573</b>	<b>15 621</b>	<b>(45)</b>	<b>16 151</b>	<b>2 506</b>	<b>18 657</b>
Чистая прибыль за период	-	-	3 148	-	3 148	285	3 433
Дивиденды по обыкновенным акциям	-	-	(546)	-	(546)	-	(546)
Изменения в неконтролируемой доле участия	-	(66)	-	-	(66)	(680)	(746)
<b>Остаток по состоянию на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>2</b>	<b>507</b>	<b>18 223</b>	<b>(45)</b>	<b>18 687</b>	<b>2 111</b>	<b>20 798</b>

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной 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 2010, 2009 и 2008 гг.**

**в млн. долларов США**

	2010	2009	2008
<b>Операционная деятельность</b>			
Чистая прибыль	3 433	3 081	4 697
Приведение чистой прибыли к чистым денежным средствам, полученным от операционной деятельности:			
Доходы от долевого участия в зависимых компаниях, за минусом полученных дивидендов	49	11	(230)
Доходы от инвестиций	(5)	(470)	-
(Доход)/ расход по отложенному налогу на прибыль	(40)	12	39
Износ, истощение и амортизация	1 619	1 475	1 309
Расход по начисленным обязательствам, связанным с выбытием основных средств, за вычетом расхода по существующим обязательствам	(17)	28	13
Резерв под сомнительную дебиторскую задолженность	36	(26)	44
Резерв под снижение стоимости товарно-материальных запасов	19	11	(7)
Убыток/ (доход) от выбытия основных средств	37	(6)	(16)
Убыток от выбытия инвестиций и прочих активов	14	142	-
Изменения в активах и обязательствах, за вычетом приобретений:			
Дебиторская задолженность	321	(393)	413
Товарно-материальные запасы	(322)	(259)	(166)
Прочие оборотные активы	(209)	(290)	89
Прочие внеоборотные активы	68	(185)	(60)
Кредиторская задолженность, начисленные обязательства и прочие долгосрочные обязательства	217	156	(70)
Налог на прибыль и прочие налоги к уплате	172	188	(572)
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>	<b>5 392</b>	<b>3 475</b>	<b>5 483</b>
<b>Инвестиционная деятельность</b>			
Приобретение финансовых вложений, за вычетом приобретенных денежных средств (Прим. 3)	(1 624)	(2 282)	(33)
Приобретение финансовых вложений, удерживаемых до погашения	(209)	(361)	(143)
Поступления от продажи финансовых вложений, удерживаемых до погашения	91	458	342
Предоставленные займы	(233)	(345)	(414)
Поступления от погашения займов	209	247	30
Поступления от выбытия основных средств	9	10	82
Поступления от продажи финансовых вложений	206	-	-
Капитальные вложения	(3 301)	(2 607)	(3 366)
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>	<b>(4 852)</b>	<b>(4 880)</b>	<b>(3 502)</b>

*Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной 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

**Финансовая деятельность**

Поступление краткосрочных и долгосрочных кредитов и займов	4 003	5 702	2 367
Погашение краткосрочных и долгосрочных кредитов и займов	(3 584)	(4 580)	(2 096)
Дивиденды выплаченные	(728)	(937)	(792)
Собственные акции, выкупленные у акционеров	-	-	(45)
<b>Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности</b>	<b>(309)</b>	<b>185</b>	<b>(566)</b>
<b>Величина влияния курсовой разницы на денежные средства</b>	<b>47</b>	<b>13</b>	<b>(61)</b>
Увеличение/ (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	278	(1 207)	1 354
Денежные средства и их эквиваленты по состоянию на начало периода	868	2 075	721
<b>Денежные средства и их эквиваленты по состоянию на конец периода</b>	<b>1 146</b>	<b>868</b>	<b>2 075</b>
<i>Дополнительная информация о движении денежных средств:</i>			
Денежные средства, направленные на оплату процентов (за вычетом капитализированной суммы)	325	329	159
Денежные средства, направленные на оплату налога на прибыль	744	528	1 819

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной 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, странах СНГ и в Европе. Основными видами деятельности Компании являются разведка, разработка нефтегазовых месторождений, добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов, а также их реализация на розничном рынке.

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 года Газпром реализовал опцион на покупку дополнительно 20,00% 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 странах, где осуществляется деятельность (в основном, в Российской Федерации). Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе данных бухгалтерского учета Компании, с внесением корректировок, с целью представления информации в соответствии с общепринятыми принципами бухгалтерского учета Соединенных Штатов Америки (ОПБУ США).

События после отчетной даты 31 декабря 2010 г., были оценены до 18 февраля 2011 г. (дата, когда данная финансовая отчетность была готова к выпуску).

### 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; резервы под сомнительную дебиторскую задолженность и обесценение товарно-материальных запасов; 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 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, 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 консолидированных отчетах о прибылях и убытках.

Официальный курс рубля к доллару США по состоянию на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. составлял 30,48 рублей и 30,24 рублей и 29,38 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 корректируются на сумму обесценения, где это применимо.

#### Объединение бизнеса

С 1 января 2009 г. Компания учитывает сделки по объединению бизнеса согласно FASB ASC 805 «Сделки по объединению бизнеса» и FASB ASC 810 «Консолидация». Компания применяет метод приобретения 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 суждений, оценочных данных и существенных допущений.

Инвестиции в акции либо доли в компаниях, в которых Компания владеет долей менее 20% и не имеет существенного влияния и которые не котируются на открытом рынке, и их рыночная стоимость не может быть рассчитана прямым способом, учитываются по стоимости приобретения и корректируются на сумму обесценения, где это применимо.

### Гудвилл и прочие нематериальные активы

Гудвилл представляет собой превышение стоимости приобретения над справедливой стоимостью чистых активов. Если справедливая стоимость чистых активов выше стоимости приобретения, то образуется отрицательный гудвилл, который отражается как доход в консолидированном отчете о прибылях и убытках в периоде приобретения.

В соответствии с требованиями FASB ASC 350 «Нематериальные активы – гудвилл и прочие» гудвилл и нематериальные активы, по которым невозможно определить срок полезного использования, не амортизируются. Вместо этого они, как минимум, ежегодно тестируются на обесценение. 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 с его балансовой стоимостью, 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.

Нематериальные активы с определенным сроком полезного использования амортизируются линейным методом в течение срока наименьшего из срока полезного использования и срока установленного законодательством. Сроки полезного использования по группам нематериальных активов представлены ниже:

<u>Группа нематериальных активов</u>	<u>Средний срок полезного использования</u>
Лицензии и программное обеспечение	1 - 5 лет
Права на землю	25 лет

### Неконтролируемая доля участия

Определенные изменения в доле материнской компании должны учитываться как операции с капиталом, а в случае прекращения консолидации дочернего общества, неконтролируемая доля участия оценивается по справедливой стоимости. Доля участия прочих сторон в дочерних обществах, представлена в бухгалтерском балансе отдельно от доли материнской компании. Доли консолидированной чистой прибыли, относящиеся к материнской компании и неконтролируемой доле участия, раскрываются в консолидированных отчетах о прибылях и убытках.

### Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе, на банковских счетах, которые могут быть получены в любое время без предварительного уведомления. Денежными эквивалентами являются высоколиквидные краткосрочные инвестиции, которые могут быть обменены на определенную сумму денежных средств, со сроком погашения три месяца и менее с даты их приобретения. Они учитываются по стоимости приобретения, что приблизительно соответствует их справедливой стоимости.

#### Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представлены по чистой цене реализации. Резервы по ожидаемым потерям и сомнительной дебиторской задолженности создаются на суммы, оцениваемые как сомнительные к получению. Оценка осуществляется исходя из сроков возникновения задолженности, истории взаиморасчетов с дебитором и сложившихся экономических условий. 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 FASB 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, имеющиеся в наличии для реализации; бумаги, удерживаемые до погашения.

Торговые ценные бумаги приобретаются и хранятся, в основном, для целей их перепродажи в ближайшем будущем. Ценные бумаги, удерживаемые до 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 и бумагам, удерживаемым до погашения, 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.

#### 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 включают суммы, уплаченные за приобретение прав на геологоразведку и разработку.

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. Если бурение скважины признается результативным, капитализированные расходы на бурение включаются в стоимость скважины. Центром возникновения затрат является месторождение. Если доказанные 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 их возникновения.

Затраты на разработку, капитализируемые в стоимости основных средств, 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;
- Меры по повышению 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

Истощение основных средств, связанных с приобретением прав и разработкой нефтегазовых месторождений, начисляется по методу единицы произведенной продукции исходя из доказанных запасов и доказанных разработанных запасов, соответственно. Амортизация не начисляется на стоимость приобретения прав на месторождения с недоказанными запасами. 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, рассчитываются линейным методом исходя из сроков полезного использования. Нормы амортизации, применяемые к группам прочих основных средств, имеющим сходные экономические характеристики, представлены ниже:

Группа основных средств	Средний срок полезного использования
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 условиях ведения хозяйственной деятельности; (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 дисконтированной стоимости будущих денежных потоков.

По нефтяным и газовым месторождениям чистая дисконтированная 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 скорректированные на риск-фактор вероятные и возможные запасы, 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 прав, относящихся к недоказанным запасам нефти и газа, регулярно оценивается на предмет обесценения, и рассчитанное обесценение, при наличии такового, относится на расходы. За годы, закончившиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг., обесценение не признавалось.

#### 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 2010, 2009 и 2008 гг. капитализированные проценты, связанные со строительством, составили 40 млн. долларов США, 22 млн. долларов США и 16 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. В настоящий момент в нефтяной и газовой отрасли Российской Федерации 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 Российской Федерации продолжает развиваться, в будущем возможны изменения нормативных требований и объема затрат, связанных с ликвидацией внеоборотных активов.

#### Налог на прибыль

В российском законодательстве отсутствует понятие «консолированного налогоплательщика», и, соответственно, Компания не подлежит налогообложению на консолидированном уровне. Расход по налогу на прибыль представляет собой налогооблагаемую прибыль каждой дочерней организации по установленной ставке (в основном, в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации - 20%), с учетом корректировок на доходы и расходы, не учитываемые в целях налогообложения. В дочерних компаниях, осуществляющих свою деятельность за пределами Российской Федерации, применяются налоговые ставки на прибыль, установленные законодательством соответствующей страны.

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.

#### Производные 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, ослабление курса доллара США по отношению к российскому рублю отрицательно влияет на результаты операционной деятельности и движение денежных средств Компании. В связи с этим, Компания использует форвардные контракты для управления данным риском.

Производные финансовые инструменты отражаются в консолидированном бухгалтерском балансе по справедливой стоимости как прочие активы либо прочие 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».

#### 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.

#### Выплаты на основе стоимости акций

В соответствии с ASC 718-30 «Вознаграждение – выплаты, основанные на акциях, премии, отражаемые в составе обязательств» Компания использует наилучшую оценку обязательств по выплатам сотрудникам, основанным на стоимости акций (SAR), т.е. по справедливой стоимости на дату предоставления права. Оценочное значение обязательств пересчитывается по справедливой стоимости на каждую отчетную дату, при этом соответствующим образом корректируются расходы по плану SAR, отраженные в отчете о прибылях и убытках. Расходы признаются в течение всего срока действия программы.

#### Признание выручки

Выручка от реализации сырой нефти, нефтепродуктов, газа, 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.

#### Операции по купле-продаже

Компания учитывает операции купли-продажи в соответствии с FASB ASC 845-10-15 “Неденежные операции”, устанавливающим, что две или более отдельные обменные 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 1 января 2010 г. Компания начала применять положения, касающиеся отражения в учете передачи финансовых активов (раздел 820). 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. Применение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании.

С 1 января 2010 г. Компания начала применять положения, рассматривающие вопрос, как отчитывающаяся компания определяет, каким образом консолидировать компанию, которая недостаточно капитализирована или которая не контролируется через голосование (или реализацию аналогичных прав) (раздел 810). 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. Применение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании.

В январе 2010 года Совет по стандартам финансовой отчетности (FASB) выпустил поправку 2010-06 «Оценка по справедливой стоимости и раскрытия» (раздел 820). Новые положения требуют, чтобы отчитывающееся предприятие раскрывало отдельно суммы существенных изменений между 1 и 2 Уровнями оценки справедливой стоимости и описывало причины для такого пересмотра. Более того, при отражении справедливой стоимости с использованием существенных условий, не поддающихся подтверждению (Уровень 3) отчитывающееся предприятие должно представлять отдельно информацию о покупках, продажах, выпуске и расчетах с ее использованием (с отражением полных оборотов, а не чистого результата). Изменения также разъясняют, что отчитывающееся предприятие должно включать в раскрытия указание того, что при определении соответствующих статей активов и обязательств предприятие основывается на суждении руководства. Новые положения также требуют, чтобы отчитывающееся предприятие предоставляло раскрытие о методах оценки и условиях, используемых при оценке справедливой стоимости как повторяющихся, так и неповторяющихся оценок Уровней 2 и 3. Новые требования применяются к годовым отчетным и промежуточным периодам, начинающимся после 15 декабря 2010 г., за исключением требования раскрывать оценки Уровня 3. Данное требование применяется к финансовым годам, начинающимся после 15 декабря 2010 г., а также к промежуточным периодам в пределах данных отчетных периодов. Применение первой части данной поправки не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании.

В январе 2010 года Совет по стандартам финансовой отчетности (FASB) выпустил поправку 2010-02 «Консолидация» (раздел 810). Поправка разъясняет применение подраздела 810-10 «Консолидация – общий обзор» Кодификации FASB по учету изменения доли владения в дочерней компании. Изменения влияют на учет и представление информации в финансовой отчетности компанией при снижении доли владения в дочерней компании или группе активов, которые образуют бизнес или представляют собой некоммерческую деятельность и при обмене группы активов, которые являются бизнесом или представляют собой некоммерческую деятельность, на неконтролируемую долю в компании. Изменения расширяют раскрытия о деконсолидации дочернего общества либо исключении группы активов в пределах сферы применения подраздела 810-10. Положения применяются к первому промежуточному либо годовому отчетному периоду, заканчивающемуся 15 декабря 2009 г. и позже. Изменения следует применять ретроспективно в первом периоде, в котором предприятие применило Стандарт 160. Применение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании.

В марте 2010 года Совет по стандартам финансовой отчетности (FASB) выпустил поправку ASU 2010-11 «Производные финансовые инструменты и хеджирование» (раздел 815): Исключения, относящиеся к встроенным производным кредитным инструментам, которая вносит изменения в Раздел 815 «Производные финансовые инструменты и хеджирование» Кодификации FASB. ASU 2010-11 разъясняет, что исключение из определения производных кредитных инструментов относится к передаче риска в форме зависимости одного финансового инструмента от другого. ASU 2010-11 вступает в силу с первого отчетного квартала после 15 июня 2010 года. Досрочное принятие поправки разрешается с первого отчетного квартала, следующего за выпуском ASU 2010-11. Применение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании.

В апреле 2010 года Совет по стандартам финансовой отчетности (FASB) выпустил поправку 2010-13 «Вознаграждение» (раздел 718). Поправка разъясняет, что выплаты сотрудникам, основанные на стоимости акций с ценой исполнения, выраженной в валюте того рынка, в котором осуществляется существенная часть операций с долевыми инструментами предприятия, не могут рассматриваться как содержащие условие, не являющиеся условием рынка, эффективности и выполнения обязанностей. Поэтому предприятие не должно классифицировать такое вознаграждение как обязательство, если в противном случае оно квалифицируется как капитал. Положения применяются к промежуточному либо годовому отчетному периоду, заканчивающемуся 15 декабря 2010 г. и позже. Изменения следует применять перспективно. Руководство полагает, что применение не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств Компании.

В июле 2010 г. Совет по стандартам финансовой отчетности (FASB) выпустил поправку ASU 2010-20 «Дебиторская задолженность (Раздел 310): Раскрытие информации о кредитной надежности финансовой дебиторской задолженности и резерве под возможные потери», которая вносит изменения в Раздел 310 Дебиторская задолженность» Кодификации FASB. ASU 2010-20 изменяет существующие раскрытия и требует от компании предоставлять следующие дополнительные раскрытия: 1) индикаторы кредитной надежности финансовой дебиторской задолженности по состоянию на конец отчетного периода по классам финансовой дебиторской задолженности; 2) анализ по срокам возникновения просроченной финансовой дебиторской задолженности по состоянию на конец отчетного периода по классам финансовой дебиторской задолженности; 3) природа и сумма реструктурированной сомнительной дебиторской задолженности в течение отчетного периода по классам финансовой дебиторской задолженности и эффект влияния на резерв под возможные потери; 4) природа и сумма реструктурированной дебиторской задолженности, классифицированной в качестве сомнительной в течение предыдущих 12 месяцев и непогашенной в установленные сроки в течение отчетного периода, по классам финансовой дебиторской задолженности и эффект влияния на резерв под возможные потери; 5) существенные сделки по покупкам и продажам финансовой дебиторской задолженности в течение отчетного периода по сегментам портфеля. Требования по раскрытию информации о событиях, имевших место в течение отчетного периода, вступают в силу для промежуточных и годовых отчетных периодов начинающихся 15 декабря 2010 г. или позднее. ASU 2010-20 поощряет, но не требует сравнительных раскрытий для более ранних отчетных периодов, закончившихся до первого применения. В то же время, компании должны предоставлять сравнительные данные для отчетных периодов, закончившихся после первого применения. Руководство полагает, что применение не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств Компании.

#### 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. Сделки по объединению 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. долларов США). В рамках договора купли-продажи Компания обязалась инвестировать 547 млн. евро (около 712 млн. долларов 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 перерабатываемых 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 неконтролируемую долю участия в соглашении о разделе продукции в Анголе и владеет сетью заправочных станций на территории Сербии.

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

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>

Компания завершила оценку справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств. С 31 декабря 2009 г. изменений в справедливой стоимости не произошло.

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

	<b>По состоянию 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 идентифицируемые приобретенные активы и принятые обязательства</b>	<b>673</b>
<b>Итого оплата</b>	<b>(1 022)</b>
Гудвилл	349

Основными причинами приобретения и факторами, влияющими на формирование гудвилла, являются возможность Компании поставлять собственную сырую нефть на НПЗ NIS, ожидаемый рост объемов переработки и увеличение товарной номенклатуры, которые будут способствовать росту продаж нефтепродуктов на международном рынке. Гудвилл был в полном объеме отнесен на перерабатывающую единицу отчетности NIS. Гудвилл не подлежит вычету в целях налогообложения.

Расчет справедливой стоимости неконтролируемой доли участия в сумме 501 млн. долларов 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 «Сделки по объединению бизнеса» Кодификации ОПБУ США. 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 на 5 млн. долл. США за период с 3 февраля 2009 г. по 31 декабря 2009 г..

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)

Представленные ниже неаудированные расчетные данные представляют собой консолидированную информацию по Компании, как если бы сделка по объединению бизнеса произошла 1 января 2009 г. с корректировкой на учетную политику 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., нецелесообразно, 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 г.

#### Приобретение Sibir Energy

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 приобрела прямой контроль над Sibir и косвенный контроль над Московским НПЗ, увеличив эффективную долю участия в Московском НПЗ с 38,63% до 59,75%. Ранее Компания учитывала свою долю в Московском НПЗ в размере 38,63% по методу долевого участия.

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

В следующей таблице приведены данные о суммах, выплаченных при приобретении Sibir, включая справедливую стоимость неконтролируемой доли участия как в Sibir, так и в Московском НПЗ на дату покупки, а также справедливую стоимость пакета акций в Московском НПЗ, принадлежащего Компании на дату покупки:

Денежное вознаграждение	1 662
Справедливая стоимость неконтролируемой доли участия в Sibir	1 015
Справедливая стоимость неконтролируемой доли участия в Московском НПЗ	839
Справедливая стоимость вложений Компании в Московский НПЗ до сделки по объединению бизнеса	806
<b>Итого справедливая стоимость</b>	<b>4 322</b>

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

В следующей таблице приведена расчетная справедливая стоимость активов и обязательств, приобретенных по состоянию на 23 июня 2009 г.:

	<b>По состоянию на дату приобретения</b>
Денежные средства и их эквиваленты	181
Дебиторская задолженность, нетто	461
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>5 608</b>
Краткосрочные кредиты и займы полученные и текущая часть долгосрочных кредитов и займов полученных	(233)
Прочие краткосрочные обязательства	(460)
Долгосрочные кредиты и займы полученные	(174)
Прочие долгосрочные обязательства	(559)
<b>Итого принятые обязательства</b>	<b>(1 426)</b>
<b>Итого идентифицируемые приобретенные активы и принятые обязательства</b>	<b>4 182</b>
<b>Итого оплата</b>	<b>(4 322)</b>
<b>Гудвилл</b>	<b>140</b>

Стоимость приобретения бизнеса была сформирована окончательно в течение трех месяцев, завершившихся 30 июня 2010 г. Основные изменения оценки справедливой стоимости по сравнению с данными на 31 декабря 2009 г. относились к пересмотру оценки справедливой стоимости дебиторской задолженности, под которую при первоначальном определении цены приобретения был создан резерв под обесценение дебиторской задолженности в полном объеме, но в отношении которой в отчетном периоде, завершившемся 31 декабря 2010 г. и до утверждения окончательной стоимости приобретения бизнеса произошло частичное погашение.

В результате сделки Компания получила контроль над Московским НПЗ, и ранее принадлежащий Компании пакет акций в размере 38,63% был оценен до справедливой стоимости, что привело к возникновению дохода в сумме 470 млн. долларов США. Данная сумма отражена в строке «Доходы от инвестиций» консолидированного отчета о прибылях и убытках за год, закончившийся 31 декабря 2009 г.

Справедливая стоимость неконтролируемой доли участия в Sibir и Московском НПЗ в размере 1 015 млн. долларов США и 839 млн. долларов США, соответственно, была оценена по методу доходов, поскольку сравнительные показатели по рынку отсутствуют. Оценка справедливой стоимости основана на существенных исходных данных, которые не поддаются подтверждению на рынке, и, таким образом, представляют собой оценку Уровня 3 согласно положениям раздела «Сделки по объединению бизнеса» Кодификации ОПБУ США. 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.

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

В связи с приобретением Sibir выручка Компании выросла приблизительно на 1 345 млн. долларов США, а чистая прибыль – приблизительно на 96 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 сделка по объединению бизнеса произошла 1 января 2008 года:

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Выручка	25 189	37 589
Чистая прибыль	3 073	4 669

Указанные суммы рассчитывались с применением учетной политики Компании и корректировок, применяемых к данным Sibir и Московского НПЗ для отражения дополнительной суммы амортизации и износа, возникающих при учете приобретения, которые были бы начислены исходя из того, что корректировка справедливой стоимости основных средств и оборудования, а также нематериальных ценностей применялась бы с 1 января 2008 года.

Гудвилл, признанный в результате сделки по объединению бизнеса, 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 реализации. Вся величина гудвилла, образовавшегося в результате сделки по объединению бизнеса, 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 (оплата 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.:

	По состоянию на дату приобретения
Прочие оборотные активы	206
Долгосрочные финансовые вложения	741
<b>Итого приобретенные активы</b>	<b>947</b>
Прочие долгосрочные обязательства	(872)
<b>Итого принятые обязательства</b>	<b>(872)</b>
<b>Итого идентифицируемые приобретенные активы и принятые обязательства</b>	<b>75</b>
<b>Итого оплата</b>	<b>(109)</b>
<b>Гудвилл</b>	<b>34</b>

Основные предпосылки приобретения и факторы формирования гудвилла связаны с возможностью Компании увеличить контроль над Sibir. Вся величина гудвилла, ставшего результатом сделки по объединению бизнеса, была распределена на Сегмент «Переработка, маркетинг и сбыт» Компании. Гудвилл не подлежит вычету в целях налогообложения. Стоимость приобретения бизнеса окончательная.

#### Приобретение STS Service

4 февраля 2010 г. Компания приобрела 100% доли в STS-Service LLC (далее СТС-Сервис), ранее принадлежавшей компании Malka Oil AB. Стоимость приобретения составила 820 млн. шведских крон (приблизительно 114 млн.долларов США) денежными средствами. СТС-Сервис владеет участком 87 в Томской области, в который входят Западно-Лугинецкое месторождение (в настоящее время в стадии разработки), Нижнелугинецкое и часть Шингинского месторождения. Резервы категории С1+С2 составляют 11,5 млн.тонн. Кроме того, имеется 11 перспективных структур в пределах участка.

В таблице ниже приведена оценочная справедливая стоимость активов и обязательств, приобретенных по состоянию на 4 февраля 2010 г.:

	<b>По состоянию на дату приобретения</b>
Оборотные активы	3
Основные средства	125
<b>Итого приобретенные активы</b>	<b>128</b>
Текущие обязательства	(10)
Долгосрочные обязательства	(4)
<b>Итого принятые обязательства</b>	<b>(14)</b>
<b>Итого идентифицируемые приобретенные активы и принятые обязательства</b>	<b>114</b>
<b>Итого оплата</b>	<b>(114)</b>
Гудвилл	-

Основная причина покупки связана с тем, что приобретенные месторождения находятся в непосредственной близости с Шингинским месторождением, разрабатываемым дочерним обществом Компании ООО «Газпромнефть-Восток», которое в дальнейшем интегрирует данный актив. Стоимость приобретения бизнеса окончательная.

#### Приобретение Bennfield

18 мая 2010 г. Компания приобрела 50% доли в Bennfield Limited (далее Bennfield) за 741 млн. долларов США, из которых 525 млн. долларов США оплачено денежными средствами, 216 млн. долларов США – зачет встречных требований между Компанией и предыдущим владельцем пакета акций Bennfield Limited. В результате приобретения Компания увеличила свою долю в Bennfield до 100%. Bennfield является некотируемой холдинговой компанией, зарегистрированной на острове Мэн, владеющей 25,66% долей участия в Sibir.

Компания учитывает сделку приобретения дополнительной доли в Sibir, полученной в результате приобретения доли в Bennfield, как приобретение неконтролируемой доли участия в дочерней компании. Разница между справедливой стоимостью приобретенной неконтролируемой доли участия и ее балансовой стоимостью на дату покупки составляет 75 млн. долларов США, которая была отражена в составе добавочного капитала.

Продажа доли в Sibir Московской Центральной Топливной Компании

19 июля 2010 г. Компания продала Московской Центральной Топливной Компании, контролируемой Правительством г. Москвы, 3,02% долю в Sibir. Полученное вознаграждение составило 101 млн. долларов США. В соответствии с условиями соглашения Московская Центральная Топливная Компания имеет право на приобретение дополнительной доли 2,69% при соблюдении определенных условий. При проведении данной сделки доля участия Компании остается контрольной. В связи с тем, что данные условия не выполнены, право приобретения доли по состоянию на дату выпуска отчетности является недействительным.

В результате продажи 3,02% доли в Sibir Московской Центральной Топливной Компании, Компания отразила увеличение добавочного капитала в сумме 5 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2010 г. 5 млн. долларов США равны сумме превышения полученного вознаграждения над текущей стоимостью инвестиции, проданной Московской Центральной Топливной Компании.

В результате приобретения Bennfield и последующей продажи Московской Центральной Топливной Компании доли в Sibir Компания увеличила долю в Sibir с 54,71% до 77,61%. Кроме того, эффективная доля в Московском НПЗ увеличилась с 59,75% до 69,02%. Чистый результат от указанных сделок отражен как уменьшение добавочного капитала в сумме 71 млн. долларов США.

**4. Денежные средства и их эквиваленты**

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. денежные средства и их эквиваленты представлены следующим образом:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Денежные средства в банке – рубли	120	119
Денежные средства в банке – иностранная валюта	101	172
Банковские депозиты и прочие эквиваленты денежных средств	918	455
Денежные средства в кассе	7	122
<i>Итого денежные средства и их эквиваленты</i>	<u>1 146</u>	<u>868</u>

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. большая часть банковских депозитов представлена в российских рублях и долларах США, соответственно. 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 2010 и 2009 гг. дебиторская задолженность представлена следующим образом:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Торговая дебиторская задолженность	1 616	1 772
Налог на добавленную стоимость к получению	682	974
Дебиторская задолженность связанных сторон	83	44
Прочая дебиторская задолженность	541	483
Минус: резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(356)	(446)
<i>Итого дебиторская задолженность</i>	<u>2 566</u>	<u>2 827</u>

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

Торговая дебиторская задолженность 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 предоплаченных налогов и прочей задолженности.

**6. Товарно-материальные запасы**

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. товарно-материальные запасы представлены следующим образом:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Сырая нефть	339	259
Нефтепродукты	807	618
Сырье и материалы	575	636
Прочие запасы	141	83
<i>Итого товарно-материальные запасы</i>	<u>1 862</u>	<u>1 596</u>

В рамках управления затратами на приобретение нефти Компания может участвовать в операциях купли-продажи нефти с одним и тем же контрагентом. Компания учитывает такие операции по купле-продаже как сделки по обмену товарно-материальными запасами. Данные операции позволяют снизить расходы на транспортировку либо получить нефть иного качества. Общая сумма сделок купли-продажи, совершенных за период, представлена ниже:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Операции по купле-продаже нефти	1 698	1 227	2 178

**7. Активы, предназначенные для продажи**

В апреле 2010 года менеджмент Компании одобрил решение о продаже доли бизнеса в сфере оказания нефтесервисных услуг. Данное направление представлено в Группе холдинговой компанией ООО «Газпромнефть - нефтесервис» и ее девятью дочерними предприятиями. В связи с тем, что в июле 2010 года начался маркетинговый этап процесса продажи, активы и обязательства нефтесервисного направления для целей данной консолидированной отчетности были классифицированы как удерживаемые для продажи.

Ниже представлена информация по нефтесервисному бизнесу по состоянию на 31 декабря 2010 г.:

	<u>2010</u>
Дебиторская задолженность, нетто	22
Товарно-материальные запасы	36
Прочие оборотные активы	22
Основные средства, нетто	108
Прочие нематериальные активы	1
<i>Итого активы, предназначенные для продажи</i>	<u>189</u>
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	56
Налог на прибыль и прочие налоги к уплате	24
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	4
<i>Итого обязательства по активам, предназначенным для продажи</i>	<u>84</u>

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

## 8. Прочие оборотные активы, нетто

Прочие оборотные активы по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. представлены следующим образом:

	2010	2009
Предоплаченные таможенные платежи	499	411
Авансы выданные	476	440
Расходы будущих периодов	28	57
Прочие активы	109	239
<i>Итого прочие оборотные активы</i>	<u>1 112</u>	<u>1 147</u>

## 9. Долгосрочные финансовые вложения и займы выданные

### Долгосрочные финансовые вложения

Ни одна из перечисленных ниже компаний не котируется на рынке ценных бумаг в России. Существенные инвестиции, учитываемые по методу долевого участия, и прочие долгосрочные инвестиции по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. представлены следующим образом:

	Процент долевого участия по состоянию на	Балансовая стоимость по состоянию на	
		31 декабря 2010	31 декабря 2009
<i>Инвестиции в зависимые компании, учитываемые по методу долевого участия:</i>	31 декабря 2010		
ОАО «НГК «Славнефть»	49.9	2 798	2 792
ОАО «Томскнефть ВНК»	50.0	1 334	1 470
Salym Petroleum Development N.V.	50.0	1 287	1 205
СеверЭнергия	25.5	894	-
Прочие		13	-
<i>Итого инвестиции в зависимые компании, учитываемые по методу долевого участия</i>		<u>6 326</u>	<u>5 467</u>
<i>Итого долгосрочные инвестиции по стоимости приобретения</i>		336	1 097
<i>Долгосрочные займы выданные</i>		<u>332</u>	<u>408</u>
<i>Итого долгосрочные финансовые вложения</i>		<u>6 994</u>	<u>6 972</u>

По состоянию на 31 декабря 2009 г. долгосрочные инвестиции по стоимости приобретения включают инвестицию в Bennfield, полученную при приобретении Orton в 2009 году (Примечание 3 “Сделки по объединению бизнеса”).

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

Доля Компании в чистой прибыли зависимых компаний, учитываемых по методу долевого участия, включая долю в неконтролируемой доле участия за годы, закончившиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. состоит из:

	2010	2009	2008
<i>Зависимые компании:</i>			
ОАО «НГК «Славнефть»	92	113	353
ОАО «Томскнефть ВНК»	55	138	39
ОАО «Московский НПЗ»*	-	5	15
Salym Petroleum Development N.V.	82	(44)	-
СеверЭнергия	(5)	-	-
Прочие	5	-	-
<i>Итого доля в чистой прибыли зависимых компаний</i>	229	212	407

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

Инвестиции Компании в ОАО «НГК «Славнефть» и различные неконтролируемые доли участия в ее дочерних обществах (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 группы Славнефть и о покупке каждой стороной соответствующей доли добытой нефти (см. также Примечание 21 «Операции со связанными сторонами»).

Ниже представлена финансовая информация ОАО «НГК «Славнефть» по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. и за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг.:

	2010	2009
Оборотные активы	1 158	1 011
Внеоборотные активы	6 807	6 508
Итого обязательства	2 589	1 901
Выручка	4 311	3 666
Чистая прибыль, включая неконтролируемую долю участия	185	227

В декабре 2007 года Компания приобрела 50% долю ОАО «Томскнефть ВНК» (Томскнефть) и ее дочерних обществ у дочернего общества ОАО «Нефтяная Компания «Роснефть» (Роснефть). 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.

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

Ниже представлена финансовая информация ОАО «Томскнефть» по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. и за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг.:

	2010	2009
Оборотные активы	631	858
Внеоборотные активы	3 420	3 596
Итого обязательства	2 093	2 180
Выручка	2 652	2 259
Чистая прибыль	111	277

В рамках приобретения Sibir (Примечание 3 «Объединение бизнеса») Компания получила 50,0% долю участия в Salym Petroleum Development N.V. («Salym»). Salym принадлежит на 50% Sibir и на 50% Shell Salym Development B.V., входящему в группу компаний Royal Dutch/Shell. Деятельность Salm непосредственно связана с освоением Салымской группы нефтяных месторождений, расположенных в Ханты-Мансийском автономном округе Российской Федерации.

Ниже представлена финансовая информация Salym по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Выручка и чистая прибыль представлены за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг.:

	2010	2009
Оборотные активы	294	272
Внеоборотные активы	934	964
Итого обязательства	798	980
Выручка	1 567	1 372
Чистая прибыль	162	74

В декабре 2010 г. ООО «Ямал Развитие» (совместное предприятие, созданное Компанией и ОАО «Новатэк») приобрело у ОАО «Газпром» 51% долю участия в ООО «СеверЭнергия» (СеверЭнергия) за 1,9 млрд. долларов США. Соответствующая цена покупки, уплаченная Компанией составила 898 млн. долларов США. СеверЭнергия через свои дочерние общества занимается разработкой нефтяных и газовых месторождений Самбургское и Эво-Яхинское, а также нескольких менее крупных нефтяных и газовых месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе Российской Федерации.

Ниже представлена финансовая информация СеверЭнергии по состоянию на 31 декабря 2010 г. и за период, закончившийся 31 декабря 2010 г.

	2010
Оборотные активы	162
Внеоборотные активы	4 671
Итого обязательства	1 232
Чистый убыток	(18)

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

Долгосрочные займы выданные

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. долгосрочные займы выданные, в основном, связанным сторонам составили 332 млн. долларов и 408 млн. долларов, соответственно. Процентная ставка варьируется от 0% до 15.0%. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. справедливая стоимость займов составила 279 млн. долларов США и 318 млн. долларов США, соответственно, при средней ставке дисконтирования 8.03% до 9.0% за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно (ставка рефинансирования Центрального банка РФ).

**10. Основные средства**

Основные средства по состоянию на 31 декабря 2010 г. представлены следующим образом:

	<u>Первоначальная стоимость</u>	<u>Накопленная амортизация</u>	<u>Балансовая стоимость</u>
Основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа	21 910	(11 634)	10 276
Основные средства, используемые в переработке нефти	4 709	(1 948)	2 761
Основные средства, используемые в маркетинговой и сбытовой деятельности	1 802	(277)	1 525
Прочие основные средства	143	(16)	127
Незавершенное строительство	1 225	-	1 225
<b>Итого</b>	<b>29 789</b>	<b>(13 875)</b>	<b>15 914</b>
<b>Сравнительные показатели по состоянию на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>27 550</b>	<b>(13 133)</b>	<b>14 417</b>

**11. Гудвилл и нематериальные активы**

Изменения балансовой стоимости гудвилла за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., по отчетным сегментам представлено следующим образом:

	<u>Разведка и добыча</u>	<u>Переработка, маркетинг и сбыт</u>	<u>Итого</u>
Гудвилл по состоянию на 31 декабря 2008 г	-	-	-
Приобретения	-	523	523
Гудвилл по состоянию на 31 декабря 2009 и 2010 гг.	-	523	523

По состоянию на 31 декабря 2010 г. балансовая стоимость гудвила составила 523 млн. долларов США, который признан при приобретении компаний NIS, Sibir и Orton Oil в размере 349 млн. долларов США, 140 млн. долларов США и 34 млн. долларов США, соответственно. Гудвилл, образованный в результате сделок по приобретению, включен в состав нефтеперерабатывающих и сбытовых активов. Компания провела оценку текущей стоимости гудвилла на предмет обесценения по состоянию на 31 декабря 2010 г. По состоянию на 31 декабря 2010 г. обесценение не признается.

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

Прочие нематериальные активы по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. представлены следующим образом:

	2010	2009
Лицензии	20	16
Программное обеспечение	172	160
Права на землю	535	571
Прочие нематериальные активы	24	47
<i>Итого прочие нематериальные активы</i>	<u>751</u>	<u>794</u>

Права на землю относятся к правам пользования земельными участками на МНПЗ и других участках розничной и оптовой торговли в Москве и Московской области, где Компания владеет и управляет нефтеперерабатывающими и прочими активами. По состоянию на 31 декабря 2010 г. и 2009 г. накопленная амортизация по правам на землю составила 33 млн. долларов США и 10 млн. долларов США.

## 12. Краткосрочные кредиты и займы

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. краткосрочные кредиты и займы Компании представлены следующим образом:

	2010	2009
Банки	25	251
Связанные стороны	244	428
Прочие	10	3
<i>Итого краткосрочные кредиты и займы</i>	<u>279</u>	<u>682</u>

По состоянию на 31 декабря 2010 г. краткосрочные кредиты и займы были получены в международных и российских банках для пополнения оборотного капитала и являются необеспеченными.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. Компания имеет кредиты в размере 25 млн. долларов США (251 млн. долларов США на 31 декабря 2009 г.) от ряда европейских и российских банков, погашаемые в основном, в долларах США. Процентная ставка по кредитам является плавающей и рассчитывается как ставка BELIBOR плюс 1,1% до фиксированной 5,5%.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. Компания имеет несколько беспроцентных займов от Томскнефти, в размере 231 млн. долларов США (346 млн. долларов США на 31 декабря 2009 г.), погашаемых в рублях. Займы подлежат погашению в ноябре 2011 года. Томскнефть является связанной стороной Компании.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам, выраженным в иностранной валюте и рублях, составила BELIBOR плюс 1% и 0%, соответственно. По состоянию на 31 декабря 2009 г. средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам, выраженным в долларах США и рублях, составляла 4,4% и 0%, соответственно.

### 13. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства по состоянию на 31 декабря 2010 г. и 2009 г. представлены следующим образом:

	2010	2009
Торговая кредиторская задолженность	853	943
Авансы, полученные от покупателей	342	287
Кредиторская задолженность перед связанными сторонами	156	101
Проценты к оплате	46	46
Прочие обязательства	509	995
<i>Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства</i>	<u>1 906</u>	<u>2 372</u>

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

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. налог на прибыль и прочие налоги к уплате представлены следующим образом:

	2010	2009
Налог на добычу полезных ископаемых	336	224
Налог на добавленную стоимость	207	198
Акциз	99	127
Налог на прибыль	137	62
Налог на имущество	46	44
Прочие налоги	49	39
<i>Итого налог на прибыль и прочие налоги к уплате</i>	<u>874</u>	<u>694</u>

Налоги, кроме налога на прибыль, за годы, закончившиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. представлены ниже:

	2010	2009	2008
Налог на добычу полезных ископаемых	3 051	2 215	4 202
Акциз	1 743	1 412	828
Налог на имущество	177	123	107
Прочие налоги	269	232	216
<i>Итого налоги, кроме налога на прибыль</i>	<u>5 240</u>	<u>3 982</u>	<u>5 353</u>

### 15. Долгосрочные кредиты и займы

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. долгосрочные кредиты и займы Компании представлены следующим образом:

	2010	2009
Облигации	1 247	595
Банковские кредиты	4 955	4 900
Прочие заимствования	155	133
Минус текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(1 415)	(1 466)
<i>Итого долгосрочные кредиты и займы</i>	<u>4 942</u>	<u>4 162</u>

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

21 апреля 2009 г. Компания разместила десятилетние рублевые облигации (04 серия) в размере 10 млрд. рублей (328 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и 331 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2009 г. в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов). Ставка купона составила 16,7% годовых с двухлетним опционом и полугодовым периодом выплаты купона.

21 июля 2009 г. Компания разместила семилетние рублевые облигации (03 серия) в размере 8 млрд. рублей (263 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2010 г., вся сумма включена в состав долгосрочных кредитов и займов, и 264 млн. долларов по состоянию на 31 декабря 2009 г.). Ставка купона составила 14,75% в год с трехлетним опционом и полугодовым периодом выплаты купона.

13 апреля 2010 г. разместила трехлетние рублевые облигации (05 и 06 серии) в размере 20 млрд. рублей (656 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2010 г., вся сумма включена в состав долгосрочных кредитов и займов). Ставка купона составила 7,15% в год с полугодовым периодом выплаты купона.

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%. В течение 2010 года задолженность по кредиту полностью погашена. По состоянию на 31 декабря 2009 г. основная сумма долга по синдицированному кредиту составляла 600 млн. долларов США (вся сумма включена в состав 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 2010 г. основная сумма долга по данному кредиту составляет 842 млн. долларов США (включая 526 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов). По состоянию на 31 декабря 2009 г. основная сумма долга по данному кредиту составляла 1 млрд. долларов США (включая 158 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов).

В 2008 году Компания получила кредитную линию Внешэкономбанка на сумму 750 млн. долларов США, погашаемую в долларах США. Процентная ставка по кредиту является плавающей и рассчитывается как LIBOR плюс 5,0%. Кредит подлежит погашению в сентябре 2011 года. В течение 2010 года задолженность по кредиту полностью погашена. По состоянию на 31 декабря 2009 г. долг также составлял 750 млн. долларов США (включая 150 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов).

В 2009 году Компания получила несколько кредитов в размере 857 млн. долларов США от Сбербанка. Процентная ставка по кредиту составляет 8,46%. Кредиты подлежат погашению в сентябре 2012 года. К концу 2010 года процентная ставка по кредитам была снижена до 6,21%. По состоянию на 31 декабря 2010 г. основная сумма долга по кредитам составляет 545 млн. долларов США (включая 312 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов). По состоянию на 31 декабря 2009 г. основная сумма долга по кредитам составляла 857 млн. долларов США (включая 312 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов).

В 2009 году 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. Процентная ставка по кредиту является плавающей и рассчитывается как LIBOR плюс 2,65%. Кредит подлежит погашению в сентябре 2013 года. По состоянию на 31 декабря 2010 г. основная сумма долга по кредитам составляет 500 млн. долларов США (вся сумма в составе долгосрочных кредитов и займов). По состоянию на 31 декабря 2009 г. основная сумма долга по кредитам составляла 500 млн. долларов США (111 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов).

В 2009 году Компания получила кредит от Gazprombank (Швейцария) Ltd. (ранее Российский Коммерческий Банк) на сумму 624 млн. долларов США, погашаемый в долларах США. Процентная ставка по кредиту является фиксированной и равна 6,50%. Кредит подлежит погашению в декабре 2012 года. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. основная сумма долга по кредиту составляет 624 млн. долларов США (вся сумма включена в состав долгосрочных кредитов и займов). Gazprombank (Швейцария) Ltd. является связанной стороной по отношению к Компании.

В июне 2010 г. Компания получила кредит от банка Credit Agricole CIB на сумму 250 млн. долларов США, погашаемый в долларах США (по состоянию на 31 декабря 2010 г. вся сумма включена в состав долгосрочных кредитов и займов). Процентная ставка по кредиту является плавающей и рассчитывается как LIBOR плюс 2,15%. Кредит подлежит погашению в июне 2013 года.

В июле 2010 года была завершена синдикация по предоставлению Компании пятилетнего обеспеченного кредита в размере до 1,5 млрд. долларов США. В качестве первоначальных ведущих организаторов и букраннеров выступили банки The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Natixis SA и Societe Generale. Процентная ставка по кредиту составит LIBOR + 2,1%, кредит подлежит погашению в июле 2015 года. По состоянию на 31 декабря 2010 г. сумма долга по кредиту составляет 1,5 млрд. долларов США (вся сумма включена в состав долгосрочных кредитов и займов). Расходы, связанные с привлечением кредита составили 32 млн. долларов США и отражены в составе финансовой деятельности в консолидированном отчете о движении денежных средств.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. Компания имеет долгосрочные кредиты на общую сумму 694 млн. долларов США от нескольких банков (включая 222 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов). Процентные ставки по кредитам варьируются от плавающей LIBOR/EURIBOR плюс 0,5% до фиксированной 6,75%. По состоянию на 31 декабря 2009 г. задолженность по данным кредитам составляла 569 млн. долларов США (включая 108 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов), процентные ставки варьировались от плавающей LIBOR/EURIBOR плюс 3,2% до фиксированной 6,6%.

Кредитные соглашения содержат условия, в соответствии с которыми вводятся определенные ограничения к значениям 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 2010 и 2009 г., соответственно.

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

Долгосрочные кредиты по срокам погашения по состоянию на 31 декабря 2010 г. представлены следующим образом:

<u>Год погашения</u>	<u>Сумма к погашению</u>
2011	1 415
2012	1 873
2013	2 181
2014	509
2015 и далее	379
	<u>6 357</u>

#### 16. Обязательства, связанные с выбытием основных средств

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

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
<i>Остаток по состоянию на 1 января</i>	367	330
Изменение в оценке	49	(1)
Начисление новых обязательств	16	11
Расходы по существующим обязательствам	(44)	(1)
Амортизация дисконта	27	28
<i>Остаток по состоянию на 31 декабря</i>	<u>415</u>	<u>367</u>

#### 17. Выплаты на основе стоимости акций

12 января 2010 года Совет директоров утвердил план по выплате вознаграждения, основанного на приросте стоимости акций (SAR). План является составной частью долгосрочной стратегии роста Компании и предусматривает выплату вознаграждения менеджменту за повышение стоимости Компании для акционеров за определенный период. Стоимость Компании для акционеров оценивается с учетом рыночной капитализации Компании. Данный план включает руководителей, которые выполнили на определенном уровне возложенные на них задачи. Вознаграждение оценивается по справедливой стоимости на каждую отчетную дату и выплачивается денежными средствами по истечении срока действия плана 31 декабря 2011 г. Вознаграждение зависит от определенных рыночных условий и обязанностей, которые учитываются при определении суммы, возможной к выплате указанным сотрудникам. Расходы отражаются в течение всего срока действия плана.

Справедливая стоимость обязательства по плану определена с использованием модели оценки Блэка-Шоулза-Мерттона, которая использует, в основном, цену акций Компании, волатильность цены акций, дивидендную доходность и процентные ставки за период, сопоставимый с оставшимся сроком действия плана. Изменения в оценках справедливой стоимости обязательства в течение срока действия плана по выплате вознаграждения отражаются в том периоде, в котором они возникают.

Следующие допущения используются в модели оценки Блэка-Шоулза-Мертон по состоянию на 31 декабря 2010 г.:

	2010
Волатильность	11,21%
Безрисковая процентная ставка	5,96%
Дивидендная доходность	3,83%

В консолидированном отчете о прибылях и убытках Компании за период, закончившийся 31 декабря 2010 г., отражены расходы по выплате вознаграждения по плану SAR за вычетом дохода по отложенному налогу на прибыль на сумму 38 млн. долларов США. Данные расходы включены в состав коммерческих, общехозяйственных и административных расходов. По состоянию на 31 декабря 2010 г. отражен оценочный резерв по выплате вознаграждения по плану SAR на сумму 47 млн. долларов США в составе прочих долгосрочных обязательств. Нереализованная величина обязательства по плану SAR в размере 47 млн. долларов США будет отражена за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

#### 18. 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 9 «Долгосрочные финансовые вложения и займы выданные», Компания имеет ряд инвестиций в российские компании и компании стран СНГ. На текущий момент 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 ОПБУ США 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.

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

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 и обязательства по плану SAR, которые отражены с использованием Уровня 2 иерархии оценок по справедливой стоимости.

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 «Оценка по справедливой стоимости» и «Раскрытие информации» Кодификации ОПБУ США.

Компания не покупает, не является держателем и не продает производные финансовые инструменты, за исключением 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 2010 и 2009 гг. Компания имеет незавершенные контракты по валютным форвардным сделкам условной стоимостью 1 265 млн. долларов США и 592 млн. долларов США, соответственно.

В нижеприведенной таблице, представлена справедливая стоимость и соответствующие статьи баланса по производным финансовым инструментам Компании по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.:

	2010	2009
Активы		
Прочие оборотные активы	96	13
Прочие внеоборотные активы	97	121
<b>Итого активы</b>	<b>193</b>	<b>134</b>

За годы, закончившиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг., Компания в консолидированных отчетах о прибылях и убытках признала чистую неререализованную прибыль в размере 59 млн. долларов США и 143 млн. долларов США и чистый неререализованный убыток в размере 9 млн. долларов США, соответственно, в составе (отрицательной) положительной курсовой разницы.

## 19. Налог на прибыль

Налог на прибыль в прилагаемых консолидированных отчетах о прибылях и убытках за годы, закончившиеся 31 декабря, представлен следующим образом:

	2010	2009	2008
Расход по налогу на прибыль	884	804	1 425
(Доход) / расход по отложенному налогу на прибыль	(40)	12	39
<b>Итого расход по налогу на прибыль</b>	<b>844</b>	<b>816</b>	<b>1 464</b>

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)**

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:

	2010	2009	2008
Прибыль до налогообложения	4 277	3 897	6 161
Законодательно установленная ставка налога на прибыль	20,0%	20,0%	24,0%
«Условный» расход по налогу на прибыль	855	779	1 479
Добавление (исключение) влияния:			
Эффекта от применения пониженных ставок по доходу, полученному за рубежом	(7)	(4)	5
Разницы между установленной налоговой ставкой и ставкой налогообложения дивидендов	(21)	(15)	(1)
Расходов, не уменьшающие налогооблагаемую базу, и прочие постоянные различия	17	56	(19)
Налог на прибыль	844	816	1 464
<b>Эффективная налоговая ставка</b>	<b>19,7%</b>	<b>20,9%</b>	<b>23,8%</b>

С 1 января 2009 г. законодательно установленная ставка налога на прибыль в Российской Федерации сократилась до 20%.

Временные различия между данными российского и локального налогового учета в других странах и данной финансовой отчетностью приводят к возникновению следующих активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль по состоянию на 31 декабря:

	2010	2009
Активы и обязательства, возникающие в результате налогового эффекта от:		
Резерва под сомнительную дебиторскую задолженность	-	4
Расходов будущих периодов	-	7
<b>Краткосрочные активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>-</b>	<b>11</b>
Обязательств, связанных с выбытием основных средств	84	70
Налоговых убытков, перенесенных на будущее	18	3
Основных средств и прочих внеоборотных активов и обязательств	118	51
<b>Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>220</b>	<b>124</b>
Инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(10)	(20)
Основных средств и прочих внеоборотных активов	(768)	(735)
<b>Обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(778)</b>	<b>(755)</b>
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(558)</b>	<b>(620)</b>

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

Для целей налогообложения прибыли некоторые дочерние общества Компании отразили накопленные налоговые убытки в размере 90 млн. долларов США и 17 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг., что привело к возникновению актива по отложенному налогу на прибыль на сумму 18 млн. долларов США и 3 млн. долларов США, соответственно. Отложенные налоговые убытки, отраженные по состоянию на 31 декабря 2010 г., подлежат погашению в течение 2012 – 2020 гг.

## 20. Договорные и условные обязательства

### Налоги

В 2008 году налоговые органы провели проверку деятельности Компании и ее дочерних обществ за год, закончившийся 31 декабря 2008 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 применения законодательства и использованных допущений может оказаться достаточно категоричной, 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 налогового 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 проверка могут быть подвергнуты более длительные периоды. В настоящий момент 2008, 2009 и 2010 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, отсутствием валюты, свободно конвертируемой за пределами Российской Федерации, ограничительным валютным контролем и высоким уровнем 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.

Несмотря на некоторое ослабление финансового кризиса в 2010 г., Руководство Компании не может достоверно спрогнозировать влияние 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 23 «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.

**21. Операции со связанными сторонами**

ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод» (Московский НПЗ)

В течение года, закончившегося 31 декабря 2009 г. до даты приобретения контроля Компания осуществляла переработку сырой нефти в соответствии с соглашениями на переработку на Московском НПЗ. Данные операции проводились в рамках обычной деятельности и на условиях, доступных другим поставщикам.

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Стоимость переработки	34	100
Покупка сырой нефти, нефтепродуктов и газа	1	8
Продажа сырой нефти и нефтепродуктов	-	10

Результаты деятельности, движение денежных средств и финансовое положение Московского НПЗ включены в данную консолидированную финансовую отчетность за период с даты приобретения Sibir, т.е. с 23 июня 2009 г.

Группа Славнефть (Славнефть)

Компания осуществляет 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>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Стоимость переработки	258	218	234
Покупка сырой нефти, нефтепродуктов и газа	1 750	1 729	3 199
Продажа сырой нефти и нефтепродуктов	1 160	720	609

По состоянию на 31 декабря 2010 г. кредиторская задолженность Компании перед Славнефтью составляет 46 млн. долларов США, а дебиторская задолженность Компании от Славнефти составляет 41 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2009 г. кредиторская задолженность Компании перед Славнефтью составляла 77 млн. долларов США, а дебиторская задолженность Компании от Славнефти составляла 21 млн. долларов США.

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

Группа Газпром (Газпром)

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

	2010	2009	2008
Покупка сырой нефти, нефтепродуктов и газа	-	2	64
Продажа сырой нефти и нефтепродуктов	22	32	67

По состоянию на 31 декабря 2010 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Газпром составляет 9 млн. долларов США, а дебиторская задолженность Компании от группы Газпром составляет 27 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2009 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Газпром составляла 7 млн. долларов США, дебиторская задолженность Компании от группы Газпром составляла 17 млн. долларов США.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 г. денежные средства, размещенные в Газпромбанке, составляют 176 млн. долларов США и 30 млн. долларов США, соответственно.

Группа Томскнефть (Томскнефть)

Компания осуществляет множество операций с группой Томскнефть. Информация об операциях с группой Томскнефть за годы, закончившиеся 31 декабря, представлена ниже:

	2010	2009	2008
Покупка сырой нефти и газа	1 148	997	1 326

По состоянию на 31 декабря 2010 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Томскнефть составляет 15 млн. долларов США, дебиторская задолженность Компании от группы Томскнефть составляет 11 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2009 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Томскнефть составляла 16 млн. долларов США, дебиторская задолженность Компании от группы Томскнефть составляла 5 млн. долларов США.

Salym Petroleum Development (Salym)

Начиная с 23 июня 2009 г. (дата приобретения Sibir) Компания совершала операции с Salym. За год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Компания купила сырую нефть у Salym на общую сумму 871 млн. долларов США (554 млн. долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2009 г.). По состоянию на 31 декабря 2010 г. кредиторская задолженность Компании перед Salym составляет 86 млн. долларов США, дебиторская задолженность Компании от Salym составляет 4 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2009 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Salym составляла 1 млн. долларов США, дебиторская задолженность Компании от Salym составляла 1 млн. долларов США.

## **22. Сегментная информация**

Ниже представлена информация по производственным сегментам Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 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

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

переработки, маркетинга и сбыта осуществляет переработку сырой нефти в нефтепродукты, а также покупает, продает и транспортирует сырую нефть и нефтепродукты.

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

Показатели производственных сегментов по состоянию и за год, закончившийся 31 декабря 2010 г.:

	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Элиминация	Консолидированные данные
Выручка от реализации внешним покупателям	153	32 619	-	32 772
Межсегментная выручка	7 207	392	(7 599)	-
<b>Итого</b>	<b>7 360</b>	<b>33 011</b>	<b>(7 599)</b>	<b>32 772</b>
EBITDA	3 064	4 162	-	7 226
Капитальные вложения	2 430	871	-	3 301
Износ, истощение и амортизация	1 262	357	-	1 619
Расход по налогу на прибыль	186	658	-	844
Сегментные активы по состоянию на 31 декабря 2010 г.	18 371	24 621	(10 928)	32 064

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

	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Элиминация	Консолидированные данные
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>
EBITDA	3 241	2 736	-	5 977
Капитальные вложения	2 025	582	-	2 607
Износ, истощение и амортизация	1 302	173	-	1 475
Расход по налогу на прибыль	152	664	-	816
Сегментные активы по состоянию на 31 декабря 2009 г.	17 237	22 706	(10 031)	29 912

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

Показатели производственных сегментов 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
Расход по налогу на прибыль	281	1 183	-	1 464

Скорректированная ЕВИТДА за годы, закончившиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. представлена следующим образом:

	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
<b>Скорректированная ЕВИТДА</b>	7 226	5 977	8 610
Доля Компании в ЕВИТДА зависимых компаний	(949)	(931)	(1 052)
Доходы от инвестиций	9	470	-
Доходы от долевого участия в зависимых компаниях	229	212	407
(Отрицательная) / положительная курсовая разница, нетто	(22)	48	(517)
Прочие (расходы) / доходы, нетто	(309)	(143)	89
Проценты к уплате	(336)	(369)	(167)
Проценты к получению	48	108	100
Износ, истощение и амортизация	(1 619)	(1 475)	(1 309)
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>4 277</b>	<b>3 897</b>	<b>6 161</b>

За годы, закончившиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг., доля выручки от реализации одному из покупателей Компании составила приблизительно 13,5%, 18,5% и 20,3% 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:

	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
Экспорт и продажи на международном рынке	18 827	14 154	19 730
Внутренний рынок СНГ	11 536	8 112	11 442
	2 409	1 900	2 698
<b>Итого выручка от реализации внешним покупателям</b>	<b>32 772</b>	<b>24 166</b>	<b>33 870</b>

Долгосрочные активы Компании расположены, главным образом, на территории Российской Федерации.

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

### 23. События после отчетной даты

31 января 2011 г. Компания направила предложение по выкупу акций NIS, находящихся в свободном обращении (максимальный размер доли в NIS, возможной для приобретения составляет 19,12%). Цена акций аналогична цене, по которой «Газпром нефть» приобретала акции NIS в 2009 г.

8 февраля 2011 г. Компания разместила пятилетние рублевые облигации (08 серии), десятилетние рублевые облигации (09 и 10 серии) на общую сумму 30 млрд. рублей (около 1 млрд. долларов США). Ставка купона составила 8,5% годовых по облигациям 08 и 09 серии. Ставка купона по облигациям 10 серии составила 8,9% годовых. Облигации 09 и 10 серии имеют опцион на досрочное погашение через 5 и 7 лет с даты размещения, соответственно.

14 февраля 2011 г. Совет Директоров Sibir принял решение об уменьшении уставного капитала компании на 86,25 млн. акций (22,39%). С 15 февраля 2011 г. доля Компании в Sibir составляет 100%. Центральная Топливная Компания, контролируемая Правительством г. Москвы, приняла решение выйти из состава акционеров за вознаграждение в размере 740 млн. долларов США.

**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 и 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, не включают соответствующую информацию относительно NIS.

За исключением NIS и нескольких соглашений о разделе продукции, 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 2010, 2009 и 2008 гг.:

	2010	2009	2008
<b>Консолидируемые дочерние компании</b>			
Доказанные нефтегазовые активы	21 910	19 563	15 181
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(11 634)	(10 494)	(7 622)
<b>Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа</b>	<u>10 276</u>	<u>9 069</u>	<u>7 559</u>
<b>Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
Доказанные нефтегазовые активы	6 962	6 092	4 987
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(2 215)	(1 693)	(874)
<b>Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа</b>	<u>4 747</u>	<u>4 399</u>	<u>4 113</u>
<b>Итого капитализированные затраты консолидируемых дочерних компаний и компаний, учитываемых по методу долевого участия</b>	<u>15 023</u>	<u>13 468</u>	<u>11 672</u>

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»**  
**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

	2010	2009	2008
<b>Консолидируемые дочерние компании</b>			
Затраты на геологоразведку	91	147	193
Затраты на разработку	2 351	1 976	2 979
<b>Понесенные затраты</b>	<b>2 442</b>	<b>2 123</b>	<b>3 172</b>
<b>Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
Затраты на геологоразведку	37	25	52
Затраты на разработку	785	722	658
<b>Понесенные затраты</b>	<b>822</b>	<b>747</b>	<b>710</b>
<b>Итого затраты, понесенные консолидируемыми обществами и компаниями, учитываемыми по методу долевого участия</b>	<b>3 264</b>	<b>2 870</b>	<b>3 882</b>

Результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа

Результаты операций Компании по 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 по деятельности, связанной с добычей нефти и газа, не включают общехозяйственные корпоративные накладные расходы, 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 2010, 2009 и 2008 гг., представлены в следующей таблице:

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

	2010	2009	2008
<b>Консолидируемые дочерние компании</b>			
Выручка:			
Продажи	5 841	5 428	9 996
Передача	5 190	3 842	4 979
Итого выручка	11 031	9 270	14 975
Затраты на добычу	(1 236)	(1 217)	(1 371)
Расходы на геологоразведку	(91)	(147)	(193)
Износ истощение и амортизация	(1 290)	(1 330)	(1 218)
Налоги, кроме налога на прибыль	(6 343)	(4 486)	(8 905)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	2 071	2 090	3 288
Расходы по налогу на прибыль	(398)	(404)	(637)
<b>Результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа</b>	<b>1 673</b>	<b>1 686</b>	<b>2 651</b>
<b>Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
Выручка:			
Продажи	3 719	3 071	4 383
Итого выручка	3 719	3 071	4 383
Затраты на добычу	(783)	(674)	(885)
Расходы на геологоразведку	(25)	(16)	(38)
Износ, истощение и амортизация	(692)	(551)	(429)
Налоги, кроме налога на прибыль	(1 895)	(1 350)	(2 196)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	324	480	835
Расход по налогу на прибыль	(62)	(96)	(179)
<b>Результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа</b>	<b>262</b>	<b>384</b>	<b>656</b>
<b>Итого результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа по консолидируемым обществам и компаниям, учитываемым по методу долевого участия</b>	<b>1 935</b>	<b>2 070</b>	<b>3 307</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.

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

---

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.

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.

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

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

	2010	2009	2008
<b>Консолидируемые дочерние компании</b>			
<i>На начало года</i>	3 660	3 247	4 203
Добыча	(259)	(250)	(248)
Приобретение новых запасов	-	2	-
Пересмотр предыдущих оценок и увеличение нефтеотдачи	670	661	(708)
<i>На конец года</i>	4 071	3 660	3 247
Доказанные разработанные запасы	2 306	2 258	2 281
Доказанные неразработанные запасы	1 765	1 402	966
<b>Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
<i>На начало года</i>	2 078	1 676	1 874
Добыча	(145)	(132)	(123)
Приобретение новых запасов	416	277	-
Пересмотр предыдущих оценок и увеличение нефтеотдачи	(234)	257	(75)
<i>На конец года</i>	2 115	2 078	1 676
Доказанные разработанные запасы	1 014	1 472	1 278
Доказанные неразработанные запасы	1 101	606	398
<b>Итого доказанные запасы консолидируемых обществ и компаний, учитываемых по методу долевого участия - на конец года</b>	<b>6 186</b>	<b>5 738</b>	<b>4 923</b>

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

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 с применением индексов цен, при этом делается допущение о сохранении экономических условий в течение всего 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 является оценкой 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)**

	2010	2009	2008
<b>Консолидируемые дочерние компании</b>			
Поступление денежных средств будущих периодов	180 418	136 982	84 439
Затраты будущих периодов на добычу	(124 810)	(87 936)	(52 436)
Затраты будущих периодов на разработку	(9 898)	(7 434)	(3 991)
Налог на прибыль будущих периодов	(6 778)	(6 558)	(4 515)
Потоки денежных средств будущих периодов	38 932	35 054	23 497
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования	(20 892)	(17 230)	(11 412)
<i>Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков</i>	18 040	17 824	12 085
<b>Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
Поступление денежных средств будущих периодов	100 158	80 870	44 441
Затраты будущих периодов на добычу	(77 813)	(38 781)	(21 491)
Затраты будущих периодов на разработку	(6 542)	(20 300)	(13 716)
Налог на прибыль будущих периодов	(2 799)	(4 488)	(1 806)
Потоки денежных средств будущих периодов	13 004	17 301	7 428
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования	(6 587)	(8 827)	(3 875)
<i>Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых движений денежных средств</i>	6 417	8 474	3 553
<b>Итого стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков по консолидируемым обществам и компаниям, учитываемым по методу долевого участия</b>	24 457	26 298	15 638

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»**  
**Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа**  
**(неадрированные данные)**  
**(в млн. долларов США)**

Изменения в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых денежных потоков

	2010	2009	2008
<b>Консолидируемые дочерние компании</b>			
<b>Дисконтированная приведенная стоимость на начало года</b>	17 824	12 085	34 266
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом расходов на добычу и прочих операционных расходов	(3 451)	(3 568)	(4 507)
Чистое изменение цены на баррель, за вычетом затрат на добычу и прочих операционных расходов	(276)	4 801	(31 333)
Изменение будущих затрат на разработку	(865)	(1 997)	(115)
Затраты на разработку за период	2 442	2 123	2 975
Пересмотр предыдущих оценок	4 026	4 064	(838)
Начисление дисконта	(264)	(946)	8 687
Чистое изменение налога на прибыль	2 127	2 092	1 780
Прочие	(3 524)	(830)	1 170
<b>Дисконтированная приведенная стоимость на конец года</b>	<b>18 039</b>	<b>17 824</b>	<b>12 085</b>
<b>Доля Компании в компаниях, учитываемых по методу долевого участия</b>			
<b>Дисконтированная приведенная стоимость на начало года</b>	8 473	3 553	16 843
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом расходов на добычу и прочих операционных расходов	(2 447)	(880)	(1 301)
Чистое изменение цены на баррель, за вычетом затрат на добычу и прочих операционных расходов	(3 001)	3 085	(17 437)
Изменение будущих затрат на разработку	(1 532)	(219)	1 168
Затраты на разработку за период	822	661	710
Пересмотр предыдущих оценок	258	647	137
Начисление дисконта	1 405	(701)	3 732
Чистое изменение налога на прибыль	1 007	1 058	414
Чистое изменение в связи с приобретением новых запасов	767	2 299	-
Прочие	666	(1 030)	(713)
<b>Дисконтированная приведенная стоимость на конец года</b>	<b>6 418</b>	<b>8 473</b>	<b>3 553</b>

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