

ОАО «Газпром нефть»

Консолидированная финансовая отчетность

**по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.,
и за годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг.**

ОАО «Газпром нефть»

Консолидированная финансовая отчетность

**по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.,
и за годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 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)	39



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 2011 г. и на 31 декабря 2010 г., а также результаты деятельности и движение денежных средств за каждый из трех отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2011г. 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.

24 февраля 2012 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*

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 бухгалтерский баланс
По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.

в млн. долларов США

	Прим.	31 декабря 2011	31 декабря 2010
Активы			
Оборотные активы:			
Денежные средства и их эквиваленты	4	914	1 146
Краткосрочные финансовые вложения		80	110
Краткосрочные займы выданные		449	108
Дебиторская задолженность, нетто	5	3 562	2 600
Товарно-материальные запасы	6	2 343	1 874
Активы, предназначенные для продажи	7	81	189
Прочие оборотные активы	8	1 642	1 112
Итого оборотные активы		9 071	7 139
Долгосрочные финансовые вложения и займы выданные	9	6 453	6 994
Основные средства, нетто	10	19 313	16 466
Гудвилл и прочие нематериальные активы	11	1 275	1 274
Прочие внеоборотные активы		357	569
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль		214	220
Итого активы		36 683	32 662
Обязательства и акционерный капитал			
Текущие обязательства:			
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	12, 15	1 277	1 740
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13	2 078	1 923
Налог на прибыль и прочие налоги к уплате	14	997	884
Дивиденды к уплате		48	293
Обязательства по активам, предназначенным для продажи	7	17	134
Итого текущие обязательства		4 417	4 974
Долгосрочные кредиты и займы	15	5 420	4 942
Обязательства, связанные с выбытием основных средств		393	429
Прочие долгосрочные обязательства		493	428
Обязательства по отложенному налогу на прибыль		1 014	816
Итого обязательства		11 737	11 589
Акционерный капитал:			
Уставный капитал (зарегистрировано, выпущено и находится в обращении: 4 741 299 639 акций номинальной стоимостью 0,0016 рублей за акцию)		2	2
Добавочный капитал		731	677
Нераспределенная прибыль		22 824	18 223
Собственные акции, выкупленные у акционеров по цене приобретения (23 359 582 акций по состоянию на 31 декабря 2011 г.)		(45)	(45)
Итого акционерный капитал		23 512	18 857
Неконтролируемая доля участия		1 434	2 216
Итого капитал		24 946	21 073
Итого обязательства и акционерный капитал		36 683	32 662

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

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

ОАО «Газпром нефть»

Консолидированный отчет о прибылях и убытках
За годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг.в млн. долларов США
(за исключением данных на акцию)

	<u>Прим.</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Выручка				
Реализация нефтепродуктов, нефти и газа		43 268	32 176	23 773
Прочая реализация		904	736	532
Итого	22	44 172	32 912	24 305
Расходы и прочие затраты				
Себестоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов		10 817	7 459	5 335
Операционные расходы		2 464	2 126	1 896
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		1 779	1 660	1 287
Транспортные расходы		3 391	2 886	2 262
Износ, истощение и амортизация		1 963	1 649	1 503
Экспортные пошлины		8 092	6 631	3 948
Налоги, кроме налога прибыль	14	8 038	5 301	4 027
Расходы на геологоразведочные работы		74	91	147
Расходы по прочей реализации		575	436	297
Убыток от продажи активов, нетто		-	-	142
Итого		37 193	28 239	20 844
Операционная прибыль		6 979	4 673	3 461
Прочие (расходы) / доходы				
Доходы от долевого участия в зависимых компаниях	9	248	229	212
Доходы от продажи инвестиций		104	9	470
Проценты к получению		66	48	108
Проценты к уплате		(329)	(347)	(380)
Прочие расходы, нетто		(65)	(309)	(1)
(Отрицательная) / положительная курсовая разница, нетто		(172)	(24)	45
Итого		(148)	(394)	454
Прибыль до налогообложения		6 831	4 279	3 915
Расход по налогу на прибыль		1 173	884	801
Расход / (доход) по отложенному налогу на прибыль	19	71	(43)	13
Итого		1 244	841	814
Чистая прибыль		5 587	3 438	3 101
Минус: чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле участия		(235)	(287)	(75)
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «Газпром нефть»		5 352	3 151	3 026
Базовая и разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США на акцию)		1,13	0,67	0,64
Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении (в млн. акций)		4 718	4 718	4 718

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

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

ОАО «Газпром нефть»

Консолидированный отчет о движении капитала

За годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг.

в млн. долларов США

	Обыкновенные акции	Добавочный капитал	Нераспределенная прибыль	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Итого акционерный капитал	Неконтролируемая доля участия	Итого капитал
Остаток по состоянию на 31 декабря 2008 г.	2	776	13 431	(45)	14 164	265	14 429
Чистая прибыль за период	-	13	3 013	-	3 026	75	3 101
Дивиденды по обыкновенным акциям	-	-	(823)	-	(823)	-	(823)
Признание финансового результата от операции под общим контролем	-	(30)	-	-	(30)	(18)	(48)
Изменения в неконтролируемой доле участия	-	-	-	-	-	2 299	2 299
Остаток по состоянию на 31 декабря 2009 г.	2	759	15 621	(45)	16 337	2 621	18 958
Чистая прибыль за период	-	3	3 148	-	3 151	287	3 438
Дивиденды по обыкновенным акциям	-	-	(546)	-	(546)	-	(546)
Признание финансового результата от операции под общим контролем	-	(19)	-	-	(19)	(12)	(31)
Изменения в неконтролируемой доле участия	-	(66)	-	-	(66)	(680)	(746)
Остаток по состоянию на 31 декабря 2010 г.	2	677	18 223	(45)	18 857	2 216	21 073
Чистая прибыль за период	-	2	5 350	-	5 352	235	5 587
Дивиденды по обыкновенным акциям	-	-	(749)	-	(749)	(22)	(771)
Признание финансового результата от операции под общим контролем	-	(116)	-	-	(116)	-	(116)
Изменения в неконтролируемой доле участия	-	168	-	-	168	(995)	(827)
Остаток по состоянию на 31 декабря 2011 г.	2	731	22 824	(45)	23 512	1 434	24 946

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

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

ОАО «Газпром нефть»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

За годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг.

в млн. долларов США

	2011	2010	2009
Операционная деятельность			
Чистая прибыль	5 587	3 438	3 101
Приведение чистой прибыли к чистым денежным средствам, полученным от операционной деятельности:			
Доходы от долевого участия в зависимых компаниях, за минусом полученных дивидендов	314	49	11
Эффект от курсовых разниц	337	(50)	-
Расход / (доход) по отложенному налогу на прибыль	71	(43)	13
Износ, истощение и амортизация	1 963	1 649	1 503
Расход по начисленным обязательствам, связанным с выбытием основных средств, за вычетом расхода по существующим обязательствам	17	(17)	28
Резерв под сомнительную дебиторскую задолженность	61	36	(26)
Резерв под снижение стоимости товарно-материальных запасов	65	19	11
Убыток от выбытия основных средств	49	37	(6)
Доход от выбытия инвестиций	(104)	14	(328)
Изменения в активах и обязательствах, за вычетом приобретений:			
Дебиторская задолженность	(1 135)	285	(443)
Товарно-материальные запасы	(607)	(323)	(249)
Прочие оборотные активы	(717)	(205)	(290)
Прочие внеоборотные активы	38	109	(185)
Кредиторская задолженность, начисленные обязательства и прочие долгосрочные обязательства	(89)	219	178
Налог на прибыль и прочие налоги к уплате	151	174	181
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	6 001	5 391	3 499
Инвестиционная деятельность			
Приобретение финансовых вложений, за вычетом приобретенных денежных средств	(1 457)	(1 624)	(2 282)
Приобретение финансовых вложений, удерживаемых до погашения	(322)	(209)	(361)
Поступления от продажи финансовых вложений, удерживаемых до погашения	383	91	458
Предоставленные займы	(393)	(233)	(345)
Поступления от погашения займов	43	209	247
Поступления от продажи финансовых вложений	301	215	10
Капитальные вложения	(4 029)	(3 301)	(2 635)
Чистые денежные средства, (использованные в)/ полученные от инвестиционной деятельности	(5 474)	(4 852)	(4 908)

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

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

ОАО «Газпром нефть»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

За годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг.

в млн. долларов США

	2011	2010	2009
Финансовая деятельность			
Поступление краткосрочных и долгосрочных кредитов и займов	2 774	4 003	5 702
Погашение краткосрочных и долгосрочных кредитов и займов	(2 501)	(3 584)	(4 580)
Дивиденды выплаченные	(1 025)	(728)	(937)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(752)	(309)	185
Увеличение денежных средств и их эквивалентов	(225)	230	(1 224)
Денежные средства и их эквиваленты по состоянию на начало периода	1 146	869	2 079
Величина влияния курсовой разницы на денежные средства	(7)	47	13
Денежные средства и их эквиваленты по состоянию на конец периода	914	1 146	868
<i>Дополнительная информация о движении денежных средств:</i>			
Денежные средства, направленные на оплату процентов (за вычетом капитализированной суммы)	304	325	329
Денежные средства, направленные на оплату налога на прибыль	1 431	744	541

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

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

1. Общие сведения

Описание деятельности

ОАО «Газпром нефть» (ранее ОАО «Сибирская нефтяная компания») и его дочерние общества (далее «Компания») является вертикально интегрированной нефтяной компанией, осуществляющей деятельность в Российской Федерации, странах СНГ и Европе. Основными видами деятельности Компании являются разведка, разработка нефтегазовых месторождений, добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов, а также их реализация на розничном рынке.

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 2011 г., были оценены до 24 февраля 2012 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.

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

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 2011, 2010 и 2009 гг. составлял 32,20 рублей, 30,48 и 30,24 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

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.

Приобретения бизнеса у организаций под общим контролем

Бизнес комбинации, возникающие в результате операций по передаче доли между компаниями, входящими в одну группу под одной материнской компанией, учитываются в соответствии со стандартом ASC 805-50. При отражении информации по приобретению используются учетные данные компании-продавца. Информация по приобретению отражается в отчетности компании-покупателя с момента установления контроля над объектом приобретения материнской компанией. Соответственно, все данные сравнительных периодов компании – покупателя, следующие за датой установления контроля над объектом приобретения материнской компанией должны быть пересмотрены с учетом нового приобретения.

Приобретенные активы и обязательства учитываются по текущей стоимости отраженной в учете организации – продавца на дату операции. Разница на дату операции между ценой покупки и текущей стоимостью чистых активов относится на акционерный капитал (как часть добавочного капитала).

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:

Группа нематериальных активов	Средний срок полезного использования
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.

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

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.

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

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. Данные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа, классифицируются как затраты на доказанную собственность в тот момент, когда происходит соответствующее изменение классификации запасов. Амортизация не начисляется на стоимость приобретения прав на месторождения с недоказанными запасами.

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 2011, 2010 и 2009 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 2011, 2010 и

2009 гг. капитализированные проценты, связанные со строительством, составили 30 млн. долларов США, 40 млн. долларов США и 22 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 «консолидированного 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 и отсрочек от уплаты налогов, 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, основанную 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

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

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

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

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

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 2009 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 второй части данной поправки не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании.

В декабре 2010 года FASB выпустил поправку ASU 2010-28 «Гудвилл и прочие нематериальные активы (Раздел 350): Когда проводить шаг 2 теста гудвилла на обесценение для отчетных единиц с нулевой или отрицательной балансовой стоимостью». ASU 2010-28 вносит изменения в шаг 1 теста гудвилла на обесценение для отчетных единиц с нулевой или отрицательной балансовой стоимостью. Для таких отчетных единиц Компания должна произвести шаг 2 теста гудвилла на обесценение, если наличие обесценения более вероятно, чем его отсутствие. При определении вероятности наличия обесценения Компания должна рассматривать любые негативные качественные факторы, указывающие на возможность наличия обесценения. Поправки вступают в силу для промежуточных и годовых отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2010 г. Раннее применение не разрешено. Применение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании.

В декабре 2010 года FASB выпустил поправку ASU 2010-29 «Объединение бизнеса (Раздел 805): Раскрытие дополнительной информации по объединению бизнеса». ASU 2010-29 уточняет, что отчитывающееся предприятие должно раскрывать выручку и доходы приобретенной компании в сравнительном периоде так, как если бы приобретение бизнеса произошло в начале предшествующего сравнительного годового периода. Поправки также расширяют дополнительные раскрытия согласно Разделу 805 и требуют сопровождать раскрытие информации описанием суммы и природы материальных, неповторяющихся поправок прямо относящихся к объединению бизнеса и включенных в публикуемые выручку и доходы. Поправки вступают в силу перспективно для объединения бизнеса с датой приобретения после начала годового отчетного периода, начинающегося после 15 декабря 2010 г. Раннее применение разрешено. Применение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании.

Недавно выпущенные стандарты бухгалтерского учета

В мае 2011 года FASB выпустил поправку ASU 2011-04 «Поправки для получения единой справедливой оценки и требования по раскрытию в ОПБУ США и МСФО». Поправки в данном документе, в основном, включают в себя разъяснения Раздела 820, а также рассматривают несколько случаев, когда определенный принцип или требование для оценки справедливой стоимости или раскрытия информации были изменены. Результатом применения данных поправок стали единые принципы и требования, применяемые при оценке справедливой стоимости и при раскрытии информации о справедливой стоимости согласно стандартам ОПБУ США и МСФО. Совет утвердил, что для компаний, акции которых не находятся в свободном обращении, поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Раннее применение разрешено, однако не ранее, чем для промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Руководство полагает, что применение данной поправки не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств Компании.

В июне 2011 г. FASB выпустил поправку ASU 2011-05 «Представление информации о совокупном доходе согласно поправке к Разделу 220, Совокупный доход». Поправки в данном документе позволяют компании представлять информацию о совокупном доходе, компонентах чистой

прибыли и компонентах прочего совокупного дохода либо в едином отчете о совокупном доходе, либо в двух отдельных последовательных отчетах. В обоих случаях компания должна представлять каждый из компонентов чистой прибыли вместе с общей суммой чистой прибыли, каждый компонент прочего совокупного дохода вместе с общей суммой прочего совокупного дохода и общую сумму совокупного дохода. Данная поправка отменяет возможность представлять информацию о компонентах прочего совокупного дохода в отчете о движении акционерного капитала компании. Поправки в данном документе не изменяют показатели, которые должны быть отражены в прочем совокупном доходе или которые должны быть реклассифицированы из прочего совокупного дохода в чистую прибыль. Совет утвердил, что для компаний, акции которых не находятся в свободном обращении, поправки в данном документе вступают в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2012 г. и промежуточных и годовых периодов, следующих за ними. Руководство полагает, что применение данной поправки не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств Компании.

В сентябре 2011 г. FASB выпустил поправку ASU 2011-08 «Тестирование гудвилла на обесценение (Нематериальные активы – гудвилл и прочие согласно Разделу 350)». Поправки в данном документе позволяют Компании в первую очередь оценить качественные факторы, позволяющие определить в каком случае необходимо выполнить количественный тест на обесценение гудвилла, состоящий из двух этапов. Согласно данным поправкам, Компания не обязана формировать справедливую стоимость отчетной единицы, кроме случаев когда Компания определяет, основываясь на качественной оценке, является ли более вероятным то, что справедливая стоимость меньше ее балансовой стоимости. Поправки в данном документе включают набор событий и обстоятельств для Компании, необходимых для проведения качественной оценки. Совет утвердил, что поправки в данном документе вступают в силу для годовых и промежуточных тестов на обесценение, выполненных для годовых периодов, начинающихся после 15 декабря 2011г. Ранее принятие разрешено, включая проведение годовых и промежуточных тестов на обесценение по состоянию на дату до 15 сентября 2011г., в том случае если финансовая отчетность Компании за последний годовой или промежуточный период не была опубликована или, для компаний, акции которых не находятся в свободном обращении, не была подготовлена. Руководство полагает, что применение данной поправки не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств Компании.

В декабре 2011 года Совет по стандартам финансового учета опубликовал ASU 2011-12 «Совокупная прибыль» (Раздел 220). Поправки, приведенные в этом уточнении, отменяют и заменяют собой определенные ожидающие решения пункты ASU 2011-05 «Совокупная прибыль» (Раздел 220): «Представление совокупной прибыли», чтобы фактически отложить только те изменения в Уточнении 2011-05, которые касаются представления связанных с перегруппировкой корректировок по накопленной прочей совокупной прибыли. Эти поправки будут носить временный характер, чтобы дать Совету директоров время заново обсудить требования к представлению, касающиеся перегруппировки по накопленной прочей совокупной прибыли, в годовой и промежуточной финансовой отчетности в случае государственных, частных и некоммерческих организаций. Учитывая, что Уточнение 2011-05 не окажет существенного влияния на финансовое положение Компании, результаты деятельности и движение денежных средств, Уточнение 2011-12 также не окажет существенного влияния на финансовое положение Компании, результаты деятельности и движение денежных средств.

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.

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

3. Сделки по объединению бизнеса

Приобретение дополнительной доли в NIS

18 марта 2011 г. Компания завершила сделку, предложение по которой было направлено в январе, по выкупу акций компании NIS, находящихся в свободном обращении (максимальный объем акционерного капитала, возможного к выкупу составил 19,12% всех акций компании NIS). К выкупу было представлено около 8,4 млн. акций компании NIS, что составило 5,15% ее акционерного капитала. Основываясь на ранее заявленной цене, Компания выплатила 58 млн. долларов США за приобретение этих акций, увеличив свою долю в компании NIS с 51% до 56,15%.

Компания отразила приобретение дополнительной доли в NIS как приобретение неконтролируемой доли в организации, контролируемой Компанией. В результате операции по приобретению Компания увеличила добавочный капитал в размере 17 млн. долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Сумма в 17 млн. долларов США представляет собой превышение балансовой стоимости приобретаемой доли в сумме 75 млн. долларов США над величиной выплаченных денежных средств.

Приобретение неконтролируемой доли участия в Sibir Energy

14 февраля 2011 г. Совет директоров Sibir Energy принял решение уменьшить акционерный капитал компании на 86,25 млн. акций (22,39%). Аффилированная с Правительством г. Москва Центральная Топливная Компания приняла решение выйти из состава акционеров Sibir Energy в обмен на компенсацию, которая составила 740 млн. долларов США. С 15 февраля 2011 г. доля Компании в Sibir Energy составляет 100%.

В результате уменьшения акционерного капитала Sibir Компания признала увеличение добавочного капитала в размере 21 млн. долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Сумма 21 млн. долларов США представляет собой превышение балансовой стоимости приобретаемой доли в сумме 761 млн. долларов США над величиной компенсации, выплаченной в пользу Центральной Топливной Компании.

В результате уменьшения акционерного капитала Sibir Energy Компания увеличила эффективную долю в МНПЗ с 69,02% до 77,72%. В результате увеличения эффективной доли в МНПЗ Компания признала увеличение добавочного капитала в размере около 177 млн. долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Приобретение в Оренбургской области

30 августа 2011 г. Компания стала владельцем 100% ЗАО «Центр наукоемких технологий», которому принадлежат лицензии на разведку и добычу углеводородного сырья на Царичанском месторождении. 18 октября 2011 г. Компания завершила сделку по покупке у ОАО «Газпром» (материнская компания) доли 61,8% в ЗАО «Газпром нефть Оренбург». Эта компания владеет лицензией на восточную часть Оренбургского месторождения. Оставшиеся акции «Газпром нефть Оренбург» (находятся в собственности ООО «Газпром добыча Оренбург») и часть инфраструктуры месторождения (находится в собственности ОАО «Газпром») будут приобретены после завершения необходимых корпоративных процедур. В заключение, в ноябре и декабре 2011 Компания завершила сделку по приобретению контрольного пакета акций 87,5% ОАО «Южуралнефтегаз», которому принадлежат лицензии на Капитоновское месторождение. Данные активы создают новый кластер добычи в Оренбургской области.

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

Приобретение ЗАО «Центр наукоемких технологий» и ОАО «Южуралнефтегаз» отвечает требованиям FASB ASC 805 «Сделки по объединению бизнеса», в связи с чем Компания применила метод приобретения. В таблице ниже приведена справедливая стоимость приобретенных активов и обязательств:

	По состоянию на дату приобретения
Оборотные активы	11
Основные средства	615
Прочие внеоборотные активы	-
Итого приобретенные активы	626
Краткосрочные обязательства	(27)
Прочие долгосрочные обязательства	(110)
Итого принятые обязательства	(137)
Итого идентифицируемые приобретенные активы и принятые обязательства	489
Доля меньшинства	(34)
Итого оплата	(455)
Гудвилл	-

Приобретение ЗАО «Газпром нефть Оренбург» у ОАО «Газпром» (материнская компания) рассматривается как объединение компаний под общим контролем и учитывается по исторической стоимости Газпрома. Соответственно, разница между ценой покупки 3,576 млрд. руб. (116 млн. долларов США, оплаченных денежными средствами) и исторической стоимостью 4,272 млрд. руб. (139 млн. долларов США) была отнесена на добавочный капитал в акционерном капитале за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

В следующих таблицах приведена информация по ЗАО «Газпром нефть Оренбург» по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 и за периоды, заканчивающиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг.:

	31 декабря 2011	31 декабря 2010
Активы		
Оборотные активы	53	46
Основные средства, нетто	456	552
Итого приобретенные активы	509	598
Краткосрочные обязательства	131	123
Прочие долгосрочные обязательства	140	200
Итого принятые обязательства	271	323
Итого акционерный капитал	147	170
Неконтролируемая доля участия	91	105
Итого обязательства и акционерный капитал	509	598

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)

	2011	2010	2009
Выручка	161	140	139
Износ, истощение и амортизация	33	30	28
Прочие операционные расходы	117	95	79
Итого	150	125	107
Операционная прибыль	11	15	32
Итого прочие расходы	(3)	(13)	(14)
Прибыль до налогообложения	8	2	18
Итого расход по налогу на прибыль	(8)	(3)	(2)
Чистая прибыль	16	5	20

4. Денежные средства и их эквиваленты

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. денежные средства и их эквиваленты представлены следующим образом:

	2011	2010
Денежные средства в банке – рубли	265	120
Денежные средства в банке – иностранная валюта	244	101
Банковские депозиты и прочие эквиваленты денежных средств	390	918
Денежные средства в кассе	15	7
Итого денежные средства и их эквиваленты	914	1 146

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. большая часть банковских депозитов представлена в российских рублях, 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 2011 и 2010 гг. дебиторская задолженность представлена следующим образом:

	2011	2010
Торговая дебиторская задолженность	2 167	1 616
Налог на добавленную стоимость	791	682
Дебиторская задолженность связанных сторон	222	117
Прочая дебиторская задолженность	778	541
Минус: резерв по сомнительной дебиторской задолженности	(396)	(356)
Итого дебиторская задолженность	3 562	2 600

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 prepaid налогов и прочей задолженности.

6. Товарно-материальные запасы

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. товарно-материальные запасы представлены следующим образом:

	2011	2010
Сырая нефть	441	339
Нефтепродукты	1 119	807
Сырье и материалы	515	587
Прочие запасы	268	141
Итого товарно-материальные запасы	2 343	1 874

В рамках управления запасами нефти Компания может заключать сделки 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 годы, закончившихся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг., представлена ниже:

	2011	2010	2009
Операции по купле-продаже нефти	2 598	1 698	1 227

7. Активы, предназначенные для продажи

В апреле 2010 года менеджмент Компании одобрил решение о продаже доли бизнеса в сфере оказания нефтесервисных услуг. 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. В 2011 г. Компания продала восемь из девяти нефтесервисных компаний за 304 млн. долларов США.

В мае 2011 г. Компания приняла решение о продаже ОАО «Меретояханефтегаз» до середины 2012 г.

Ниже представлена информация по активам, предназначенным для продажи, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.:

	2011	2010
Дебиторская задолженность, нетто	13	22
Товарно-материальные запасы	5	36
Прочие оборотные активы	1	22
Основные средства, нетто	38	108
Прочие нематериальные активы	3	1
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	21	-
Итого активы, предназначенные для продажи	81	189
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13	106
Налог на прибыль и прочие налоги к уплате	3	24
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	1	4
Итого обязательства по активам, предназначенным для продажи	17	134

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 2011 и 2010 гг. представлены следующим образом:

	2011	2010
Предоплаченные таможенные платежи	811	499
Авансы выданные	792	476
Расходы будущих периодов	12	28
Прочие активы	27	109
Итого прочие оборотные активы	1 642	1 112

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 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлены следующим образом:

	Процент долевого участия по состоянию на	Балансовая стоимость по состоянию на	
	31 декабря 2011	31 декабря 2011	31 декабря 2010
<i>Инвестиции в зависимые компании, учитываемые по методу долевого участия:</i>			
ОАО «НГК «Славнефть»	49.9	2 556	2 798
ОАО «Томскнефть ВНК»	50.0	1 249	1 334
Salym Petroleum Development N.V.	50.0	1 395	1 287
СеверЭнергия	25.5	781	894
Прочие		108	59
Итого инвестиции в зависимые компании, учитываемые по методу долевого участия		6 089	6 372
 <i>Итого долгосрочные инвестиции по стоимости приобретения</i>		 278	 290
<i>Долгосрочные займы выданные</i>		86	332
Итого долгосрочные финансовые вложения		6 453	6 994

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 2011, 2010 и 2009 гг., состоит из:

	2011	2010	2009
<i>Зависимые компании:</i>			
ОАО «НГК «Славнефть»	10	92	113
ОАО «Томскнефть ВНК»	101	55	138
Salym Petroleum Development N.V.	108	82	(44)
СеверЭнергия	(21)	(5)	-
Прочие	50	5	5
<i>Итого доля в чистой прибыли зависимых компаний</i>	248	229	212

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 2011 и 2010 гг. и за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг.:

	2011	2010
Оборотные активы	963	1 158
Внеоборотные активы	7 125	6 807
Итого обязательства	3 003	2 589
Выручка	5 427	4 311
Чистая прибыль	20	185

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.

Ниже представлена финансовая информация ОАО «Томскнефть» по состоянию 31 декабря 2011 и 2010 гг. и за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг.:

	2011	2010
Оборотные активы	617	631
Внеоборотные активы	3 251	3 420
Итого обязательства	2 062	2 093
Выручка	3 524	2 652
Чистая прибыль	203	111

В рамках приобретения Sibir в июне 2009 г. 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 Salym непосредственно связана с освоением Салымской группы нефтяных месторождений, расположенных в Ханты-Мансийском автономном округе 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

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

Ниже представлена финансовая информация Salym по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. и за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг.:

	2011	2010
Оборотные активы	389	294
Внеоборотные активы	890	934
Итого обязательства	619	798
Выручка	2 161	1 567
Чистая прибыль	429	332

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.

В течение 2011 г. ООО «Ямал Развитие» » (совместное предприятие, созданное Компанией и ОАО «Новатэк») завершило распределение стоимости бизнеса по СеверЭнергии.

Ниже представлена финансовая информация СеверЭнергии по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. и за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг.:

	2011	2010
Оборотные активы	156	162
Внеоборотные активы	5 161	4 671
Итого обязательства	1 885	1 232
Чистый убыток	(115)	(18)

Долгосрочные займы выданные

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. долгосрочные займы выданные, в основном, связанным сторонам составили 86 млн. долларов и 332 млн. долларов, соответственно. Процентная ставка варьируется от 0% до 15,0%. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. справедливая стоимость займов составила примерно 65 млн. долларов США и 279 млн. долларов США, соответственно, при средней ставке дисконтирования 8,13% и 8,03% за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно (ставка рефинансирования Центрального банка РФ).

10. Основные средства

Основные средства по состоянию на 31 декабря 2011 г. представлены следующим образом:

	Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация	Балансовая стоимость
Основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа	25 041	(12 891)	12 150
Основные средства, используемые в переработке нефти	5 272	(2 129)	3 143
Основные средства, используемые в маркетинговой и сбытовой деятельности	2 326	(431)	1 895
Прочие основные средства	303	(24)	279
Незавершенное строительство	1 846	-	1 846
Итого	34 788	(15 475)	19 313
Сравнительные показатели по состоянию на 31 декабря 2010 г.	30 420	(13 954)	16 466

11. Гудвилл и нематериальные активы

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. 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 2011 г. По состоянию на 31 декабря 2011 г. обесценение не признается.

Прочие нематериальные активы по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлены следующим образом:

	2011	2010
Лицензии	28	20
Программное обеспечение	191	172
Права на землю	493	535
Прочие нематериальные активы	40	24
Итого прочие нематериальные активы	752	751

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 сбытовыми активами. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. накопленная амортизация по правам на землю составила 55 млн. долларов США и 33 млн. долларов США, соответственно.

12. Краткосрочные кредиты и займы

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. краткосрочные кредиты и займы Компании представлены следующим образом:

	2011	2010
Банки	-	71
Связанные стороны	223	244
Прочие	24	10
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	1 030	1 415
Итого краткосрочные кредиты и займы	1 277	1 740

По состоянию на 31 декабря 2011 г. Компания имеет несколько беспроцентных займов от Томскнефти, в размере 206 млн. долларов США (231 млн. долларов США на 31 декабря 2010 г.), погашаемых в рублях. Займы подлежат погашению в период до сентября 2012 года. Томскнефть является связанной стороной Компании.

13. Кредиторская задолженность и начисленные обязательства

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлены следующим образом:

	2011	2010
Торговая кредиторская задолженность	981	853
Авансы, полученные от покупателей	318	342
Кредиторская задолженность перед связанными сторонами	305	223
Проценты начисленные к оплате	71	46
Прочие обязательства	403	459
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	2 078	1 923

14. Налог на прибыль и прочие налоги к уплате

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. налог на прибыль и прочие налоги к уплате представлены следующим образом:

	2011	2010
Налог на добычу полезных ископаемых	386	346
Налог на добавленную стоимость	310	207
Акциз	123	99
Налог на прибыль	62	137
Налог на имущество	42	46
Прочие налоги	74	49
Итого налог на прибыль и прочие налоги к уплате	997	884

Налоги, кроме налога на прибыль, за годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг., представлены ниже:

	2011	2010	2009
Налог на добычу полезных ископаемых	4 614	3 107	2 256
Акциз	2 845	1 743	1 412
Налог на имущество	213	182	127
Прочие налоги	366	269	232
Итого налоги, кроме налога на прибыль	8 038	5 301	4 027

15. Долгосрочные кредиты и займы

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. долгосрочные кредиты и займы Компании представлены следующим образом:

Облигации и банковские кредиты:	2011	2010
Российские рублевые облигации	2 112	1 247
Предэкспортное финансирование	1 500	1 500
Прочие банковские кредиты	2 754	3 455
Прочие займы	84	155
Текущая часть долгосрочной задолженности	(1 030)	(1 415)
Итого облигации и банковские кредиты:	5 420	4 942

21 апреля 2009 г. Компания разместила рублевые облигации (04 серия) в размере 10 млрд. рублей (311 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2011 г. включены в состав долгосрочных кредитов и займов, 328 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2010 г. включены в состав текущей части долгосрочных кредитов и займов). В апреле 2011 г. опцион на выкуп облигаций Компании был исполнен и в августе 2011 г., Компания осуществила вторичное размещение облигаций

в размере 6,1 млрд. рублей, что приблизительно составляет 192 млн. долларов США. Облигации подлежат погашению в 2019 г., ставка купона составляет 8,2% годовых с полугодовым периодом выплаты купона.

21 июля 2009 г. Компания разместила семилетние рублевые облигации (03 серия) в размере 8 млрд. рублей (248 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2011 г., вся сумма включена в состав краткосрочных кредитов и займов и 263 млн. долларов по состоянию на 31 декабря 2010 г., вся сумма включена в состав долгосрочных кредитов и займов). Ставка купона составила 14,75% в год с трехлетним опционом и полугодовым периодом выплаты купона.

13 апреля 2010 г. Компания разместила трехлетние рублевые облигации (05 и 06 серии) в размере 20 млрд. рублей (621 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2011 г. и 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.

8 февраля 2011 г. Компания разместила пятилетние рублевые облигации (08 серия) в размере 10 млрд. рублей (311 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2011 г. в составе долгосрочных кредитов и займов). Ставка купона составила 8,5% в год с полугодовым периодом выплаты купона.

8 февраля 2011 г. Компания разместила десятилетние рублевые облигации (09 серия) в размере 10 млрд. рублей (311 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2011 г. в составе долгосрочных кредитов и займов). Ставка купона составила 8,5% в год с пятилетним опционом и полугодовым периодом выплаты купона.

8 февраля 2011 г. Компания разместила десятилетние рублевые облигации (10 серия) в размере 10 млрд. рублей (311 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2011 г. в составе долгосрочных кредитов и займов). Ставка купона составила 8,9% в год с семилетним опционом и полугодовым периодом выплаты купона.

В июле 2010 года была завершена синдикация по предоставлению Компании пятилетнего кредита в размере 1,5 млрд. долларов США (309 млн. долларов США включены в состав текущей части долгосрочных кредитов и займов по состоянию на 31 декабря 2011 г.). В качестве ведущих организаторов и букраннеров выступили банки The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Natixis SA и Societe Generale. Процентная ставка по кредиту составит LIBOR + 1,6%, кредит подлежит погашению в июле 2015 года (LIBOR + 2,1% по состоянию на 31 декабря 2010 г.).

По состоянию на 31 декабря 2011 г. Компания имеет долгосрочные кредиты на общую сумму 2 754 млн. долларов США от нескольких банков, в основном предоставленные в долларах США (включая 470 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов). По состоянию на 31 декабря 2010 г. общая сумма долгосрочных кредитов Компании от нескольких банков составляла 3 455 млн. долларов США (включая 1 059 млн. долларов США в составе текущей части долгосрочных кредитов и займов). Процентные ставки по кредитам варьировались по плавающим ставкам: от LIBOR плюс 0,5% до LIBOR плюс 5% и по фиксированным ставкам: от 5% до 6,75%.

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 2011 и 2010 гг., соответственно.

Долгосрочные кредиты по срокам погашения по состоянию на 31 декабря 2011 г. представлены следующим образом:

<u>Год погашения</u>	<u>Сумма к погашению</u>
2012	1 030
2013	2 187
2014	928
2015	621
2016 и далее	1 684
	6 450

16. Обязательства, связанные с выбытием основных средств

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

	2011	2010
<i>Остаток по состоянию на 1 января</i>	429	381
Изменение в оценке	(25)	49
Начисление новых обязательств	(28)	16
Расходы по существующим обязательствам	(32)	(44)
Амортизация дисконта	49	27
<i>Остаток по состоянию на 31 декабря 2011г./ 31 декабря 2010 г.</i>	393	429

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. 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 до 31 декабря 2011 г.

Справедливая стоимость обязательства по плану определена с использованием модели оценки Блэка-Шоулза-Мертон, 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.

В консолидированном отчете о прибылях и убытках Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., отражены расходы по выплате вознаграждения по плану SAR на сумму 10 млн. долларов США и 38 млн. долларов США, соответственно. Данные расходы включены в состав коммерческих, общехозяйственных и административных расходов. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. отражен оценочный резерв по выплате вознаграждения по плану SAR на сумму 59 млн. долларов США и 47 млн. долларов США, соответственно, в составе прочих обязательств Компании.

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.

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 использует оценки 3 уровня для отражения валютных форвардных деривативов. Данные инструменты оценены с использованием модели Монте Карло, которая предусматривает допущения в отношении изменения форвардных курсов и волатильности обменного курса.

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 2011 и 2010 гг. Компания имеет незавершенные контракты по валютным форвардным сделкам условной стоимостью 3 609 млн. долларов США и 1 265 млн. долларов США, соответственно.

В нижеприведенной таблице, представлена справедливая стоимость и соответствующие статьи баланса по производным финансовым инструментам Компании по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.:

	2011	2010
Активы		
Прочие оборотные активы	2	96
Прочие внеоборотные активы	-	97
Итого активы	2	193
Обязательства		
Прочие текущие обязательства	213	-
Прочие долгосрочные обязательства	-	-
Итого обязательства	213	0
Нереализованная прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря	(404)	59

19. Налог на прибыль

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

	2011	2010	2009
Расход по налогу на прибыль	1 173	884	801
(Доход) / расход по отложенному налогу на прибыль	71	(43)	13
Итого расход по налогу на прибыль	1 244	841	814

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

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:

	2011	2010	2009
Прибыль до налогообложения	6 831	4 279	3 915
Законодательно установленная ставка налога на прибыль	20,0%	20,0%	20,0%
«Условный» расход по налогу на прибыль	1 366	856	783
Добавление (исключение) влияния:			
Эффекта от применения пониженных ставок по доходу, полученному за рубежом	(105)	(7)	(4)
Разницы между установленной налоговой ставкой и ставкой налогообложения дивидендов	-	(21)	(15)
Расходов, не уменьшающие налогооблагаемую базу, и прочие постоянные разницы	(17)	13	50
Налог на прибыль	1 244	841	814
Эффективная налоговая ставка	18,2%	19,7%	20,8%

Временные разницы 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:

	2011	2010
Активы и обязательства, возникающие в результате налогового эффекта от:		
Резерва под сомнительную дебиторскую задолженность	16	-
Расходов будущих периодов	3	-
Краткосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	19	0
Обязательств, связанных с выбытием основных средств	74	84
Налоговых убытков, перенесенных на будущее	19	18
Основных средств и прочих внеоборотных активов и обязательств	121	118
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	214	220
Инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	-	(10)
Основных средств и прочих внеоборотных активов	(1 014)	(806)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(1 014)	(816)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(781)	(596)

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 95 млн. долларов США и 90 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., что привело к возникновению актива по отложенному налогу на прибыль на сумму 19 млн. долларов США и 18 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. В 2011 году налоговые органы инициировали проверку Компании и ее основных дочерних обществ за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. На дату подписания консолидированной финансовой отчетности Руководству Компании не известно о существенных налоговых рисках, возникших в результате данных проверок.

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 проверке могут быть подвергнуты более длительные периоды. В настоящий момент 2009, 2010 и 2011 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.

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>
Стоимость переработки	\$ 34
Покупка сырой нефти, газа и нефтепродуктов	1

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 2011, 2010 и 2009 гг., представлена ниже:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Стоимость переработки	276	258	218
Покупка сырой нефти, газа и нефтепродуктов	2 371	1 750	1 729
Продажа сырой нефти и нефтепродуктов	1 427	1 160	720

По состоянию на 31 декабря 2011 г. кредиторская задолженность Компании перед Славнефтью составляет 377 млн. долларов США, а дебиторская задолженность Компании от Славнефти составляет 111 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2010 г. кредиторская задолженность Компании перед Славнефтью составляла 46 млн. долларов США, а дебиторская задолженность Компании от Славнефти составляла 41 млн. долларов США.

Группа Газпром (Газпром)

Компания осуществляет множество операций с группой Газпром, ее основным акционером. В результате приобретения 61,8% доли в ЗАО «Газпром нефть Оренбург» Компания включила операции между Оренбургом и Газпромом в раскрытие по операциям со связанными сторонами (см. примечание 3).

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)

Информация об операциях с группой Газпром за годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг., представлена ниже:

	2011	2010	2009
Продажа нефтепродуктов	194	154	157

По состоянию на 31 декабря 2011 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Газпром составляет 33 млн. долларов США, а дебиторская задолженность Компании от группы Газпром составляет 49 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2010 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Газпром составляла 9 млн. долларов США, дебиторская задолженность Компании от группы Газпром составляла 27 млн. долларов США.

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. денежные средства и депозиты, размещенные в Газпромбанке, составляют 127 млн. долларов США и 176 млн. долларов США, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. кредит в размере 624 млн. долларов США, полученный от Gazprombank (Швейцария) Ltd., являющегося связанной стороной Компании, был включен в состав долгосрочных банковских кредитов. В августе 2011 г. кредит был полностью погашен.

Группа Томскнефть (Томскнефть)

Компания осуществляет множество операций с группой Томскнефть. Информация об операциях с группой Томскнефть за годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг., представлена ниже:

	2011	2010	2009
Покупка сырой нефти, газа и нефтепродуктов	1 574	1 148	997

По состоянию на 31 декабря 2011 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Томскнефть составляет 20 млн. долларов США, дебиторская задолженность Компании от группы Томскнефть составляет 9 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2010 г. кредиторская задолженность Компании перед группой Томскнефть составляла 15 млн. долларов США, дебиторская задолженность Компании от группы Томскнефть составляла 11 млн. долларов США.

Salym Petroleum Development (SPD)

Начиная с 23 июня 2009 г. (дата приобретения Sibir) Компания совершала операции с SPD. Информация об операциях с SPD за годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг., представлена ниже:

	2011	2010	2009
Покупка сырой нефти	1 107	871	554

По состоянию на 31 декабря 2011 г. кредиторская задолженность Компании перед SPD составляет 98 млн. долларов США, дебиторская задолженность Компании от SPD составляет 5 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2010 г. кредиторская задолженность Компании перед группой SPD составляла 86 млн. долларов США, дебиторская задолженность Компании от SPD составляла 4 млн. долларов США.

22. Сегментная информация

Ниже представлена информация по производственным сегментам Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. Компания определила свои производственные сегменты, основываясь на различиях в характере операций и учитывая подход руководства при принятии решений касательно распределения ресурсов и оценки эффективности Компании.

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

Скорректированная EBITDA представляет собой EBITDA Компании и долю в EBITDA зависимых компаний. Руководство полагает, что скорректированная 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 по состоянию и за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.:

	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Элиминация	Консолиди- рованные данные
Выручка от реализации внешним покупателям	430	43 742	-	44 172
Межсегментная выручка	10 431	88	(10 519)	-
Итого	10 861	43 830	(10 519)	44 172
EBITDA	4 646	5 512	-	10 158
Капитальные вложения	2 365	1 664	-	4 029
Износ, истощение и амортизация	1 473	490	-	1 963
Расход по налогу на прибыль	206	1 038	-	1 244
Сегментные активы по состоянию на 31 декабря 2011 г.	20 148	29 189	(12 654)	36 683

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

	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Элиминация	Консолиди- рованные данные
Выручка от реализации внешним покупателям	293	32 619	-	32 912
Межсегментная выручка	7 207	392	(7 599)	-
Итого	7 500	33 011	(7 599)	32 912
EBITDA	3 109	4 162	-	7 271
Капитальные вложения	2 430	871	-	3 301
Износ, истощение и амортизация	1 292	357	-	1 649
Расход по налогу на прибыль	183	658	-	841
Сегментные активы по состоянию на 31 декабря 2010 г.	18 669	24 921	(10 928)	32 662

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)

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

	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Элиминация	Консолиди- рованные данные
Выручка от реализации внешним покупателям	215	24 090	-	24 305
Межсегментная выручка	6 519	66	(6 585)	-
Итого	6 734	24 156	(6 585)	24 305
EBITDA	3 301	2 736	-	6 037
Капитальные вложения	2 053	582	-	2 635
Износ, истощение и амортизация	1 330	173	-	1 503
Расход по налогу на прибыль	150	664	-	814

Скорректированная EBITDA за годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. представлена следующим образом:

	2011	2010	2009
Скорректированная EBITDA	10 158	7 271	6 037
Доля Компании в EBITDA зависимых компаний	(1 216)	(949)	(931)
Доходы от инвестиций	104	9	470
Доходы от долевого участия в зависимых компаниях	248	229	212
(Отрицательная) / положительная курсовая разница, нетто	(172)	(24)	45
Прочие расходы, нетто	(65)	(309)	(143)
Проценты к уплате	(329)	(347)	(380)
Проценты к получению	66	48	108
Износ, истощение и амортизация	(1 963)	(1 649)	(1 503)
Прибыль до налогообложения	6 831	4 279	3 915

За годы, закончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг., доля выручки от реализации одному из покупателей Компании составила приблизительно 6,4%, 13,5% и 18,5% 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 2011, 2010 и 2009 гг., представлена следующим образом:

	2011	2010	2009
Экспорт и продажи на международном рынке	23 531	18 828	14 154
Внутренний рынок	17 788	11 676	8 251
СНГ	2 853	2 408	1 900
Итого выручка от реализации внешним покупателям	44 172	32 912	24 305

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

7 февраля 2012 Компания разместила облигации серии 11 номинальным объемом 10 млрд. руб. (около 332 млн. долларов США) со сроком погашения 10 лет с даты начала размещения. Ставка купона составляет 8,25 % годовых. По выпуску предусмотрена трехлетняя оферта.

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 2011, 2010 и 2009 гг.:

	2011	2010	2009
Консолидируемые дочерние компании			
Недоказанные нефтегазовые активы	40	-	-
Доказанные нефтегазовые активы	24 028	21 910	19 563
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(12 581)	(11 634)	(10 494)
Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа	11 447	10 276	9 069
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия			
Доказанные нефтегазовые активы	7 247	6 962	6 092
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(2 829)	(2 215)	(1 693)
Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа	4 418	4 747	4 399
Итого капитализированные затраты консолидируемых дочерних компаний и компаний, учитываемых по методу долевого участия	15 865	15 023	13 468

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)

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

	2011	2010	2009
Консолидируемые дочерние компании			
Затраты на геологоразведку	74	91	147
Затраты на разработку	2 229	2 351	1 976
Понесенные затраты	2 303	2 442	2 123
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия			
Затраты на геологоразведку	39	37	25
Затраты на разработку	882	785	722
Понесенные затраты	921	822	747
Итого затраты, понесенные консолидируемыми обществами и компаниями, учитываемыми по методу долевого участия	3 224	3 264	2 870

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 2011, 2010 и 2009 гг., представлены в следующей таблице:

	2011	2010	2009
Консолидируемые дочерние компании			
Выручка:			
Продажи	6 756	5 841	5 428
Передача	7 127	5 190	3 842
Итого выручка	13 883	11 031	9 270
Затраты на добычу	(1 478)	(1 236)	(1 217)
Расходы на геологоразведку	(74)	(91)	(147)
Износ истощение и амортизация	(1 514)	(1 290)	(1 330)
Налоги, кроме налога на прибыль	(8 091)	(6 343)	(4 486)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	2 726	2 071	2 090
Расходы по налогу на прибыль	(620)	(398)	(404)
Результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа	2 106	1 673	1 686
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия			
Выручка:			
Продажи	5 206	3 719	3 071
Итого выручка	5 206	3 719	3 071
Затраты на добычу	(942)	(783)	(674)
Расходы на геологоразведку	(21)	(25)	(16)
Износ, истощение и амортизация	(898)	(692)	(551)
Налоги, кроме налога на прибыль	(2 940)	(1 895)	(1 351)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	405	324	479
Расход по налогу на прибыль	(61)	(62)	(96)
Результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа	344	262	383
Итого результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа по консолидируемым обществам и компаниям, учитываемым по методу долевого участия	2 450	1 935	2 069

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

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»
Примечания к консолидированной финансовой отчетности
(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 и млрд. куб. футов, соответственно), по состоянию на 31 декабря:

Объемы доказанных запасов нефти в млн. баррелей

	2011	2010	2009
Консолидируемые дочерние компании			
На начало года	3 605	3 385	3 004
Добыча	(233)	(233)	(225)
Приобретение новых запасов	262	-	15
Пересмотр предыдущих оценок и увеличение нефтеотдачи	404	453	591
На конец года	4 038	3 605	3 385
Доля меньшинства в доказанных запасах	(91)	(5)	(2)
Доказанные запасы, скорректированные на долю меньшинства	3 947	3 599	3 383
Доказанные разработанные запасы	2 218	2 038	2 121
Доказанные неразработанные запасы	1 820	1 567	1 264
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия			
На начало года	1 679	1 933	1 541
Добыча	(137)	(137)	(125)
Приобретение новых запасов	-	80	277
Пересмотр предыдущих оценок и увеличение нефтеотдачи	175	(197)	240
На конец года	1 717	1 679	1 933
Доказанные разработанные запасы	918	930	1 340
Доказанные неразработанные запасы	799	749	593
Итого доказанные запасы консолидируемых обществ и компаний, учитываемых по методу долевого участия – на конец года	5 665	5 278	5 316

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)

Объемы доказанных запасов газа в млрд. куб. футов			
	-		
	2011	2010	2009
Консолидируемые дочерние компании			
На начало года	2 795	1 650	1 458
Добыча	(346)	(172)	(162)
Приобретение новых запасов	8	-	-
Пересмотр предыдущих оценок и увеличение нефтеотдачи	1 875	1 318	354
На конец года	4 332	2 795	1 650
Доля меньшинства в доказанных запасах	-	-	-
Доказанные запасы, скорректированные на долю меньшинства	4 332	2 795	1 650
Доказанные разработанные запасы	2 843	1 603	782
Доказанные неразработанные запасы	1 489	1 192	868
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия			
На начало года	2 615	871	812
Добыча	(51)	(49)	(43)
Приобретение новых запасов	-	2 016	-
Пересмотр предыдущих оценок и увеличение нефтеотдачи	1 189	(223)	102
На конец года	3 753	2 615	871
Доказанные разработанные запасы	609	504	792
Доказанные неразработанные запасы	3 144	2 111	79
Итого доказанные запасы консолидируемых обществ и компаний, учитываемых по методу долевого участия – на конец года	8 085	5 410	2 521

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

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)

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.

	2011	2010	2009
Консолидируемые дочерние компании			
Поступление денежных средств будущих периодов	278 337	180 418	136 982
Затраты будущих периодов на добычу	(181 278)	(124 810)	(87 936)
Затраты будущих периодов на разработку	(13 182)	(9 898)	(7 434)
Налог на прибыль будущих периодов	(14 200)	(6 778)	(6 558)
Потоки денежных средств будущих периодов	69 677	38 932	35 054
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования	(37 015)	(20 892)	(17 230)
<i>Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков</i>	32 662	18 040	17 824
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия			
Поступление денежных средств будущих периодов	134 642	100 158	80 870
Затраты будущих периодов на добычу	(101 964)	(77 813)	(38 781)
Затраты будущих периодов на разработку	(7 450)	(6 542)	(20 300)
Налог на прибыль будущих периодов	(4 385)	(2 799)	(4 488)
Потоки денежных средств будущих периодов	20 843	13 004	17 301
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования	(10 304)	(6 587)	(8 827)
<i>Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых движений денежных средств</i>	10 539	6 417	8 474
Итого стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков по консолидируемым обществам и компаниям, учитываемым по методу долевого участия	43 201	24 457	26 298

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)

Изменения в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых денежных потоков

	2011	2010	2009
Консолидируемые дочерние компании			
Дисконтированная приведенная стоимость на начало года	18 039	17 824	12 085
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом расходов на добычу и прочих операционных расходов	(4 363)	(3 451)	(3 568)
Чистое изменение цены на баррель, за вычетом затрат на добычу и прочих операционных расходов	12 836	(276)	4 801
Изменение будущих затрат на разработку	(2 291)	(865)	(1 997)
Затраты на разработку за период	2 303	2 442	2 123
Пересмотр предыдущих оценок	6 215	4 045	4 079
Начисление дисконта	(3 037)	(264)	(946)
Чистое изменение налога на прибыль	3 851	2 127	2 092
Прочие	(890)	(3 543)	(845)
Дисконтированная приведенная стоимость на конец года	32 663	18 039	17 824
Доля Компании в компаниях, учитываемых по методу долевого участия			
Дисконтированная приведенная стоимость на начало года	6 418	8 473	3 553
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом расходов на добычу и прочих операционных расходов	(3 337)	(2 447)	(880)
Чистое изменение цены на баррель, за вычетом затрат на добычу и прочих операционных расходов	3 598	(3 001)	3 085
Изменение будущих затрат на разработку	(966)	(1 532)	(219)
Затраты на разработку за период	977	822	661
Пересмотр предыдущих оценок	551	257	647
Начисление дисконта	(2 143)	1 405	(701)
Чистое изменение налога на прибыль	2 869	1 007	1 058
Чистое изменение в связи с приобретением новых запасов	-	767	2 299
Прочие	2 572	666	(1 029)
Дисконтированная приведенная стоимость на конец года	10 539	6 417	8 474

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