Приложение 2: Консолидированная финансовая отчетность ОАО «НК «Роснефть», составленная в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) за 2011, 2012 и 2013 годы

ОАО «Нефтяная Компания «Роснефть»

Консолидированная финансовая отчетность

31 декабря 2011 г.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированная финансовая отчетность

31 декабря 2011 г.

Содержание

Заключение независимых аудиторов 1

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный баланс 3
Консолидированный отчет о совокупном доходе 4
Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале 5
Консолидированный отчет о движении денежных средств 6
Примечания к консолидированной финансовой отчетности 8

Ernst & Young LLC
Sadovnicheskaya Nab., 77, bld. 1
Moscow, 115035, Russia
Tel: +7 (495) 705 9700
+7 (495) 755 9700
Fax: +7 (495) 755 9701
www.ey.com/russia

ООО «Эрнст энд Янг»
Россия, 115035, Москва
Садовническая наб., 77, стр. 1
Тел: +7 (495) 705 9700
+7 (495) 755 9700
Факс: +7 (495) 755 9701
ОКПО: 59002827

Заключение независимых аудиторов

Акционерам и Совету директоров
ОАО «Нефтяная компания «Роснефть»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» и его дочерних предприятий (далее совместно именуемых «Компания»), которая включает консолидированный баланс по состоянию на 31 декабря 2011 г., консолидированный отчет о совокупном доходе, консолидированный отчет об изменениях капитала и консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учетной политики и другую пояснительную информацию.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчетности

Руководство Компании несет ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибки.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы и спланировали и провели аудит с тем, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения консолидированной финансовой отчетности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в консолидированной финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления консолидированной финансовой отчетности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля компании. Аудит также включает оценку уместности выбранной учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения.

Мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Компании на 31 декабря 2011 г., а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Прочие вопросы

Целью нашего аудита являлось формирование мнения в отношении консолидированной финансовой отчетности в целом. Сопроводительная информация к консолидированной финансовой отчетности, раскрытая на стр. 91 под заголовком «Дополнительная нефтегазовая информация», представлена для целей дополнительного анализа и не попадает в сферу действия Международных стандартов финансовой отчетности. В ходе проведенной нами аудиторской проверки финансовой отчетности мы не выполняли аудиторские процедуры в отношении данной информации и, соответственно, не выражаем мнения в отношении данной информации.

Ранее мы провели в соответствии со стандартами аудита, общепринятыми в США, аудиторскую проверку консолидированного баланса Компании по состоянию на 31 декабря 2011 г., а также соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках и о совокупном доходе, об изменениях в акционерном капитале и о движении денежных средств за год по указанную дату, подготовленных в соответствии с принципами учета, общепринятыми в США, и выразили безусловно-положительное аудиторское заключение 3 февраля 2012 г. по этой консолидированной финансовой отчетности.

ООО „Эрнст энд Янг"

1 марта 2012 г.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный баланс

(В миллиардах российских рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	На 1 января 2009 г.	На 1 января 2009 г.
АКТИВЫ					
Оборотные активы:					
Денежные средства и их эквиваленты	18	**166**	127	60	40
Денежные средства с ограничением к использованию	18	**4**	1	1	–
Финансовые активы	19	**150**	211	76	50
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва в сумме 5; 4; 3 и 4, соответственно	20	**217**	155	120	89
Товарно-материальные запасы	21	**126**	65	56	44
Авансы выданные и прочие оборотные активы	22	**152**	137	137	150
Итого оборотные активы		**815**	696	450	373
Внеоборотные активы:					
Основные средства	23	**2 231**	2 051	1 983	1 936
Нематериальные активы	24	**22**	23	24	20
Финансовые активы	25	**34**	28	47	18
Инвестиции в зависимые компании и совместную деятельность	26	**114**	63	68	64
Банковские кредиты выданные, за вычетом резерва в сумме 1,0; 0,4; 0,5 и 0,4, соответственно		**13**	9	10	10
Отложенные налоговые активы	15	**13**	9	10	8
Гудвилл	24	**132**	132	132	132
Прочие внеоборотные нефинансовые активы	27	**3**	2	1	1
Итого внеоборотные активы		**2 562**	2 317	2 275	2 189
Активы для продажи	25	**–**	2	–	–
Итого активы		**3 377**	3 015	2 725	2 562
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ					
Краткосрочные обязательства:					
Кредиторская задолженность и начисления	28	**181**	113	104	89
Займы и кредиты	29	**152**	167	237	414
Обязательства по финансовой аренде	29	**1**	1	1	1
Обязательства по производным финансовым инструментам	30	**4**	6	5	6
Обязательства по налогу на прибыль		**3**	6	4	3
Обязательства по прочим налогам	31	**66**	53	45	28
Резервы	32	**6**	5	8	2
Прочие краткосрочные обязательства		**1**	1	1	1
Итого краткосрочные обязательства		**414**	352	405	544
Долгосрочные обязательства:					
Займы и кредиты	29	**596**	549	472	293
Обязательства по финансовой аренде	29	**5**	3	3	3
Отложенные налоговые обязательства	15	**234**	240	268	276
Резервы	32	**57**	47	21	21
Прочие долгосрочные обязательства	34	**2**	32	41	45
Итого долгосрочные обязательства		**894**	871	805	638
Обязательства по активам для продажи	25	**–**	1	–	–
Капитал:					
Уставный капитал	35	**1**	1	1	1
Собственные акции, выкупленные у акционеров	35	**(224)**	(221)	(221)	(221)
Добавочный капитал	35	**386**	396	396	396
Прочие фонды и резервы		**(5)**	(5)	(2)	(1)
Нераспределенная прибыль		**1 877**	1 588	1 317	1 181
Итого акционерный капитал		**2 035**	1 759	1 491	1 356
Неконтролирующие доли	16	**34**	32	24	24
Итого капитал		**2 069**	1 791	1 515	1 380
Итого обязательства и капитал		**3 377**	3 015	2 725	2 562

Президент _____ Э.Ю. Худайнатов 01 марта 2012 г.

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет о совокупном доходе

(В миллиардах российских рублей, за исключением прибыли на акцию)

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря 2011 г.	2010 г.	2009 г.
Выручка от реализации				
Реализация нефти и газа	7	**1 392**	1 056	779
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	7	**1 265**	810	653
Вспомогательные услуги и прочая реализация		**45**	49	40
Итого выручка от реализации		**2 702**	1 915	1 472
Затраты и расходы				
Производственные и операционные расходы		**189**	144	128
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти		**298**	72	59
Общехозяйственные и административные расходы		**52**	51	45
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку		**216**	212	171
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа		**13**	14	11
Износ, истощение и амортизация		**213**	202	168
Налоги, кроме налога на прибыль	8	**498**	331	254
Экспортная пошлина	9	**790**	509	379
Итого затраты и расходы		**2 269**	1 535	1 215
Операционная прибыль		**433**	380	257
Финансовые доходы	10	**20**	20	16
Финансовые расходы	11	**(19)**	(21)	(24)
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	26	**16**	4	6
Прочие расходы	12	**(45)**	(24)	(43)
Прибыль до налогообложения		**405**	359	212
Налог на прибыль	15	**(86)**	(58)	(57)
Чистая прибыль		**319**	301	155
Прочий совокупный доход				
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций		**(1)**	(3)	(1)
Доходы от изменения справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, за вычетом налога		**1**	–	–
Итого прочий совокупный доход, за вычетом налогов		–	(3)	(1)
Общий совокупный доход, за вычетом налогов		**319**	298	154
Чистая прибыль				
относящаяся к акционерам Роснефти		**316**	293	155
относящаяся к неконтролирующим долям		**3**	8	–
Общий совокупный доход, за вычетом налогов				
относящийся к акционерам Роснефти		**316**	290	154
относящийся к неконтролирующим долям		**3**	8	–
Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в рублях) – базовая и разводненная прибыль	17	**32,95**	30,53	16,15

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале

(В миллиардах российских рублей, за исключением данных по акциям)

	Количество акций (млн шт.)	Уставный капитал	Добавочный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Прочие фонды и резервы	Нераспределенная прибыль	Итого акционерный капитал	Неконтролирующие доли	Итого капитал
Остаток на 1 января 2009 г.	**9 598**	**1**	**396**	**(221)**	**(1)**	**1 181**	**1 356**	**24**	**1 380**
Чистая прибыль за год	–	–	–	–	–	155	155	–	155
Прочий совокупный доход	–	–	–	–	(1)	–	(1)	–	(1)
Общий совокупный доход	**–**	**–**	**–**	**–**	**(1)**	**155**	**154**	**–**	**154**
Выкуп акций (Примечание 35)	(1)	–	–	–	–	–	–	–	–
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	–	–	–	–	–	(19)	(19)	–	(19)
Остаток на 31 декабря 2009 г.	**9 597**	**1**	**396**	**(221)**	**(2)**	**1 317**	**1 491**	**24**	**1 515**
Чистая прибыль за год	–	–	–	–	–	293	293	8	301
Прочий совокупный доход	–	–	–	–	(3)	–	(3)	–	(3)
Общий совокупный доход	**–**	**–**	**–**	**–**	**(3)**	**293**	**290**	**8**	**298**
Продажа акций (Примечание 35)	2	–	–	–	–	–	–	–	–
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	–	–	–	–	–	(22)	(22)	–	(22)
Остаток на 31 декабря 2010 г.	**9 599**	**1**	**396**	**(221)**	**(5)**	**1 588**	**1 759**	**32**	**1 791**
Чистая прибыль за год	–	–	–	–	–	316	316	3	319
Прочий совокупный доход	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Общий совокупный доход	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**316**	**316**	**3**	**319**
Выкуп акций (Примечание 35)	(11)	–	–	(3)	–	–	(3)	–	(3)
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	–	–	–	–	–	(27)	(27)	–	(27)
Изменение долей участия в дочерних компаниях (Примечание 35)	–	–	(10)	–	–	–	(10)	(1)	(11)
Остаток на 31 декабря 2011 г.	**9 588**	**1**	**386**	**(224)**	**(5)**	**1 877**	**2 035**	**34**	**2 069**

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(В миллиардах российских рублей)

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря 2011 г.	2010 г.	2009 г.
Операционная деятельность				
Чистая прибыль		**319**	301	155
Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности:				
Износ, истощение и амортизация		**213**	202	168
Убыток от реализации и выбытия внеоборотных активов		**19**	15	17
Затраты по непродуктивным скважинам		**4**	4	6
Убыток от курсовых разниц		**31**	–	10
Прибыль от списания векселей	29	**–**	(5)	(7)
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	26	**(16)**	(4)	(6)
Финансовые расходы	11	**19**	21	24
Финансовые доходы	10	**(20)**	(20)	(16)
Расход по налогу на прибыль	15	**86**	58	57
Прибыль от списания активов и обязательств, нетто		**(10)**	–	–
Убыток/(прибыль) от резерва под сомнительные долги		**2**	1	(1)
Изменения в операционных активах и обязательствах:				
Увеличение дебиторской задолженности, без учета резерва		**(88)**	(22)	(25)
Увеличение денежных средств с ограниченным использованием		**(3)**	–	(1)
Увеличение товарно-материальных запасов		**(61)**	(9)	(12)
(Увеличение)/уменьшение авансов выданных и прочих оборотных активов		**(15)**	–	13
Увеличение кредиторской задолженности и начислений		**82**	13	15
Увеличение обязательств по прочим налогам		**20**	11	13
Увеличение краткосрочных резервов		**1**	–	7
(Уменьшение)/увеличение прочих краткосрочных обязательств		**(4)**	1	(1)
Уменьшение прочих долгосрочных обязательств		**(10)**	(9)	(4)
Выдача долгосрочных банковских займов		**(53)**	(105)	(40)
Погашение долгосрочных банковских займов		**48**	106	40
Приобретение торговых ценных бумаг		**(64)**	(34)	(32)
Реализация торговых ценных бумаг		**68**	27	18
Чистые денежные средства от операционной деятельности до уплаты налога на прибыль и процентов		**568**	552	398
Платежи по налогу на прибыль		**(102)**	(86)	(51)
Проценты полученные		**13**	5	3
Дивиденды полученные		**8**	7	5
Чистые денежные средства от операционной деятельности		**487**	478	355

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет о движении денежных средств (продолжение)

(В миллиардах российских рублей)

	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря 2011 г.	2010 г.	2009 г.
Инвестиционная деятельность				
Капитальные затраты		**(391)**	(264)	(235)
Покупка лицензий		**(7)**	(4)	(3)
Приобретение прав на использование товарных знаков «Сочи 2014»		**(1)**	(1)	(3)
Приобретение краткосрочных финансовых активов		**(99)**	(152)	(100)
Выручка от реализации краткосрочных финансовых активов		**187**	64	79
Приобретение краткосрочных векселей		**(35)**	(8)	–
Выручка от реализации краткосрочных векселей		**10**	–	–
Приобретение долгосрочных финансовых активов		**(5)**	(9)	(81)
Выручка от реализации долгосрочных финансовых активов		**–**	5	23
Приобретение долей в зависимых компаниях и совместной деятельности		**(47)**	–	–
Продажа основных средств		**2**	1	1
Передача денежной маржи по сделке РЕПО		**–**	–	(9)
Возврат денежной маржи по сделке РЕПО		**–**	–	38
Размещение денежных средств по сделке обратного РЕПО		**(31)**	(12)	(1)
Получение денежных средств по сделке обратного РЕПО		**23**	1	–
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		**(394)**	(379)	(291)
Финансовая деятельность				
Поступление краткосрочных кредитов и займов		**25**	5	30
Выплата краткосрочных кредитов и займов		**(17)**	(20)	(223)
Поступление долгосрочных кредитов и займов		**124**	187	371
Выплата долгосрочных кредитов и займов		**(123)**	(163)	(183)
Приобретение неконтролирующих долей в дочерних обществах		**(11)**	–	–
Дивиденды, выплаченные акционерам		**(27)**	(22)	(19)
Дивиденды, выплаченные неконтролирующим акционерам дочерних компаний		**–**	–	(1)
Выкуп собственных акций		**(3)**	–	–
Проценты уплаченные		**(24)**	(19)	(20)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		**(56)**	(32)	(45)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		**37**	67	19
Денежные средства и их эквиваленты в начале отчетного периода		**127**	60	40
Эффект от курсовых разниц на денежные средства и их эквиваленты		**2**	–	1
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода		**166**	127	60

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

1. Общие сведения

Основной деятельностью Открытого Акционерного Общества (далее по тексту «ОАО») «Нефтяная Компания «Роснефть» (далее по тексту «Роснефть») и ее дочерних предприятий (далее по тексту совместно именуемых «Компания») является разведка, разработка, добыча и реализация нефти и газа, а также производство, транспортировка и реализация продуктов их переработки в Российской Федерации и за рубежом.

Государственное предприятие («ГП») «Роснефть» было преобразовано в открытое акционерное общество 7 декабря 1995 г. Все активы и обязательства, ранее находившиеся под управлением предприятия ГП «Роснефть», были переданы Компании по балансовой стоимости на дату учреждения вместе с правами собственности, принадлежавшими Правительству Российской Федерации (далее «Государство») в других приватизированных нефтегазовых предприятиях. Передача активов и обязательств была осуществлена в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29 сентября 1995 г. № 971 «О преобразовании государственного предприятия «Роснефть» в открытое акционерное общество «Нефтяная Компания «Роснефть». Такая передача представляет собой реорганизацию активов, находящихся под контролем Государства, и поэтому для ее отражения берется балансовая стоимость. В 2005 году акции «Роснефти» были переданы Государством в качестве взноса в уставный капитал компании ОАО «Роснефтегаз». По состоянию на 31 декабря 2005 г. 100% акций «Роснефти» минус одна акция находились в собственности ОАО «Роснефтегаз», одна акция находилась в собственности Федерального агентства по управлению федеральным имуществом Российской Федерации. В дальнейшем доля ОАО «Роснефтегаз» была снижена в связи с реализацией акций в ходе первичного публичного размещения акций «Роснефти» в России, реализацией глобальных депозитарных расписок, выпускаемых в отношении таких акций на Лондонской бирже, а также в результате обмена акций «Роснефти» на акции присоединяемых дочерних обществ в течение 2006 г. По состоянию на 31 декабря 2011 г. в собственности ОАО «Роснефтегаз» находилось 75,16% акций «Роснефти».

По российскому законодательству природные ресурсы, включая нефть, газ, драгоценные металлы, минералы и другие полезные ископаемые, пригодные для промышленной добычи и находящиеся на территории Российской Федерации, являются собственностью Государства до момента их извлечения (добычи). Закон Российской Федерации № 2395-1 «О недрах» регулирует отношения, связанные с геологической разведкой, использованием и защитой находящихся в недрах полезных ископаемых на территории Российской Федерации. В соответствии с Законом, заниматься разработкой подземных недр можно только при наличии соответствующей лицензии. Лицензия выдается компетентными органами власти и содержит сведения о разрабатываемом участке, сроках, финансовых и прочих условиях недропользования. Компания имеет ряд лицензий, выданных компетентными органами власти на геологическое изучение, разведку и разработку нефтегазовых участков и месторождений на территориях, где располагаются ее дочерние предприятия.

В отношении Компании действуют экспортные квоты, установленные Комиссией Правительства Российской Федерации по вопросам использования систем магистральных нефтегазопроводов и нефтепродуктопроводов, обеспечивающие равнодоступность к имеющей ограниченную пропускную способность нефтяной трубопроводной системе, которая принадлежит и управляется ОАО «АК «Транснефть». Компания экспортирует определенное количество нефти, минуя систему ОАО «АК «Транснефть», что дает возможность увеличивать ее экспортные возможности. За 2011, 2010 и 2009 годы объем поставленной Компанией на экспорт нефти составил, соответственно, 58%, 57% и 57% от объема добычи. Оставшаяся нефть была переработана на нефтеперерабатывающих заводах («НПЗ») Компании для дальнейшей реализации нефтепродуктов на внутреннем и внешнем рынках.

2. Основа подготовки финансовой отчетности

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»), включая все принятые и действующие в отчетном периоде Международные стандарты финансовой отчетности и интерпретации Комитета по Международным стандартам финансовой отчетности («КМСФО»), и полностью им соответствует.

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением отдельных финансовых активов и обязательств, отраженных по справедливой стоимости (Примечание 36).

Роснефть и ее дочерние общества ведут учет и подготавливают финансовую отчетность в соответствии с требованиями законодательства в области бухгалтерского учета и налогообложения, а также на основе практики, применяемой в соответствующих юрисдикциях. Представленная консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе первичных данных бухгалтерского учета Компании.

Для всех периодов до и включая год, закончившийся 31 декабря 2011 г., Компания осуществляла подготовку финансовой отчетности в соответствии с общепринятыми принципами бухгалтерского учета США («ГААП США»). Данная консолидированная финансовая отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., является первой отчетностью, которую Компания подготовила в соответствии с МСФО. В Примечании 41 представлена информация о применении Компанией стандартов МСФО.

Консолидированная финансовая отчетность Компании представлена в миллиардах российских рублей, кроме случаев, где указано иное.

Консолидированная финансовая отчетность за 2011 год была утверждена к выпуску Президентом Компании 1 марта 2012 г.

События после отчетной даты проанализированы по 1 марта 2012 г. включительно, даты выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности.

3. Основные аспекты учетной политики

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отличается от подготовленной в соответствии с законодательством финансовой отчетности, поскольку в ней отражены некоторые корректировки, не проведенные в бухгалтерском учете Компании, но которые необходимы для отражения ее финансового положения, результатов хозяйственной деятельности и движения денежных средств в соответствии с МСФО. Основные корректировки относятся к (1) отражению некоторых расходов; (2) оценке основных средств и начислению износа; (3) отложенным налогам на прибыль; (4) поправкам на переоценку нереализуемых активов; (5) отражению в учете временной стоимости денег; (6) отражению в учете вложений в месторождения нефти и газа и их реализации; (7) принципам консолидации; (8) признанию и раскрытию гарантий, условных обязательств и некоторых активов и обязательств; (9) отражению в учете обязательств, связанных с выбытием активов; (10) объединению компаний и гудвиллу; (11) учету производных финансовых инструментов.

В консолидированной финансовой отчетности отражены хозяйственные операции дочерних предприятий, контролируемых компаний и компаний специального назначения, в которых Компания является основным выгодоприобретателем. Все существенные внутригрупповые операции и остатки по расчетам были взаимоисключены. Для учета вложений в компании, на финансовую и операционную деятельность которых Компания имеет возможность оказывать существенное влияние, используется метод участия в капитале. Также по методу участия в капитале отражаются вложения в предприятия, где Компания имеет большинство голосов, но не осуществляет контроль. Вложения в прочие компании отражены по справедливой стоимости.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Объединение компаний, гудвилл и прочие нематериальные активы

Приобретения Компанией контрольных пакетов акций сторонних предприятий (или долей в уставном капитале) учитываются по методу приобретения.

Датой приобретения является дата, на которую Компания получает фактический контроль над приобретаемой компанией.

Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса Компания принимает решение, как оценивать неконтрольную долю участия в приобретаемой компании: либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Последующие изменения справедливой стоимости условного вознаграждения, которое может быть активом или обязательством, должны признаваться согласно МСФО (IAS) № 39 либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, то оно не будет переоцениваться.

Гудвилл изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Компанией, и принятых ею обязательств. Если данное вознаграждение меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней компании, разница признается в составе консолидированного отчета о совокупном доходе.

Нематериальные активы, имеющие ограниченный срок полезного использования, амортизируются с применением линейного метода в течение периода, наименьшего из срока их полезного использования и срока, установленного законодательством.

Зависимые компании

Инвестиции в зависимые компании учитываются по методу долевого участия в капитале, за исключением случаев, когда они классифицированы как внеоборотные активы, предназначенные для продажи. Согласно этому методу, балансовая стоимость инвестиций в зависимые компании первоначально признается по стоимости приобретения.

Балансовая стоимость инвестиций в зависимые компании увеличивается или уменьшается на признанную долю Компании в прибыли или убытке и прочем совокупном доходе объекта инвестиций после даты приобретения. Принадлежащая Компании доля прибыли или убытка и прочего совокупного дохода зависимой компании признается в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании в составе прибыли или убытка и прочего совокупного дохода, соответственно. Полученные от зависимой компании дивиденды уменьшают балансовую стоимость инвестиций.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Зависимые компании (продолжение)

Признание доли Компании в убытках зависимой компании происходит не только в пределах балансовой стоимости инвестиции в эту зависимую компанию, но и с учетом других долгосрочных инвестиций, формирующих, по сути, вложения в зависимую компанию, например, займы. Если доля в убытках превышает балансовую стоимость инвестиции в зависимую компанию и стоимость других долгосрочных инвестиций, связанных с вложением в эту зависимую компанию, Компания после достижения нулевого значения данной балансовой стоимости приостанавливает дальнейшее признание доли в убытках. При этом дополнительные убытки обеспечиваются и обязательства признаются только в той степени, в какой Компания приняла на себя юридические обязательства или обязательства, обусловленные сложившейся практикой, или осуществила платежи от имени зависимой компании.

Если впоследствии зависимая компания получает прибыль, то Компания возобновляет признание своей доли в этой прибыли только после того, как ее доля в прибыли сравняется с долей непризнанных убытков.

Балансовая стоимость инвестиции в зависимую компанию тестируется на предмет обесценения путем сопоставления ее возмещаемой суммы (наибольшего значения из ценности использования и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу) с ее балансовой стоимостью во всех случаях выявления признаков обесценения.

Совместная деятельность

Компания осуществляет совместную деятельность в форме совместно контролируемых компаний и совместно контролируемых операций.

Совместно контролируемые компании подразумевают создание юридического лица, в котором Компания имеет долю участия наряду с другими участниками совместной деятельности. Доли участия в совместно контролируемых компаниях учитываются по методу долевого участия.

Доля Компании в чистой прибыли или убытке совместно контролируемых компаний признается в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе прибылей и убытков с даты начала совместного контроля до даты его прекращения.

Совместно контролируемые операции подразумевают использование активов и других ресурсов участников, а не учреждение юридического лица, независимого от участников. Каждый участник использует собственные основные средства и товарно-материальные запасы. Он также несет свои расходы и обязательства и привлекает собственное финансирование, представляющее собой его обязательства. Компания учитывает активы, которые она контролирует, расходы и обязательства, которые она несет, и долю в доходах от реализации товаров или услуг совместным предприятием.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе, суммы на банковских счетах Компании, денежные средства в пути и процентные депозиты, которые могут быть отозваны Компанией в любое время без предварительного уведомления или возникновения штрафных санкций, уменьшающих основную сумму депозита. Денежными эквивалентами являются высоколиквидные краткосрочные инвестиции, которые могут быть обменены на известную сумму денежных средств и имеют срок погашения три месяца или менее с даты их покупки. Они учитываются по стоимости приобретения с учетом накопленных процентов, что приблизительно равно их справедливой стоимости. Денежные средства с ограничениями к использованию показываются отдельно в консолидированном балансе, если их сумма существенна.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Финансовые активы

Компания признает финансовый актив в балансе только в том случае, когда она становится стороной по договору в отношении данного финансового инструмента. При первоначальном признании финансовые активы оцениваются по справедливой стоимости, которая, как правило, и составляет цену сделки, т.е. справедливую стоимость выплаченного или полученного вознаграждения.

При первоначальном признании финансовые активы разделяются на следующие категории: (1) финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; (2) займы выданные и дебиторская задолженность; (3) финансовые активы, удерживаемые до погашения; (4) финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи.

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, включают финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании к переоцениваемым по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретаются, главным образом, с целью продажи или обратной покупки в краткосрочной перспективе; или являются частью портфеля идентифицируемых финансовых инструментов, которые управляются на совокупной основе и недавние сделки с которыми свидетельствуют о фактическом получении прибыли на краткосрочной основе; или являются производными инструментами (кроме случая, когда производный инструмент определен в качестве эффективного инструмента хеджирования). Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, классифицируются в консолидированном балансе как оборотные активы, а изменения справедливой стоимости признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе финансовых доходов или финансовых расходов.

Все производные инструменты отражаются в консолидированных балансах по справедливой стоимости как оборотные финансовые активы, внеоборотные финансовые активы, краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам, долгосрочные обязательства по производным финансовым инструментам. Признание и классификация прибыли или убытка, полученного в результате отражения в учете корректировки производного инструмента по справедливой стоимости, зависит от цели его выпуска или приобретения. Прибыли и убытки по производным инструментам, не предназначенным для операций хеджирования, в соответствии с МСФО (International Accounting Standard («IAS»)) № 39 *«Финансовые инструменты – признание и оценка»* признаются в момент возникновения в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Справедливая стоимость – та сумма, на которую можно обменять актив при совершении сделки между хорошо осведомленными, желающими совершить такую сделку и независимыми друг от друга сторонами.

После первоначального признания справедливая стоимость финансовых инструментов, оцененных по справедливой стоимости, которые котируются на активном рынке, определяется как котировка на покупку активов и котировка на продажу выпущенных обязательств на дату оценки.

Если рынок для финансовых активов не является активным, тогда Компания оценивает справедливую стоимость с использованием следующих методов:

- анализа операций с таким же инструментом, проведенных в недавнем времени между независимыми сторонами;
- текущей справедливой стоимости подобных финансовых инструментов;
- дисконтирования будущих денежных потоков.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Ставка дисконтирования отражает минимально допустимую отдачу на вложенный капитал, при которой инвестор не предпочтет участие в альтернативном проекте по вложению тех же средств с сопоставимой степенью риска.

Займы выданные и дебиторская задолженность включают непроизводные финансовые инструменты с фиксированными или определенными платежами, которые не котируются на активном рынке, не попадают в категорию «финансовые активы, предназначенные для торговли», и которые не были отнесены в категории «переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» или «имеющиеся в наличии для продажи». Если Компания не может возместить сумму первоначального вложения в финансовый актив по причинам, которые не связаны со снижением его качества, то он не включается в эту категорию. После первоначального признания займы выданные и дебиторская задолженность оцениваются по амортизированной стоимости с использованием эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов в консолидированном отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе финансовых расходов.

Компания не классифицирует финансовые активы как «удерживаемые до погашения», если в течение текущего финансового года или двух предыдущих финансовых лет величина таких финансовых активов, проданных или уступленных Компанией до наступления срока погашения, либо в отношении которых она использовала опцион на продажу, превышает незначительную сумму (незначительную по отношению ко всему портфелю инвестиций, удерживаемых до погашения), за исключением следующих операций: (1) продаж, совершенных незадолго до срока погашения или даты осуществления отзыва таким образом, что изменения рыночной ставки процента не оказали существенного влияния на справедливую стоимость финансового актива; (2) продаж, совершенных после того, как компания уже собрала практически всю первоначальную основную сумму финансового актива посредством плановых платежей или предоплаты; или (3) продаж в результате особого события, произошедшего по независящим от Компании причинам, имеющего чрезвычайный характер, когда Компания не могла предпринять какие-либо разумные и обоснованные действия по предупреждению данного события.

Дивиденды и проценты к получению отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе по методу начисления. Сумма начисленных процентов рассчитывается с использованием эффективной ставки процента.

Все прочие финансовые активы, которые не включены в другие категории, относятся к финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи. В частности, к этой категории относятся акции других компаний, которые не включены в первую категорию. Кроме того, при первоначальном признании Компания вправе отнести к этой категории любой финансовый актив.

Финансовые обязательства

Компания признает финансовое обязательство в балансе только в том случае, когда она становится стороной по договору в отношении данного финансового инструмента. При первоначальном признании финансовые обязательства оцениваются по справедливой стоимости, которая, как правило, и составляет цену сделки, т.е. справедливую стоимость выплаченного или полученного вознаграждения.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

При первоначальном признании финансовые обязательства разделяются на следующие категории:

- финансовые обязательства, учитываемые по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток;
- прочие финансовые обязательства.

Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости с отнесением изменений на прибыль или убыток, представляют собой финансовые обязательства, предназначенные для торговли, за исключением тех случаев, когда такие обязательства связаны с поставкой некотируемых долевых инструментов.

При первоначальном признании Компания вправе отнести к этой категории любое финансовое обязательство, за исключением долевых инструментов, которые не имеют котировки на активном рынке и справедливая стоимость которых не может быть достоверно оценена. Однако в дальнейшем это обязательство не может быть включено в иную категорию.

Финансовые обязательства, не отнесенные к финансовым обязательствам, учитываемым по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток относятся к прочим финансовым обязательствам. К прочим финансовым обязательствам относятся, в частности, торговая и прочая кредиторская задолженность и задолженность по кредитам и займам.

После первоначального признания финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости, с отнесением изменений на прибыль или убыток оцениваются по справедливой стоимости, изменения в которой отражаются по счетам прибылей и убытков в консолидированном отчете о совокупном доходе. Прочие финансовые обязательства оцениваются по амортизируемой стоимости.

Компания прекращает признание финансового обязательства (или часть финансового обязательства) тогда и только тогда, когда оно погашено, то есть, когда указанное в договоре обязательство исполнено, аннулировано или срок его действия истек. Разность между балансовой стоимостью финансового обязательства (или части финансового обязательства) погашенного или переданного другой стороне, и суммой погашения, включая любые переданные неденежные активы или принятые обязательства, относится на счет прибылей и убытков. Ранее признанные компоненты прочего совокупного дохода, относящиеся к данному финансовому обязательству, также включаются в финансовый результат и отражаются в доходах и расходах периода.

Прибыль на акцию

Базовая прибыль на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли, относящейся к обыкновенным акциям, на средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение соответствующего периода. В данной отчетности, в связи с отсутствием конвертируемых в акции ценных бумаг, показатель базовой прибыли на акцию равен показателю разводненной прибыли на акцию.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы, которые в основном представляют собой сырую нефть, продукты нефтепереработки, нефтехимию и материалы, учитываются по средневзвешенной стоимости, кроме случаев, когда их рыночная стоимость за вычетом расходов на продажу и предпродажную подготовку ниже балансовой стоимости. Стоимость материалов, которые используются в производстве, не снижается ниже первоначальной стоимости, если от реализации готовой продукции ожидается прибыль.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Продажа ценных бумаг с обратным выкупом

Ценные бумаги, проданные по сделкам с обратным выкупом («РЕПО»), и ценные бумаги, купленные по сделкам с обратной продажей («обратные «РЕПО»), как правило, не подразумевают продажу ценных бумаг для целей бухгалтерского учета и учитываются как финансирование под обеспечение. Проценты, выплаченные или полученные по сделкам РЕПО и обратного РЕПО, отражаются в составе статьи «Финансовые расходы» или «Финансовые доходы», соответственно, по договорной процентной ставке с использованием метода эффективной процентной ставки.

Основные средства разведки и добычи

Основные средства разведки и добычи включают затраты, связанные с разведкой и оценкой, права на запасы и основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки и добычи).

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

При учете затрат, связанных с разведкой и оценкой, компания применяет метод результативных затрат, учитывая требования МСФО (IFRS) № 6 *«Разведка и оценка полезных ископаемых»*. Согласно методу результативных затрат все затраты, связанные с деятельностью по разведке и оценке (затраты на приобретение лицензий, разведочное и поисково-оценочное бурение) временно капитализируются в центрах затрат по месторождениям с детализацией по скважинам до момента обнаружения экономически обоснованных запасов нефти и газа в ходе осуществления программы бурения.

Промежуток времени, необходимый для проведения такого анализа, зависит от технических особенностей и экономических трудностей в оценке извлекаемости запасов. Если делается вывод, что скважина содержит нефть в таких объемах, что их экономически неэффективно добывать, то затраты по скважине списываются на расходы соответствующего периода по статье «Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа» в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Расходы, связанные с разведкой и оценкой, за исключением затрат на сейсмические, топографические, геологические, геофизические изыскания первоначально капитализируются как активы разведки и оценки. Активы, связанные с разведкой и оценкой, учитываются в размере фактических расходов за вычетом обесценения, если таковое было, в качестве объектов основных средств до того момента, пока не будет установлено существование (или отсутствие) запасов промышленного значения. В отношении активов, связанных с разведкой и оценкой, не реже одного раза в год производится технический, промышленный и управленческий анализ, а также обзор наличия индикаторов обесценения. Это необходимо для подтверждения сохранения намерений по разработке или получению экономических выгод от обнаруженных запасов. Если установлено наличие индикаторов обесценения, то проводится расчет суммы убытка от обесценения.

В последующем, если запасы промышленного значения были обнаружены, балансовая стоимость, после вычета убытков от обесценения соответствующих активов, связанных с разведкой и оценкой, классифицируется как основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки). Однако если запасы промышленного значения не были обнаружены, капитализированные затраты относятся на расходы после окончания работ по разведке и оценке.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Деятельность по разработке и добыче

Основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки) учитываются по каждому месторождению и представляют собой (1) капитализированные расходы по разработке обнаруженных запасов промышленного назначения и вводу месторождений в эксплуатацию, (2) расходы, связанные с разведкой и оценкой, понесенные при обнаружении запасов промышленного значения, которые были переведены из категории активов разведки и оценки в состав основных средств добычи нефти и газа (на стадии разработки) после обнаружения промышленных запасов.

Стоимость основных средств добычи нефти и газа (на стадии разработки), также включает в себя стоимость приобретения таких активов, непосредственно определимые накладные расходы, капитализированные затраты на финансирование и стоимость признания обязательств, связанных с выбытием активов. Основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки), в большинстве случаев классифицируются в отчетности как незавершенное капитальное строительство.

С момента начала промышленной добычи нефти и газа основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки) переводятся в категорию основных средств добычи нефти и газа (на стадии добычи).

Прочие основные средства

Прочие основные средства отражаются по исторической стоимости на дату их приобретения, кроме приобретенных до 1 января 2009 г. основных средств, которые отражены по условной первоначальной стоимости, за вычетом накопленной амортизации и обесценения. Затраты на содержание, ремонт и замену мелких деталей основных средств относятся на эксплуатационные расходы. Затраты на модернизацию и усовершенствование технических характеристик основных средств увеличивают их стоимость.

При выбытии или списании прочих основных средств, первоначальная стоимость и накопленная амортизация исключаются из учета. Полученный доход или убыток включается в финансовый результат.

Износ, истощение и амортизация

Основные средства добычи нефти и газа амортизируются методом единиц произведенной продукции в разрезе отдельных месторождений с момента начала промышленной добычи нефти и газа.

В методе единиц произведенной продукции для лицензий на право разработки и добычи запасов в качестве базы распределения используются все доказанные запасы месторождений. В методе единиц произведенной продукции для остальных нефтегазовых основных средств (включая стоимость незавершенного капитального строительства) в качестве базы распределения используются доказанные разработанные запасы месторождений.

Прочие основные средства амортизируются линейным методом на всем протяжении расчетного срока полезного использования, начиная с момента, когда основное средство готово к использованию. Исключение составляет амортизация катализаторов, которая рассчитывается методом единиц произведенной продукции.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Износ, истощение и амортизация (продолжение)

Для объектов прочих основных средств используются следующие расчетные сроки полезного использования:

Здания и сооружения	30-45 лет
Машины и оборудование	5-25 лет
Транспорт и прочие основные средства	6-10 лет
Суда для обслуживания буровых платформ	20 лет
Буровые платформы	20 лет

Земля, как правило, имеет неограниченный срок службы, и поэтому не подлежит амортизации.

Права аренды земельных участков амортизируются по линейному методу исходя из предполагаемого срока полезного использования, который составляет в среднем 20 лет.

Обесценение долгосрочных активов

Каждую отчетную дату Компания проверяет наличие или отсутствие признаков обесценения активов или единицы, генерирующей денежные потоки и, в случае их выявления, определяет возмещаемую стоимость соответствующих активов или единицы.

При выявлении существования признаков, указывающих на возможное уменьшение стоимости актива, Компания рассматривает, внутренние и внешние источники информации. Как минимум, рассматривается следующий набор показателей:

Внешние источники информации:

- в течение периода рыночная стоимость актива уменьшилась на существенно более значительную величину, чем можно было ожидать по прошествии времени или нормального использования;
- существенные изменения, имевшие отрицательные последствия для Компании, произошли в течение периода или ожидаются в ближайшем будущем в технологических, рыночных, экономических или юридических условиях, в которых работает Компания, или на рынке, для которого предназначен актив;
- в течение периода увеличились рыночные процентные ставки или другие рыночные показатели прибыльности инвестиций, и эти увеличения, вероятно, повлияют на ставку дисконта, которая используется при расчете ценности использования актива, и существенно уменьшат его возмещаемую сумму;
- балансовая стоимость чистых активов Компании превышает ее рыночную капитализацию.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Обесценение долгосрочных активов (продолжение)

Внутренние источники информации:

- имеются доказательства устаревания или физического повреждения актива;
- существенные изменения, имевшие отрицательные последствия для Компании, произошли в течение периода или ожидаются в ближайшем будущем в степени или способе текущего или предполагаемого использования актива (например, простой актива, пересмотр срока полезного использования актива – из неопределенного в ограниченный по времени);
- информация о дивидендах, полученных от дочерних и ассоциированных компаний, а также совместных предприятий;
- внутренняя отчетность показывает, что текущие или будущие результаты использования актива хуже прогнозируемых, а именно наличие:
  - потоков денежных средств для приобретения актива, или последующих потребностей в денежных средствах для его эксплуатации и обслуживания, которые значительно выше изначально предусмотренных бюджетом;
  - фактических чистых потоков денежных средств или операционной прибыли или убытка от актива, которые значительно хуже, чем заложенные в бюджет;
  - существенного снижения предусмотренных бюджетом чистых потоков денежных средств или операционной прибыли, или существенного увеличения предусмотренных бюджетом убытков, проистекающих из данного актива;
  - операционных убытков или чистых оттоков денежных средств по активу, возникающих при объединении показателей текущего периода с бюджетными показателями для будущих периодов.

Для активов, связанных с разведкой и оценкой на обесценение указывают следующие факторы:

- срок, в течение которого Компания имеет право на проведение разведки на определенной территории, истек в течение отчетного периода или истечет в ближайшем будущем, и ожидается, что он не будет продлен;
- значительные расходы, связанные с разведкой и оценкой минеральных ресурсов на конкретной территории, не являются ни предусмотренными в бюджете, ни запланированными;
- разведка и оценка минеральных ресурсов на конкретной территории не привели к обнаружению минеральных ресурсов промышленного значения, и Компания решила прекратить подобную деятельность на указанной территории;
- наличие достаточной информации, подтверждающей, что, несмотря на вероятное продолжение разработки на определенной территории, маловероятно, что балансовая стоимость актива разведки и оценки будет возмещена в полной мере благодаря успешной разработке или продажи.

Возмещаемая стоимость актива или единицы, генерирующей денежные средства, представляет собой наибольшую из двух величин:

- ценности использования актива (единицы, генерирующей денежные средства) и
- справедливой стоимости актива (единицы, генерирующей денежные средства) за вычетом затрат на его продажу.

Если актив не генерирует потоки денежных средств, которые в значительной степени не зависят от денежных потоков, генерируемых другими активами, то его возмещаемая величина определяется в составе единицы, генерирующей денежные потоки.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Обесценение долгосрочных активов (продолжение)

Первоначально Компания определяет ценность использования единицы, генерирующей денежные потоки. Если балансовая стоимость единицы, генерирующей денежные потоки, превышает ее ценность использования, то Компания определяет справедливую стоимость единицы для определения возмещаемой стоимости. В противном случае убыток от обесценения не признается.

Ценность использования определяется путем дисконтирования расчетной величины будущих потоков денежных средств ожидаемых к получению от использования актива или единицы, генерирующей денежные потоки, (включая средства, которые могут быть получены от реализации актива). Величины будущих денежных потоков единицы, генерирующей денежные потоки, определяются на основе прогноза, утвержденного руководителем подразделения, к которым относится рассматриваемая единица.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Компания анализирует, существуют ли объективные доказательства обесценения по всем категориям финансовых активов, за исключением переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Свидетельством обесценения является значительное или продолжительное снижение справедливой стоимости финансовых активов ниже их себестоимости.

Капитализация процентов

Расходы по процентам за пользование заемными средствами, направленными на осуществление капитального строительства и приобретения объектов основных средств, капитализируются при условии, что этих процентных расходов можно было бы избежать, если бы Компания не проводила капитальных вложений. Расходы по процентам капитализируются только в течение непосредственного осуществления строительства до момента ввода основного средства в эксплуатацию.

Договоры лизинга и аренды

Договоры аренды, предусматривающие переход к Компании преимущественно всех рисков и выгод, связанных с владением активом, классифицируются как финансовая аренда (лизинг) и капитализируются на момент вступления договора в силу по справедливой стоимости арендуемого имущества либо (если она ниже первоначальной стоимости) по дисконтированной стоимости минимальных арендных платежей. Арендные платежи равномерно распределяются между финансовыми расходами и уменьшением обязательств по лизингу для обеспечения постоянной ставки процента с остатка обязательств. Финансовые расходы отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

В отношении учета основных средств, полученных в финансовую аренду, используется та же политика, которая применяется в отношении активов, находящихся в собственности. При определении срока полезного использования основных средств, полученных в финансовую аренду, оценивается вероятность перехода права собственности к арендатору в конце договора.

Если нет обоснованной уверенности в том, что арендатор получит право собственности к концу срока финансовой аренды, актив полностью амортизируется на протяжении самого короткого из двух сроков: аренды или полезного использования. Если такая уверенность есть, то актив амортизируется в течение срока полезного использования.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Договоры лизинга и аренды (продолжение)

Договоры аренды, по которым арендодатель сохраняет за собой преимущественно все риски и выгоды, связанные с правом собственности на активы, классифицируются в качестве договоров операционной аренды. Платежи по договорам операционного лизинга равномерно относятся на расходы в консолидированном отчете о совокупном доходе в течение срока аренды.

Признание обязательств, связанных с выбытием активов

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

Деятельность Компании по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием скважин, оборудования и прилегающих площадей, установок по сбору и первичной переработке нефти, товарного парка и трубопроводов до магистральных нефтепроводов. Как правило, лицензии и прочие регулирующие документы устанавливают требования по ликвидации данных активов после окончания добычи. Данные требования обязывают Компанию производить ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие действия. Оценка Компанией данных обязательств основывается на действующих требованиях законодательства или лицензий, а также фактических расходах по ликвидации данных активов и другим необходимым действиям. Оценка Компанией данных обязательств основывается на дисконтированной сумме ожидаемых будущих расходов по выводу из эксплуатации данных активов. Ставка дисконтирования пересматривается каждую отчетную дату и отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег и риски, характерные для обязательства.

Данный резерв пересматривается по состоянию на каждую отчетную дату, в соответствии с толкованием Комитета по интерпретациям МСФО («КИМСФО») №1 *«Изменение в существующих резервах по выводу из эксплуатации»*, следующим образом:

- при изменении оценок будущих денежных потоков (например, стоимость ликвидации одной скважины, срок ликвидации) или ставки дисконтирования, изменения в сумме обязательства включаются в стоимость основного средства, при этом стоимость основного средства не может быть отрицательной и не может превысить возмещаемую стоимость основного средства;
- изменения в сумме обязательств в связи с приближением срока обязательства (изменение дисконта) включается в состав финансовых расходов.

Деятельность компании по переработке и сбыту включает в себя переработку нефти, реализацию через морские терминалы и прочие пункты сбыта, розничную реализацию. Деятельность Компании по нефтепереработке связана с использованием нефтехимических производственных комплексов. Данные производственные комплексы используются Компанией на протяжении нескольких десятилетий. Руководство Компании полагает, что с учетом специфики срок полезного использования данных комплексов определить невозможно, несмотря на то, что некоторые компоненты таких комплексов и оборудование имеют определенные сроки полезного использования. Законодательные или договорные обязательства, связанные с выбытием активов, относящихся к нефтехимической, нефтеперерабатывающей и сбытовой деятельности, не признаются ввиду ограниченности истории такой деятельности в данных сегментах, отсутствия четких законодательных требований к признанию обязательств, а также того, что точно определить срок полезного использования таких активов не представляется возможным.

Вследствие описанных выше причин, справедливая стоимость обязательств, связанных с выбытием активов сегмента переработки и сбыта, не может быть рассчитана с разумной степенью точности.

В связи с постоянными изменениями законодательства Российской Федерации в будущем возможны изменения требований и потенциальных обязательств, связанных с выбытием долгосрочных активов.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Налог на прибыль

До 2012 года в российском законодательстве отсутствовала концепция «консолидированного налогоплательщика», таким образом, Компания не являлась консолидированным налогоплательщиком для целей исчисления налога на прибыль и каждое дочернее общество платило налог самостоятельно. Налог на прибыль исчислялся исходя из налогооблагаемой прибыли, определяемой в соответствии с требованиями Налогового Кодекса Российской Федерации. В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены отложенные активы и обязательства по налогу на прибыль, которые рассчитываются Компанией в соответствии с МСФО (IAS) №12 *«Налоги на прибыль»*.

Отложенный налог рассчитывается по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчетности.

Отложенное налоговое обязательство признается в отношении всех налогооблагаемых временных разниц, кроме возникающих в результате:

- первоначального признания гудвилла;
- первоначального признания активов и обязательств в результате сделки, которая
  - не является объединением компаний и
  - не влияет ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль;
- инвестиций в дочерние предприятия, когда Компания может контролировать сроки реализации этих временных разниц и существует высокая вероятность того, что эти временные разницы не будут реализованы в обозримом будущем.

Убыток, полученный в предыдущие отчетные периоды и использованный для уменьшения суммы налога на прибыль за текущий период, признается как отложенный налоговый актив.

Отложенный налоговый актив признается только в той мере, в какой существует вероятность получения налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены соответствующие вычитаемые временные разницы, кроме случаев первоначального признания актива или обязательства в операции, которая:

- не является объединением компаний и
- на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль (налоговый убыток).

Компания признает отложенные налоговые активы для всех вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние и зависимые компании и долями участия в совместных компаниях, в той его части, которая отвечает сразу двум следующим условиям:

- временные разницы будут восстановлены в обозримом будущем; и
- возникнет налогооблагаемая прибыль, против которой может быть зачтена временная разница.

Отложенные налоговые активы и обязательства оцениваются по ставкам налога, которые предполагается применять к периоду реализации актива или погашения обязательства, на основе ставок налога (и налогового законодательства), которые действуют или в основном действуют к отчетной дате.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Налог на прибыль (продолжение)

Оценка отложенных налоговых активов и обязательств отражает налоговые последствия, которые могут возникнуть в связи с тем, каким образом Компания намеревается возместить или погасить балансовую стоимость своих активов и обязательств на отчетную дату. Отложенные налоговые активы и обязательства принимаются к зачету, если существует законное право произвести зачет текущих налоговых требований и текущих налоговых обязательств, и когда они относятся к налогу на прибыль, взимаемому одним и тем же налоговым органом, а Компания имеет намерение произвести зачет своих текущих налоговых требований и обязательств.

Балансовая сумма отложенного налогового актива анализируется по состоянию на каждую отчетную дату.

Компания уменьшает балансовую величину отложенного налогового актива в той степени, к какой больше не существует вероятность того, что будет получена достаточная налогооблагаемая прибыль, позволяющая реализовать выгоду от части или всей суммы этого отложенного налогового актива.

Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как внеоборотные отложенные налоговые активы и долгосрочные отложенные налоговые обязательства, соответственно.

Отложенные налоговые активы и обязательства не дисконтируются.

Признание выручки

Выручка признается, когда риски и выгоды от владения товаром переходят к покупателю, что, как правило, происходит в момент перехода права собственности к покупателю, при условии, что цена контрактов фиксирована или существует возможность её определить, а возврат дебиторской задолженности является реальным. В частности, на внутреннем рынке нефть и газ, а также продукты нефтепереработки и материалы обычно считаются реализованными в момент перехода права собственности. При реализации на экспорт, право собственности обычно переходит при пересечении границы Российской Федерации, и Компания несет расходы по транспортировке (за исключением фрахта), пошлинам и налогам на такие продажи (Примечание 9). Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного или ожидаемого вознаграждения, за вычетом торговых или оптовых скидок и возмещаемых налогов.

Реализация вспомогательных услуг признается в момент оказания услуг при условии, что стоимость услуг может быть определена и нет никаких существенных сомнений в возможности получения доходов.

Расходы на транспортировку

Транспортные расходы в консолидированном отчете о совокупном доходе представляют собой все расходы Компании по доставке нефти как на переработку, так и конечным покупателям, а также расходы по доставке нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих заводов конечным потребителям (они могут включать тарифы на транспортировку трубопроводным транспортом и дополнительные расходы по железнодорожной транспортировке, расходы на морской фрахт, погрузочно-разгрузочные работы, портовые сборы и прочие расходы).

Расходы, связанные с эксплуатацией нефтеперерабатывающих производств

Расходы, связанные с ремонтом и профилактическими работами в отношении основных средств предприятий нефтепереработки, отражаются Компанией в том периоде, когда они были понесены.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Расходы на охрану окружающей среды

Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлыми операциями, и не предполагают будущих экономических выгод, относятся на расходы. Обязательства по данным расходам отражаются если существует высокая вероятность проведения оценок состояния окружающей среды и мероприятий по очистке территории, и при этом соответствующие затраты могут быть оценены с разумной степенью точности.

Учет условных обязательств

На дату составления консолидированной финансовой отчетности может существовать ряд условий, которые в дальнейшем под воздействием одного или нескольких факторов, не определенных на дату составления финансовой отчетности, могут привести к убыткам или обязательствам для Компании. Руководство Компании оценивает сумму таких возможных будущих обязательств. Оценка производится на основе предположений и включает в себя фактор субъективности. При определении величины возможных потерь в результате судебных или налоговых разбирательств с участием Компании или требований, которые могут быть предъявлены в виде исков к Компании, руководство Компании, в результате консультаций с юристами и налоговыми консультантами, оценивает как перспективы таких судебных или налоговых разбирательств и предъявления таких требований в судебном порядке, так и возможные суммы возмещения, которое противоположная сторона требует или может потребовать в суде.

Если в результате оценки вероятности появления будущего обязательства выявляется, что обязательство, имеющее денежное выражение, определено с достаточной степенью уверенности (является вероятным), тогда стоимостная оценка такой задолженности отражается в консолидированной финансовой отчетности. В случае если предполагаемое обязательство, имеющее значительную стоимостную оценку, не может быть классифицировано как вероятное, а является лишь возможным, либо стоимостная оценка вероятного обязательства не определена, то в примечаниях к финансовой отчетности включается информация о характере такого обязательства и его стоимостная оценка (если сумма может быть определена с достаточной степенью уверенности и является значительной).

Если вероятность будущего убытка является незначительной, то обычно информация о подобном возможном убытке не включается в примечания к финансовой отчетности, за исключением случаев, когда такой возможный убыток относится к выданной гарантии. В таких случаях сущность гарантии подлежит раскрытию. Однако, в некоторых случаях условные обязательства или другие нетипичные случаи будущих обязательств, могут быть отражены в примечаниях к финансовой отчетности, если, по мнению Руководства, основанному на консультациях с юристами или налоговыми консультантами, информация о таких обязательствах может быть необходима акционерам и другим пользователям финансовой отчетности.

Налоги, полученные от покупателей и перечисленные в бюджет

Из суммы выручки от реализации вычитаются возмещаемые акцизы. Невозмещаемые акцизы и таможенные пошлины не уменьшают сумму выручки и отражаются как расходы по строке «Налоги, за исключением налога на прибыль» в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Налог на добавленную стоимость («НДС») к получению и к оплате отражается, соответственно, в составе Авансов выданных и прочих оборотных активов, и Обязательств по прочим налогам в консолидированном балансе.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Функциональная валюта и валюта презентации

Валютой представления консолидированной финансовой отчетности является российский рубль, который также является функциональной валютой ОАО «НК «Роснефть» и всех его дочерних компаний, осуществляющих деятельность на территории Российской Федерации.

Операции и остатки

Операции в иностранных валютах переведены в функциональную валюту с использованием курса пересчета, приближенного к дате операции. Положительные и отрицательные курсовые разницы, возникающие в результате таких операций и от переоценки денежных активов и обязательств, выраженных в иностранных валютах, по курсу на отчетную дату, признаются в составе прибылей и убытков.

Неденежные активы и обязательства пересчитываются по историческому курсу, действовавшему на даты операций. Неденежные активы и обязательства, признаваемые по справедливой стоимости в иностранных валютах, пересчитываются по курсу на дату определения справедливой стоимости.

Предприятия Компании

Результаты деятельности и финансовое положение всех дочерних, зависимых и совместных предприятий Компании, которые имеют функциональную валюту, отличающуюся от валюты презентации, переведены в валюту презентации следующим образом:

- активы и обязательства в каждом отчете о финансовом положении переведены по курсу на дату отчетности;
- доходы и расходы в каждом отчете о совокупном доходе переведены по среднему курсу (если средний курс с достаточной степенью приближения представлял собой накопленный эффект курсов пересчета, преобладавших на даты операций. В противном случае доходы и расходы переведены по курсу на даты операций); и
- все результирующие разницы, возникшие при пересчете, признаны в качестве отдельного компонента прочего совокупного дохода.

4. Существенные вопросы, требующие применения профессионального суждения и оценки

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство Компании должно производить ряд расчетных оценок и формировать ряд допущений, связанных с отражением активов и обязательств, а также раскрытием информации об условных активах и обязательствах. Фактические результаты могут отличаться от таких расчетных оценок.

Наиболее значительные оценочные данные и существенные допущения, используемые руководством Компании при подготовке консолидированной финансовой отчетности, включают в себя следующее:

- оценку нефтегазовых запасов;
- оценку достаточности прав, окупаемости и сроков полезного использования долгосрочных активов;
- обесценение гудвилла (Примечание 24 Нематериальные активы и гудвилл);
- создание резервов по сомнительным долгам и устаревшим и медленно оборачивающимся товарно-материальным запасам (Примечание 20 Дебиторская задолженность и 21 Товарно-материальные запасы);

4. Существенные вопросы, требующие применения профессионального суждения и оценки (продолжение)

- оценку обязательств, связанных с выбытием активов (Примечание 3 Основные аспекты учетной политики, раздел Признание обязательств, связанных с выбытием активов);
- оценку условных обязательств по налогам и судебным разбирательствам;
- оценку активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль (Примечание 3 Основные аспекты учетной политики, раздел Налог на прибыль и Примечание 15 Налог на прибыль);
- оценку обязательств по защите окружающей среды;
- признание и раскрытие условных обязательств;
- оценку справедливой стоимости;
- оценку возможности продления существующих договоров и заключение новых договоров операционной аренды;
- классификацию долговых обязательств.

Оценка запасов нефти и газа, используемая для целей составлении отчетности, производится в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США (U.S. Securities and Exchange Commission – SEC). Оценки пересматриваются на ежегодной основе.

Допущениями и предположениями, имеющими наибольшее влияние на отчетность, являются допущения, которые используются для оценки экономической целесообразности добычи резервов. Оценка величины резервов нефтегазовых запасов используется для применения метода единиц произведенной продукции при расчете амортизации.

Подобные допущения и оценки могут меняться по мере получения новой информации, например по результатам:

- получения более детальной информации, относительно резервов (по результатам более детальных инженерных расчетов или в результате дополнительных разведочных скважин);
- проведения дополнительных работ по повышению отдачи месторождений;
- изменения экономических предположений и допущений (например, измерение ценовых факторов).

В соответствии с МСФО (IAS) № 8 *«Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки»* результат изменения в любой бухгалтерской оценке Компания признает перспективно (начиная с текущей отчетной даты и применительно к будущим периодам) путем включения его в прибыль или убыток в периоде, когда произошло изменение, если оно влияет только на данный период, или в периоде, когда произошло изменение, и в будущих периодах, если оно влияет на данный и будущие периоды.

Изменение в бухгалтерской оценке признается путем корректировки балансовой стоимости соответствующих активов, обязательств или статей собственного капитала.

5. Новые стандарты и интерпретации, разработанные, но еще не принятые на данный момент

В мае 2011 года КМСФО выпустил комплект стандартов по консолидации: МСФО (IFRS) № 10 *«Консолидированная финансовая отчетность»*, МСФО (IFRS) № 11 *«Совместные предприятия»*, МСФО (IFRS) № 12 *«Раскрытия вложений в другие организации»*, пересмотренный МСФО (IAS) № 27 *«Индивидуальная финансовая отчетность»* и пересмотренный МСФО (IAS) № 28 *«Инвестиции в зависимые и совместные компании»*. Комплект новых и пересмотренных стандартов представляет новую модель контроля и подхода к совместным предприятиям, а также новые требования по раскрытию информации. Комплект вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или позднее. Компания будет применять комплект стандартов, начиная с 1 января 2013 г. Руководство Компании ожидает, что комплект стандартов не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В мае 2011 года КМСФО выпустил МСФО (IFRS) № 13 *«Оценка по справедливой стоимости»* («МСФО (IFRS) № 13»). Новый МСФО (IFRS) № 13 устанавливает требования по оценке по справедливой стоимости и раскрытию информации. МСФО (IFRS) № 13 вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или позднее. Компания будет применять МСФО (IFRS) № 13, начиная с 1 января 2013 г. Руководство Компании ожидает, что МСФО (IFRS) № 13 не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В июне 2011 года КМСФО внес поправки в МСФО (IAS) № 1 *«Представление финансовой отчетности»* («МСФО (IAS) № 1»). Поправки касаются представления прочего совокупного дохода. Новый МСФО (IAS) № 1 вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 июля 2012 г. или позднее. Компания будет применять новый МСФО (IAS) № 1, начиная с 1 января 2012 г. Руководство Компании ожидает, что новый МСФО (IAS) № 1 не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В декабре 2011 года КМСФО внес поправки в МСФО (IFRS) № 7 *«Финансовые инструменты: раскрытия»* («МСФО (IFRS) № 7») и МСФО (IAS) № 32 *«Финансовые инструменты: представление в отчетности»* («МСФО (IAS) № 32»). Поправки уточняют правила сворачивания активов и обязательств и представляют новые связанные с этим требования по раскрытию информации. Поправки к МСФО (IAS) № 32 вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или позднее. Новые требования по раскрытию информации в МСФО (IFRS) № 7 вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или позднее. Компания будет применять обновленный МСФО (IAS) № 32, начиная с 1 января 2014 г., а обновленный МСФО (IFRS) № 7 – с 1 января 2013 г. Руководство Компании ожидает, что поправки не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

КМСФО опубликовал несколько поправок к МСФО (IAS) № 19 *«Вознаграждения работникам»*. Они варьируются от фундаментальных изменений (например, исключение механизма коридора и понятия ожидаемой доходности активов плана) до простых разъяснений и изменений формулировки. В настоящее время Компания оценивает все последствия остальных поправок. Поправки вступают в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г.

МСФО (IFRS) № 9 *«Финансовые инструменты: классификация и оценка»*, выпущенный по результатам первого этапа проекта КМСФО по замене МСФО (IAS) № 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСФО (IAS) № 39. Стандарт вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты. В ходе последующих этапов КМСФО рассмотрит учет хеджирования и обесценение финансовых активов. Ожидается, что проект завершится в 2012 г. Для представления завершенной картины Компания оценит влияние этого стандарта на соответствующие суммы в финансовой отчетности в увязке с другими этапами проекта после их публикации.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками

Управление капиталом

Компания осуществляет управление капиталом для обеспечения продолжения деятельности всех предприятий Компании в обозримом будущем и одновременной максимизации прибыли для акционеров за счет оптимизации соотношения заемных и собственных средств.

Руководство Компании регулярно анализирует отношение чистого долга к задействованному капиталу, чтобы убедиться, что он соответствует требованиям текущего уровня рейтинга Компании.

В состав капитала Компании входят долговые обязательства, которые включают в себя долгосрочные и краткосрочные кредиты и займы, капитал акционеров Роснефти, включающий уставный капитал, резервы и нераспределенную прибыль, а также неконтролирующие доли. Чистый долг Компании не является показателем МСФО и рассчитывается как сумма привлеченных займов и кредитов, как это представлено в бухгалтерском балансе, за минусом денежных средств и их эквивалентов и за вычетом временно размещенных свободных денежных средств в высоколиквидные финансовые инструменты, которые отражены в составе краткосрочных финансовых активов. Коэффициент отношения чистого долга к капиталу позволяет пользователям отчетности оценить существенность величины долговых обязательств Компании к задействованному капиталу.

Отношение чистого долга к задействованному капиталу Компании рассчитывалось следующим образом:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Общий долг	**748**	716	709	707
Денежные средства и их эквиваленты	**(166)**	(127)	(60)	(40)
Временные высоколиквидные финансовые инструменты	**(73)**	(175)	(91)	(45)
Чистый долг	**509**	414	558	622
Капитал	**2 069**	1 791	1 515	1 380
Итого задействованный капитал	**2 578**	2 205	2 073	2 002
Отношение чистого долга к задействованному капиталу, %	**19,7%**	18,8%	26,9%	31,1%

Управление финансовыми рисками

В ходе своей деятельности Компания подвержена следующим финансовым рискам: рыночному риску (включая валютный риск, риск изменения процентных ставок, риск изменения цены на товары), кредитному риску и риску ликвидности. Компанией была внедрена система управления рисками, а также разработан ряд процедур, способствующих их количественному измерению, оценке и осуществлению контроля над ними, а также выбору соответствующих способов управления рисками.

Компанией были разработаны, документально оформлены и утверждены положения и политики, в отношении рыночного и кредитного рисков, риска ликвидности и использования производных финансовых инструментов.

Валютный риск

Большую часть выручки Компания получает в иностранной валюте. Кроме того, большая часть финансовой и инвестиционной деятельности, расчетов по долговым обязательствам и договорам также осуществляется в долларах США и евро. Однако, значительная часть операционных и капитальных затрат, расчетов по прочим обязательствам и договорам, включая обязательства по налогам, осуществляются в рублях. В результате при любом падении доллара США и евро по отношению к рублю Компания подвержена валютному риску.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Валютный риск (продолжение)

Балансовая стоимость монетарных активов и обязательств, деноминированных в иностранной валюте, отличной от функциональной валюты Компании, представлена следующим образом:

	Активы				Обязательства			
	На 31 декабря			На 1 января	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2009 г.	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2009 г.
Доллар США	**291**	278	158	78	**(675)**	(637)	(619)	(424)
Евро	**41**	1	1	2	**(32)**	(14)	(12)	(11)
Итого	**332**	279	159	80	**(707)**	(651)	(631)	(435)

Валютный риск оценивается ежемесячно с использованием анализа чувствительности и поддерживается в рамках параметров, утвержденных в соответствии политикой Компании. В приведенной ниже таблице показано изменение прибыли Компании до налогообложения при росте/(снижении) рубля по отношению к доллару США и евро.

	Доллары США – влияние			Евро – влияние		
	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2011 г.	2010 г.	2009 г.
% изменения функциональной валюты	**12,50%**	8,90%	14,80%	**11,77%**	11,05%	14,00%
Прибыль/(убыток)	**48/(48)**	32/(32)	68/(68)	**(1)/1**	1/(1)	2/(2)

Компания заключает валютные форвардные контракты, которые используются для хеджирования валютного риска по прогнозируемым операционным расходам.

Управление этими неблагоприятными финансовыми факторами является неотъемлемой частью программы Компании по управлению рисками, которая направлена на уменьшение потенциального неблагоприятного эффекта от колебаний рыночного обменного курса на результаты операционной деятельности. Компания заключает контракты для экономического хеджирования рисков, связанных с укреплением рубля. Данные инструменты не учитываются как операции хеджирования согласно МСФО (IAS) №39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка».*

В феврале и мае 2010 года Компания заключила валютные форвардные контракты на продажу долларов США на период не более одного года. В течение 2010 г. все валютные форвардные контракты были исполнены. Форвардные валютные контракты оцениваются с использованием рыночных котировок форвардных курсов и кривых доходности на основе котируемых процентных ставок в соответствии со сроком действия контрактов. Оценка справедливой стоимости производится на основании данных, полученных и рассчитанных в системе Bloomberg.

Компания заключает договора структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой (Примечание 19).

Встроенные опционы оцениваются по текущей стоимости предполагаемых дисконтированных будущих денежных потоков в соответствии с кривой доходности на основе рыночных котировок процентных ставок. Оценка справедливой стоимости производится на основании данных, полученных и рассчитанных в системе Bloomberg.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Риск изменения процентных ставок

Кредиты и займы, полученные под плавающие процентные ставки, оказывают влияние на годовую прибыль Компании из-за возможных изменений рыночных процентных ставок в части варьируемого элемента общей процентной ставки по кредитам и займам. Компания управляет такими рисками.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. задолженность Компании по кредитам и займам с плавающей процентной ставкой, не включая сумму процентов к уплате, составляла 657 млрд руб. В течение 2011, 2010 и 2009 гг. заемные средства Компании, полученные под плавающие ставки, были, главным образом, выражены в долларах США и евро.

Компания проводит анализ подверженности риску изменения процентных ставок, включая моделирование различных сценариев для оценки влияния изменения процентной ставки на размер годовой прибыли до налогообложения.

В приведенной ниже таблице показана чувствительность прибыли Компании до налогообложения к возможному росту или снижению ставок LIBOR, применимых к варьируемым элементам процентных ставок по кредитам и займам. Увеличение или уменьшение ставок отражает проведенную руководством оценку их возможного изменения.

	Увеличение/уменьшение ставки	**Эффект на прибыль до налогообложения**
	процентные пункты	**млрд руб.**
2011 г.	**+ 15**	**(1)**
	- 15	**1**
2010 г.	+ 100	(6)
	- 30*	2
2009 г.	+ 100	(6)
	- 30*	1

* До 0,0% по переменной части

Анализ чувствительности проводится только для кредитов и займов с плавающей процентной ставкой при неизменности всех прочих показателей на основании допущения о том, что сумма задолженности под плавающую процентную ставку на отчетную дату не погашалась в течение всего года. Фактически ставка по кредитам и займам с варьируемым элементом будет изменяться в течение года вместе с колебаниями рыночных процентных ставок.

Эффект, полученный в результате анализа чувствительности, не учитывает иные возможные изменения в экономической ситуации, которые могут сопутствовать соответствующим изменениям рыночных процентных ставок.

Компания заключает контракты для экономического хеджирования рисков, связанных с увеличением процентных расходов по полученным кредитам (Примечание 30).

Процентные SWAP оцениваются в соответствии с кривой доходности, по текущей стоимости предполагаемых дисконтированных будущих денежных потоков на основе рыночных котировок процентных ставок. Оценка справедливой стоимости производится на основании данных, полученных и рассчитанных в системе Bloomberg.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Риск изменения цены на товары

Риск изменения цен представляет собой риск или неопределенность, возникающую в результате возможных изменений цен на нефть, природный газ и нефтепродукты и их влияния на будущие показатели деятельности и результаты операционной деятельности Компании. Снижение цен может привести к снижению чистой прибыли и потоков денежных средств.

Сохранение низких цен в течение продолжительного периода времени может привести к сокращению объемов деятельности Компании и, в конечном итоге, может оказать влияние на способность Компании выполнять свои обязательства по договорам. Руководство оценивает риск снижения цен на нефть как умеренный, и Компания не использует существенные производные инструменты для снижения подверженности данному риску.

Компания заключает долгосрочные контракты на поставку нефти на стандартных коммерческих условиях определения цены, таким образом Компания не подвержена риску потери выручки при повышении цены на нефть (Примечание 39).

В приведенной ниже таблице показана чувствительность прибыли до налогообложения Компании к возможному росту или снижению цен на нефть и нефтепродукты на 10%. С учётом того, что рост цен на нефтепродукты коррелирует с ростом цен на нефть в таблице показан эффект от изменения цен на прибыль до налогообложения совместно по нефти и нефтепродуктам.

	Цена на нефть и нефтепродукты		
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**
Благоприятное изменение	**27**	66	33
Неблагоприятное изменение	**(43)**	(33)	(39)

Кредитный риск

Компания мало подвержена влиянию кредитного риска. Оценка кредитоспособности осуществляется в отношении всех покупателей, кроме связанных сторон, требующих кредит выше определенного предела. Компания осуществляет постоянный мониторинг и контроль за риском неплатежей.

Также при управлении денежными потоками и кредитными рисками Компания регулярно отслеживает кредитоспособность финансовых и банковских организаций, в которых размещает денежные средства на депозиты. Компания в основном сотрудничает с российскими дочерними банками международных банков, а также с некоторыми крупнейшими российскими банками.

В 2011, 2010 году Компания имела одного крупного покупателя и одного в 2009 году, каждый из которых является международным нефтяным трейдером, на долю которых приходилось не менее 10% совокупной выручки от реализации. Выручка от реализации данным нефтяным трейдерам составила 547 млрд руб., 293 млрд руб. и 172 млрд руб., или соответственно 20%, 15% и 11% от совокупной выручки от реализации. Указанная выручка от реализации, в основном, отражена в составе сегмента «Переработка и сбыт» (Примечание 7). Компания не зависит ни от кого из своих крупнейших покупателей или какого-либо одного покупателя, так как для нефти и нефтепродуктов существует ликвидный товарный рынок. По состоянию на 31 декабря 2011 г. сумма задолженности перед Компанией ее крупнейшего покупателя составляла 30 млрд руб., что представляет собой около 10% общей суммы дебиторской задолженности Компании.

Максимальный кредитный риск Компании представлен балансовой стоимостью каждого финансового актива, отраженного в консолидированном балансе.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Кредитный риск (продолжение)

Максимальная сумма кредитного риска Компании, в случае невыполнения обязательств сторонами указанных договоров финансовых гарантий, ограничена представленными выше суммами контрактов. По состоянию на 31 декабря 2011 г. руководство оценивало риск невыполнения обязательств сторонами по договорам финансовых гарантий как маловероятный.

Риск ликвидности

Компания обладает развитой системой управления риском ликвидности для управления краткосрочным, среднесрочным и долгосрочным финансированием. Компания контролирует риск ликвидности за счет поддержания достаточных резервов, банковских кредитных линий и резервных заемных средств. Руководство осуществляет постоянный мониторинг прогнозируемых и фактических денежных потоков и анализирует графики погашения финансовых активов и обязательств, а также осуществляет ежегодные процедуры детального бюджетирования.

Информация по срокам погашения финансовых обязательств Компании в соответствии с договорными графиками:

Год, закончившийся 31 декабря 2009 г.	**По требованию**	**12 месяцев**	**1-5 лет**	**Более 5 лет**	**Итого**
Кредиты и займы	–	184	304	620	1,108
Обязательства по финансовой аренде	–	1	2	3	6
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	–	48	–	–	48
Остатки на счетах клиентов банка	25	–	–	–	25
Производные финансовые инструменты	5	–	–	–	5

Год, закончившийся 31 декабря 2010 г.	**По требованию**	**12 месяцев**	**1-5 лет**	**Более 5 лет**	**Итого**
Кредиты и займы	–	138	265	555	958
Обязательства по финансовой аренде	–	1	2	3	6
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	–	44	–	–	44
Остатки на счетах клиентов банка	32	–	–	–	32
Производные финансовые инструменты	6	–	–	–	6

Год, закончившийся 31 декабря 2011 г.	**По требованию**	**12 месяцев**	**1-5 лет**	**Более 5 лет**	**Итого**
Кредиты и займы	**–**	**123**	**272**	**501**	**896**
Обязательства по финансовой аренде	**–**	**1**	**3**	**4**	**8**
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	**–**	**97**	**–**	**–**	**97**
Остатки на счетах клиентов банка	**40**	**–**	**–**	**–**	**40**
Производные финансовые инструменты	**4**	**–**	**–**	**–**	**4**

Из суммы кредитов и займов исключены займы и векселя к уплате компаний, аффилированных с ОАО «НК ЮКОС», которые ранее были учтены на балансе его дочерних обществ, приобретенных Компанией по итогам аукциона реализации активов ОАО «НК ЮКОС». Эти займы и векселя к уплате в настоящий момент оспариваются Компанией (см. Примечание 29 и Примечание 39).

7. Информация по сегментам

Компания определяет операционные сегменты на основании характера их деятельности. Результаты работы сегментов, отвечающих за основные направления деятельности, регулярно анализируются руководством Компании. Сегмент разведки и добычи занимается разведкой и добычей нефти и природного газа. Сегмент переработки и сбыта занимается переработкой нефти и другого углеводородного сырья в нефтепродукты, а также закупками, реализацией и транспортировкой сырой нефти и нефтепродуктов. Корпоративная и прочие деятельности не являются операционным сегментом и включают в себя общекорпоративную деятельность, деятельность, связанную с бурением и освоением месторождений, обслуживанием инфраструктуры и обеспечением деятельности первых двух сегментов, а также с оказанием банковских, финансовых услуг, и прочие виды деятельности. В основном вся деятельность и активы Компании находятся на территории Российской Федерации.

Результаты деятельности сегментов оцениваются на основе выручки и операционной прибыли, оценка которых производится на той же основе, что и в консолидированной финансовой отчетности. Операции по реализации товаров и услуг между операционными сегментами осуществляются по ценам, согласованным между Роснефтью и ее дочерними предприятиями.

Показатели производственных сегментов за 2011 год:

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
Выручка от реализации					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	**50**	**2 621**	**31**	–	**2 702**
Межсегментная реализация	**1 030**	–	–	**(1 030)**	–
Итого выручка от реализации	**1 080**	**2 621**	**31**	**(1 030)**	**2 702**
Затраты и расходы					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	**527**	**2 509**	**50**	**(1 030)**	**2 056**
Износ, истощение и амортизация	**184**	**24**	**5**	–	**213**
Итого затраты и расходы	**711**	**2 533**	**55**	**(1 030)**	**2 269**
Операционная прибыль	**369**	**888**	**(24)**	–	**433**
Финансовые доходы					**20**
Финансовые расходы					**(19)**
Итого финансовые доходы					**1**
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий					**16**
Прочие расходы					**(45)**
Прибыль до налогообложения					**405**
Налог на прибыль					**(86)**
Чистая прибыль					**319**

7. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2010 год:

	Разведка и добыча	**Переработка и сбыт**	**Корпоративная и прочие деятельности**	**Корректировки**	**Консолидированные данные**
Выручка от реализации					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	35	1 846	34	–	1 915
Межсегментная реализация	817	–	–	(817)	–
Итого выручка от реализации	852	1 846	34	(817)	1 915
Затраты и расходы					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	377	1 711	62	(817)	1 333
Износ, истощение и амортизация	176	23	3	–	202
Итого затраты и расходы	553	1 734	65	(817)	1 535
Операционная прибыль	299	112	(31)	–	380
Финансовые доходы					20
Финансовые расходы					(21)
Итого финансовые расходы					(1)
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий					4
Прочие расходы					(24)
Прибыль до налогообложения					359
Налог на прибыль					(58)
Чистая прибыль					301

Показатели производственных сегментов за 2009 год:

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
Выручка от реализации					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	31	1 408	33	–	1 472
Межсегментная реализация	657	–	–	(657)	–
Итого выручка от реализации	688	1 408	33	(657)	1 472
Затраты и расходы					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	299	1 354	51	(657)	1 047
Износ, истощение и амортизация	136	29	3	–	168
Итого затраты и расходы	435	1 383	54	(657)	1 215
Операционная прибыль	253	25	(21)	–	257
Финансовые доходы					16
Финансовые расходы					(24)
Итого финансовые расходы					(8)
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий					6
Прочие расходы					(43)
Прибыль до налогообложения					212
Налог на прибыль					(57)
Чистая прибыль					155

7. Информация по сегментам (продолжение)

Расшифровка выручки от реализации нефти, газа и нефтепродуктов представлена ниже (основана на стране регистрации покупателя):

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Реализация нефти и газа			
Реализация сырой нефти на экспорт – Европа и прочие направления	**955**	694	573
Реализация сырой нефти на экспорт – Азия	**366**	299	149
Реализация сырой нефти на экспорт – СНГ, кроме РФ	**54**	42	42
Реализация сырой нефти на внутреннем рынке	**3**	8	4
Реализация газа на внутреннем рынке	**14**	13	11
Всего реализация нефти и газа	**1 392**	1 056	779
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии			
Реализация нефтепродуктов на экспорт – Европа	**500**	254	215
Реализация нефтепродуктов на экспорт – Азия	**224**	182	154
Реализация нефтепродуктов на экспорт – СНГ, кроме РФ	**8**	5	5
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	**473**	356	272
Реализация нефтехимии на внутреннем рынке	**10**	9	5
Реализация нефтехимии в странах дальнего и ближнего зарубежья	**50**	4	2
Всего реализация нефтепродуктов и нефтехимии	**1 265**	810	653

Реализация признается Компанией в момент перехода права собственности от продавца к покупателю. При реализации продукции в зарубежные страны право собственности обычно переходит к покупателю при пересечении границы Российской Федерации.

8. Налоги, кроме налога на прибыль

Кроме налога на прибыль за годы, оканчивающиеся 31 декабря, Компания начислила следующие налоги:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	**414**	274	204
Акцизы	**55**	34	28
Налог на имущество	**11**	9	7
Прочие налоги	**18**	14	15
Итого налоги	**498**	331	254

9. Экспортная пошлина

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, экспортная пошлина включает:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Экспортная пошлина по реализации нефти и газа	**612**	396	295
Экспортная пошлина по реализации нефтепродуктов и нефтехимии	**178**	113	84
Итого экспортная пошлина	**790**	509	379

10. Финансовые доходы

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, финансовые доходы включают:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Депозиты и депозитные сертификаты	**11**	11	8
Займы выданные	**5**	6	7
Прибыль от изменения справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости с эффектом на финансовый результат	–	2	–
Прибыль от реализации и выбытия финансовых активов	–	1	–
Прочие финансовые доходы	**4**	–	1
Итого финансовые доходы	**20**	20	16

11. Финансовые расходы

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, финансовые расходы включают:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Кредиты и займы	**7**	11	13
Сделка процентного SWAP	**1**	4	2
Реструктуризированные налоговые обязательства	**3**	2	3
Убыток от изменения справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости с эффектом на финансовый результат	**2**	–	–
Прирост резервов, возникающий в результате течения времени	**5**	2	2
Прочие финансовые расходы	**1**	2	4
Итого финансовые расходы	**19**	21	24

Средневзвешенная ставка, используемая для расчета суммы капитализируемых расходов по кредитам и займам, составляет 3,70% годовых, 3,84% годовых и 4,32% годовых в 2011, 2010 и 2009 гг., соответственно.

12. Прочие доходы и расходы

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, прочие доходы и расходы включают:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Убыток от реализации и выбытия основных средств и нематериальных активов	**19**	15	17
Убыток от курсовых разниц	**24**	3	17
Прочие расходы	**2**	6	9
Итого прочие расходы	**45**	24	43

13. Затраты на персонал

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, затраты на персонал включают:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Заработная плата	**73**	72	66
Отчисления в государственные социальные фонды	**15**	12	12
Расход по негосударственному пенсионному плану с установленными взносами	**4**	4	4
Прочие вознаграждения работникам	**2**	1	1
Итого затраты на персонал	**94**	89	83

Затраты на персонал отражаются в составе производственных и операционных расходов, общехозяйственных и административных расходов и прочих расходов в консолидированном отчете о совокупном доходе.

14. Операционная аренда

Договоры операционной аренды имеют различные условия и в основном представляют собой бессрочные договоры аренды объектов нефтегазового комплекса, договоры аренды земельных участков (песчаных карьеров) сроком от трех до пяти лет, железнодорожные вагоны и цистерны сроком менее 12 месяцев и договоры аренды земельных участков – промышленных зон нефтеперерабатывающих заводов Компании. Договоры содержат оговорки о возможном ежегодном пересмотре величины арендной платы и условий договора.

Общая сумма расходов по операционной аренде за годы, оканчивающиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг., составляет 10 млрд руб., 8 млрд руб. и 11 млрд руб., соответственно. Указанные расходы были отражены как производственные и операционные расходы, общехозяйственные и административные расходы и прочие расходы в отчете о совокупном доходе.

Ниже представлены будущие минимальные арендные платежи согласно неаннулируемым договорам операционной аренды на 31 декабря:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Менее года	**9**	7	11
От 1 до 5 лет	**18**	10	1
Свыше 5 лет	**14**	8	2
Итого будущие минимальные арендные платежи	**41**	25	14

Затраты на техническое обслуживание и текущий ремонт арендованных основных средств за 2011, 2010 и 2009 гг. составили 0,6 млрд руб., 0,5 млрд руб. и 0,4 млрд руб., соответственно, и были отражены в основном как расходы на капитальный и текущий ремонт в составе производственных и операционных расходов в консолидированном отчете о совокупном доходе.

15. Налог на прибыль

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, налог на прибыль включает:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Налог на прибыль за текущий период	**99**	90	67
Корректировки, относящиеся к прошлым периодам	**(3)**	(5)	–
Текущий налог на прибыль	**96**	85	67
Отложенный налог, относящийся к возникновению и списанию временных разниц	**(10)**	(27)	(10)
Доход по отложенному налогу на прибыль	**(10)**	(27)	(10)
Итого налог на прибыль	**86**	58	57

В 2011, 2010 и 2009 гг. для Компании применялась действующая в Российской Федерации ставка налога на прибыль в размере 20%.

Временные разницы, возникающие между данными настоящей консолидированной финансовой отчетности и налоговыми данными, привели к возникновению следующих отложенных активов и обязательств по налогу на прибыль:

	31 декабря 2010 г.	Признаны в отчете о прибылях и убытках	31 декабря 2011 г.
Признанные отложенные налоговые активы относятся к следующим статьям:			
Краткосрочные финансовые активы	**–**	**1**	**1**
Краткосрочная дебиторская задолженность за вычетом резерва	**1**	**–**	**1**
Долгосрочные финансовые активы	**1**	**–**	**1**
Долгосрочная дебиторская задолженность за вычетом резерва	**1**	**(1)**	**–**
Основные средства	**–**	**2**	**2**
Прочие внеоборотные активы	**2**	**–**	**2**
Краткосрочная кредиторская задолженность и начисления	**3**	**1**	**4**
Прочие краткосрочные обязательства	**1**	**–**	**1**
Долгосрочная кредиторская задолженность и начисления	**1**	**–**	**1**
Долгосрочные начисленные резервы	**–**	**1**	**1**
Налоговые убытки перенесенные на будущие периоды	**–**	**1**	**1**
Резерв под отложенный актив по налогу на прибыль	**(1)**	**(1)**	**(2)**
Отложенные налоговые активы	**9**	**4**	**13**
Признанные отложенные налоговые обязательства относятся к следующим статьям:			
Стоимость прав на добычу нефти и газа	**(65)**	**2**	**(63)**
Основные средства и прочее	**(175)**	**4**	**(171)**
Отложенные налоговые обязательства	**(240)**	**6**	**(234)**
Чистые отложенные налоговые обязательства	**(231)**	**10**	**(221)**

15. Налог на прибыль (продолжение)

	31 декабря 2009 г.	Признаны в отчете о прибылях и убытках	31 декабря 2010 г.
Признанные отложенные налоговые активы относятся к следующим статьям:			
Краткосрочная дебиторская задолженность за вычетом резерва	2	(1)	1
Долгосрочные финансовые активы	1	–	1
Долгосрочная дебиторская задолженность за вычетом резерва	1	–	1
Прочие внеоборотные активы	2	–	2
Краткосрочная кредиторская задолженность и начисления	3	–	3
Прочие краткосрочные обязательства	1	–	1
Долгосрочная кредиторская задолженность и начисления	1	–	1
Резерв под отложенный актив по налогу на прибыль	(1)	–	(1)
Отложенные налоговые активы	10	(1)	9
Признанные отложенные налоговые обязательства относятся к следующим статьям:			
Стоимость прав на добычу нефти и газа	(63)	(2)	(65)
Основные средства и прочее	(205)	30	(175)
Отложенные налоговые обязательства	(268)	28	(240)
Чистые отложенные налоговые обязательства	(258)	27	(231)

	1 января 2009 г.	Признаны в отчете о прибылях и убытках	31 декабря 2009 г.
Признанные отложенные налоговые активы относятся к следующим статьям:			
Краткосрочная дебиторская задолженность за вычетом резерва	1	1	2
Долгосрочные финансовые активы	2	(1)	1
Долгосрочная дебиторская задолженность за вычетом резерва	1	–	1
Прочие внеоборотные активы	2	–	2
Краткосрочная кредиторская задолженность и начисления	2	1	3
Прочие краткосрочные обязательства	2	(1)	1
Долгосрочная кредиторская задолженность и начисления	–	1	1
Резерв под отложенный актив по налогу на прибыль	(2)	1	(1)
Отложенные налоговые активы	8	2	10
Признанные отложенные налоговые обязательства относятся к следующим статьям:			
Стоимость прав на добычу нефти и газа	(66)	3	(63)
Основные средства и прочее	(210)	5	(205)
Отложенные налоговые обязательства	(276)	8	(268)
Чистые отложенные налоговые обязательства	(268)	10	(258)

15. Налог на прибыль (продолжение)

Несмотря на то, что Компания не является единым налогоплательщиком на основе консолидированной отчетности, сверка между расходами по налогу на прибыль и бухгалтерской прибылью, умноженной на ставку 20% за отчетные годы, завершившиеся 31 декабря представлена следующим образом:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Прибыль до налогообложения	**405**	359	212
Налог на прибыль, рассчитанный по ставкам, установленным законодательством	**81**	72	42
Увеличение/(уменьшение) в результате действия следующих факторов:			
Эффект применения ставок налога на прибыль в других юрисдикциях	**3**	2	2
Эффект льготных ставок налога на прибыль	**(6)**	(10)	(5)
Эффект от невычитаемых в целях налогообложения расходов и необлагаемых налогом доходов	**8**	(6)	18
Налог на прибыль	**86**	58	57

Отложенные налоговые активы, не признанные в консолидированных балансах, в сумме 5 млрд руб., 5 млрд руб. и 3 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг., соответственно, связаны с существованием непризнанных налоговых убытков. Сроки возможного признания данных налоговых убытков истекают в период между 2012 и 2021 гг.

16. Неконтролирующие доли

Неконтролирующие доли включают:

	На 31 декабря 2011 г.		За 2011 г.	На 31 декабря 2010 г.		За 2010 г.	На 31 декабря 2009 г.		За 2009 г.	На 1 января 2009 г.	
	Неконтр. доля (%)	Неконтр. доля в чистых активах	Неконтр. доля в чистой прибыли	Неконтр. доля (%)	Неконтр. доля в чистых активах	Неконтр. доля в чистой прибыли	Неконтр. доля (%)	Неконтр. доля в чистых активах	Неконтр. доля в чистой прибыли	Неконтр. доля (%)	Неконтр. доля в чистых активах
ЗАО Ванкорнефть»	6,04	22	5	6,04	18	6	6,04	12	1	6,04	11
ОАО «Грознефтегаз»	49,00	6	–	49,00	6	–	49,00	6	(1)	49,00	7
ОАО «Дальневосточный банк»	17,94	–	–	90,08	3	–	91,04	2	–	91,04	2
ОАО «Роснефть-Сахалин»	45,00	2	–	45,00	2	–	45,00	2	–	45,00	2
ОАО «Всероссийский банк развития регионов»	15,33	1	–	15,33	1	–	23,53	1	1	23,53	–
Неконтролирующие доли прочих компаний	различная	3	(2)	различная	2	2	различная	1	(1)	различная	2
Неконтролирующие доли на конец отчетного периода		**34**	**3**		**–**	**8**		**–**	**–**		**24**

Изменение неконтролирующей доли в чистых активах за 2011 год включает приобретение неконтролирующих долей в двух дочерних обществах в сумме 1 млрд руб. (Примечание 35).

17. Прибыль на акцию

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, базовая прибыль на акцию включает:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Продолжающаяся деятельность			
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	**316**	293	155
Средневзвешенное количество выпущенных обыкновенных акций в обращении (миллионов шт.)	**9 591**	9 598	9 598
Итого базовая прибыль на акцию (рублей)	**32,95**	30,53	16,15

18. Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2009 г.
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли	**22**	20	19	12
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – иностранная валюта	**62**	26	23	24
Депозиты	**80**	80	18	1
Прочее	**2**	1	–	3
Итого денежные средства и их эквиваленты	**166**	127	60	40

Денежные средства на счетах в иностранной валюте представляют собой в основном средства в долларах США.

Депозиты являются процентными и выражены, главным образом, в рублях.

Денежные средства с ограничением к использованию включают:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2009 г.
Обязательный резерв в ЦБ РФ	**1**	1	1	–
Счет расчетов по совместной деятельности с Группой компаний BP в Евро (Примечание 26)	**3**	–	–	–
Итого денежные средства с ограничением к использованию	**4**	1	1	–

19. Краткосрочные финансовые активы

Краткосрочные финансовые активы включают:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи:				
Краткосрочные облигации	**13**	6	5	1
Вложения в акции и паи	**2**	2	1	1
Займы и дебиторская задолженность:				
Краткосрочные займы	**2**	–	–	–
Краткосрочные займы, выданные ассоциированным компаниям	**4**	2	–	–
Векселя полученные, нетто	**31**	7	–	–
Краткосрочные векселя	**5**	–	3	17
Займы, выданные по сделке обратного РЕПО	**22**	12	1	–
Депозиты и депозитные сертификаты	**21**	41	36	3
Структурированные депозиты	**31**	116	15	–
Маржа по сделке РЕПО	**–**	–	–	26
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, предназначенные для торговли:				
Краткосрочные векселя	**–**	–	1	–
Корпоративные облигации	**16**	9	8	1
Государственные облигации	**3**	14	6	1
Производные финансовые инструменты	**–**	2	–	–
Итого краткосрочные финансовые активы	**150**	211	76	50

Состав краткосрочных облигаций, имеющихся в наличии для продажи, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлен в таблице ниже:

	2011 г.			**2010 г.**		
Вид ценных бумаг	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**
Государственные облигации (облигации федерального займа, выпущенные Министерством Финансов РФ)	**4**	6,1% - 11,3%	июль 2012 – январь 2016	1	4,59% - 6,85%	январь 2011 – май 2015
Муниципальные облигации	**1**	8,0% - 17,9%	март 2012 – октябрь 2021	1	8,75% - 18,0%	март 2012 – декабрь 2014
Корпоративные облигации	**8**	6,25% - 13,0%	февраль 2013 – октябрь 2021	4	6,75% - 18,0%	март 2011 – июль 2020
Итого	**13**			6		

19. Краткосрочные финансовые активы (продолжение)

Состав краткосрочных облигаций, имеющихся в наличии для продажи, по состоянию на 31 декабря 2009 г. представлен в таблице ниже:

	2009 г.		
Вид ценных бумаг	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**
Государственные облигации			
Облигации федерального займа, выпущенные Министерством Финансов РФ	1	6,1% - 10,0%	июль 2010 – август 2025
Облигации ЦБ РФ (средневзвешенная эффективная ставка)	4	7,25%	март 2010 – июль 2010
Итого	5		

По состоянию на 31 декабря 2010 г. корпоративные облигации на сумму 1 млрд руб. были переданы в залог по сделкам РЕПО. По состоянию на 31 декабря 2011 г. Компании не имела обязательств по сделкам РЕПО.

Структурированные депозиты выражены в долларах США и составляют 31 млрд руб., 116 млрд руб. и 15 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. Структурированные депозиты размещены под процентные ставки от 5,1% до 7,0% годовых, 6,22% до 7,2% годовых и 7,75% годовых по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг., соответственно.

Банковские депозиты составляют 21 млрд руб., 41 млрд руб., 36 млрд руб. и 3 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. и 1 января 2009 г., соответственно. По состоянию на 31 декабря 2011 г. банковские депозиты выражены, главным образом, в долларах США и размещены под процентные ставки от 3,0% до 7,25% годовых. По состоянию на 31 декабря 2010 г. банковские депозиты выражены, главным образом, в долларах США и были размещены под процентные ставки от 4,7% до 8,0% годовых. По состоянию на 31 декабря 2009 г. банковские депозиты, выраженные в долларах США, были размещены под процентные ставки от 6,5% до 7,0% годовых и банковские депозиты в рублях размещены под процентные ставки от 10,5% до 10,6% годовых.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. векселя полученные представляют собой процентные корпоративные векселя со сроками погашения от января 2012 года до декабря 2014 года и номинальными процентными ставками от 3,84% до 7,10% годовых и беспроцентные корпоративные векселя со сроками погашения от января 2012 года до февраля 2014 года и средневзвешенной эффективной ставкой 6,39% годовых. Долгосрочная часть векселей полученных учтена в составе долгосрочных финансовых вложений (Примечание 25). По состоянию на 31 декабря 2011 г. по краткосрочной части отдельных векселей полученных в сумме 4 млрд руб. было признано временное обесценение и начислен резерв в сумме 1 млрд руб. По состоянию на 31 декабря 2010 г. векселя полученные представляют собой процентные корпоративные векселя со сроком погашения в декабре 2012 года и номинальной процентной ставкой 4,25% и беспроцентные корпоративные векселя со сроком погашения в июне 2015 года и средневзвешенной эффективной ставкой 3,0% годовых.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. краткосрочные векселя представляют собой процентные корпоративные векселя со сроками погашения от февраля 2012 года до ноября 2012 года и номинальными процентными ставками от 9,0% до 12,0% годовых и беспроцентные корпоративные векселя со сроками погашения от февраля 2012 года до апреля 2013 года и средневзвешенными эффективными ставками от 2,06% до 6,66% годовых. По состоянию на 31 декабря 2009 г. процентная ставка по рублевым краткосрочным векселям, составляла 15% годовых, срок погашения – в январе 2010 г.

19. Краткосрочные финансовые активы (продолжение)

Сделки обратного РЕПО обеспечены торговыми ценными бумагами, имеющими справедливую стоимость на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. в сумме 22 млрд руб., 12 млрд руб. и 1 млрд руб., соответственно.

Краткосрочные финансовые активы, предназначенные для торговли, составляют 19 млрд руб., 23 млрд руб., 15 млрд руб. и 2 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. и 1 января 2009 г., соответственно.

Состав краткосрочных финансовых активов, предназначенных для торговли, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлен в таблице ниже:

	2011 г.			2010 г.		
Вид ценных бумаг	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**
Государственные и муниципальные облигации	**3**	6,7% - 15,0%	декабрь 2012 – февраль 2036	1	5,14% - 18,1%	апрель 2011 – февраль 2036
Корпоративные облигации	**16**	6,47% - 19,0%	февраль 2012– октябрь 2021	9	5,8% - 19,0%	февраль 2011 – июнь 2020
Облигации ЦБ РФ (средневзвешенная эффективная ставка)	**–**	–	–	13	3,52%	февраль 2011 – март 2011
Итого	**19**			23		

Состав краткосрочных финансовых активов, предназначенных для торговли, по состоянию на 31 декабря 2009 г. представлен в таблице ниже:

	2009 г.		
Вид ценных бумаг	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**
Государственные и муниципальные облигации	6	6,9% - 18,0%	март 2010 – февраль 2036
Корпоративные облигации	8	7,9% - 19,0%	июнь 2010 – декабрь 2016
Дисконтные векселя (средневзвешенная эффективная ставка)	1	9,5% - 15,9%	февраль 2010 – январь 2011
Итого	15		

В 2009 году Компания заключила договор структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой на номинальную сумму 500 млн долл. США (15 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2009 г.) и сроком действия, истекшим в 2010 году. На дату возврата депозита текущий обменный курс рубля к доллару не превысил значения курса конвертации, установленного в договоре.

В 2010 году Компания заключила с двумя банками договоры структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой на номинальные суммы 2 150 млн долл. США и 1 545 млн долл. США (66 млрд руб. и 47 млрд руб., соответственно, по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2010 г.), соответственно, и одинаковыми сроками действия, истекшими в 2011 году. На дату возврата депозита текущий обменный курс рубля к доллару не превысил значения курса конвертации, установленного в договоре.

19. Краткосрочные финансовые активы (продолжение)

В 2011 году Компания заключила с двумя банками договоры структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой на номинальные суммы 500 млн долл. США и 550 млн долл. США, (16 млрд руб. и 18 млрд руб., соответственно, по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2011 г.), соответственно. Если на дату возврата депозита текущий обменный курс рубля к доллару превысит значение курса конвертации, установленное в договоре, вторая сторона имеет право (опцион) осуществить возврат депозита в рублях, величина которого должна быть равна номинальной сумме, умноженной на соответствующий курс конвертации.

Встроенные опционы были отделены от основных контрактов и отражены по справедливой стоимости в консолидированном балансе на 31 декабря 2011, 2010. и 2009 гг. в составе краткосрочных финансовых активов.

Изменение справедливой стоимости встроенных опционов было отражено как финансовые расходы в сумме 2 млрд руб., как финансовые доходы в сумме 2 млрд руб. и как финансовые доходы в сумме 0 млрд руб. в консолидированном отчете о совокупном доходе за 2011, 2010 и 2009 гг., соответственно.

20. Дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность за вычетом резерва включает:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Торговая дебиторская задолженность покупателей и заказчиков	**183**	125	89	52
Ссудная задолженность банков Компании	**24**	23	23	30
Прочая дебиторская задолженность	**15**	11	11	11
Итого	**222**	159	123	93
Оценочный резерв по сомнительным долгам	**(5)**	(4)	(3)	(4)
Итого дебиторская задолженность за вычетом резерва	**217**	155	120	89

Оценочный резерв по сомнительным долгам формируется на каждую отчетную дату на основании оценок руководства Компании относительно ожидаемых денежных поступлений в счет погашения дебиторской задолженности.

Компания начислила оценочный резерв по сомнительным долгам по всем существенным суммам просроченной дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг.

На 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. дебиторская задолженность не передавалась в залог в качестве обеспечения кредитов и займов, предоставленных Компании.

21. Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы включают:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Сырая нефть и попутный газ	**46**	16	14	7
Нефтепродукты и нефтехимия	**46**	30	25	18
Материалы	**23**	14	12	14
Незавершенное производство	**11**	5	5	5
Итого	**126**	65	56	44

Остаток по статье «Материалы», в основном, включает запасные части. Статья «Нефтепродукты и нефтехимия» включает таковые как для реализации, так и для внутреннего использования.

	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**
Сумма запасов, признанных в качестве расходов	**297**	151	127

Сумма запасов, признанных в качестве расходов в отчетном периоде, отражена в строках «Производственные и операционные расходы», «Стоимость приобретенной нефти и газа, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти» и «Общехозяйственные и административные расходы».

22. Авансы выданные и прочие оборотные активы

Авансы выданные включают:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
НДС и акцизы к возмещению из бюджета	**62**	65	68	56
Авансы, выданные поставщикам	**25**	21	20	19
Предоплата по таможенным пошлинам	**51**	39	40	32
Расчеты по прочим налогам	**11**	9	7	40
Прочие	**3**	3	2	3
Итого авансы выданные и прочие оборотные активы	**152**	137	137	150

Предоплата по таможенным пошлинам представляет собой, в основном, расходы по экспортной пошлине по экспорту нефти и нефтепродуктов (Примечание 9).

23. Основные средства и незавершенное строительство

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоратив-ная и прочие деятельности	Итого
Первоначальная стоимость				
На 1 января 2009 г.	1 558	289	63	1 910
Поступления и прочие движения	201	31	11	243
Выбытия и прочие движения	(14)	(5)	(6)	(25)
На 31 декабря 2009 г.	1 745	315	68	2 128
Износ, истощение и убытки от обесценения				
Начисление износа и истощения	(128)	(32)	(7)	(167)
На 31 декабря 2009 г.	(128)	(32)	(7)	(167)
Чистая балансовая стоимость				
На 1 января 2009 г.	1 558	289	63	1 910
На 31 декабря 2009 г.	1 617	283	61	1 961
Авансы, выданные за основные средства				
На 1 января 2009 г.	16	4	6	26
На 31 декабря 2009 г.	13	4	5	22
Итого на 1 января 2009 г.	**1 574**	**293**	**69**	**1 936**
Итого на 31 декабря 2009 г.	**1 630**	**287**	**66**	**1 983**
Первоначальная стоимость				
Поступления и прочие движения	204	72	16	292
Выбытия и прочие движения	(12)	(9)	(2)	(23)
На 31 декабря 2010 г.	1 937	378	82	2 397
Износ, истощение и убытки от обесценения				
Начисление износа и истощения	(164)	(28)	(9)	(201)
Выбытия и прочие движения	–	–	–	–
Курсовая разница	(2)	–	–	(2)
На 31 декабря 2010 г.	(294)	(60)	(16)	(370)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2010 г.	1 643	318	66	2 027
Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2010 г.	13	9	2	24
Итого на 31 декабря 2010 г.	**1 656**	**327**	**68**	**2 051**
Первоначальная стоимость				
Поступления и прочие движения	281	103	21	405
Выбытия и прочие движения	(14)	(9)	(5)	(28)
На 31 декабря 2011 г.	2 204	472	98	2 774
Износ, истощение и убытки от обесценения				
Начисление износа и истощения	(177)	(24)	(12)	(213)
Выбытия и прочие движения	1	–	–	1
Обесценение активов	–	–	(4)	(4)
Курсовая разница	(4)	–	–	(4)
На 31 декабря 2011 г.	(474)	(84)	(32)	(590)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2011 г.	1 730	388	66	2 184
Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2011 г.	11	29	7	47
Итого на 31 декабря 2011 г.	**1 741**	**417**	**73**	**2 231**

23. Основные средства и незавершенное строительство (продолжение)

Сумма незавершенного капитального строительства, которое включено в состав Основных средств, на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. и 1 января 2009 г. составляла 441 млрд руб., 302 млрд руб., 235 млрд руб. и 230 млрд руб., соответственно.

В течение 2011 года Компания выявила наличие индикаторов обесценения (снижение фрахтовых ставок и тарифов на мировом рынке транспортных услуг) в отношении трех двухкорпусных челночных нефтяных танкеров ледового класса, включенных в категорию «Корпоративная и прочие деятельности» основных средств. Компания произвела сравнение текущей и справедливой стоимостей данных основных средств в соответствии с МСФО (IAS) № 36 *«Обесценение активов»*. Для оценки справедливой стоимости Компания использовала информацию о рыночной стоимости аналогичных нефтяных танкеров. Компания признала убыток от обесценения в размере 4 млрд руб. в составе прочих расходов консолидированного отчета о совокупном доходе за 2011 год.

Компания капитализировала проценты по кредитам и займам в сумме 13,9 млрд руб., 10,5 млрд руб. и 11,1 млрд руб. в 2011, 2010 и 2009 гг., соответственно.

Активы по разведке и оценке

Активы по разведке и оценке включают:

	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**
На 1 января	**10**	7	10
Капитализированные расходы	**7**	6	3
Реклассификация в активы на стадии разработки	**(1)**	(3)	(2)
Списание на расходы	**(5)**	–	(4)
На 31 декабря	**11**	10	7

23. Основные средства и незавершенное строительство (продолжение)

Права на добычу

Права на добычу в составе Основных средств разведки и добычи включают:

	Перво-начальная стоимость	Накопленная амортизация	Чистая балансовая стоимость
На 1 января 2009 г.			
Права на доказанные запасы	264	–	264
Права на недоказанные запасы	94	–	94
Итого на 1 января 2009 г.	**358**	**–**	**358**
Начисление истощения			
Права на доказанные запасы	–	(15)	(15)
Поступления			
Права на недоказанные запасы	3	–	3
На 31 декабря 2009 г.			
Права на доказанные запасы	264	(15)	249
Права на недоказанные запасы	97	–	97
Итого на 31 декабря 2009 г.	**361**	**(15)**	**346**
Начисление истощения			
Права на доказанные запасы	–	(15)	(15)
Поступления			
Права на недоказанные запасы	4	–	4
Реклассификация прав на доказанные запасы из прав на недоказанные запасы			
Права на доказанные запасы	2	–	2
Права на недоказанные запасы	(2)	–	(2)
На 31 декабря 2010 г.			
Права на доказанные запасы	266	(30)	236
Права на недоказанные запасы	99	–	99
Итого на 31 декабря 2010 г.	**365**	**(30)**	**335**
Начисление истощения			
Права на доказанные запасы	–	(15)	(15)
Поступления			
Права на недоказанные запасы	8	–	8
Реклассификация прав на доказанные запасы из прав на недоказанные запасы			
Права на доказанные запасы	3	–	3
Права на недоказанные запасы	(3)	–	(3)
На 31 декабря 2011 г.			
Права на доказанные запасы	269	(45)	224
Права на недоказанные запасы	104	–	104
Итого на 31 декабря 2011 г.	**373**	**(45)**	**328**

Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов

По состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. и 1 января 2009 г. сумма резерва под обязательства, связанные с выбытием активов, составила 35,6 млрд руб., 32,3 млрд руб., 15,1 млрд руб. и 19,1 млрд руб., соответственно, и была включена в состав основных средств.

24. Нематериальные активы и гудвилл

Изменение балансовой стоимости нематериальных активов и гудвилла представлено в таблице ниже:

	Права аренды земли	Прочие нематериальные активы	Итого нематериальные активы	Гудвилл
Первоначальная стоимость				
На 1 января 2009 г.	21	1	22	132
Поступления	–	6	6	–
На 31 декабря 2009 г.	21	7	28	132
Амортизация и убыток от обесценения				
На 1 января 2009 г.	(2)	–	(2)	–
Начисленная амортизация	(1)	(1)	(2)	–
На 31 декабря 2009 г.	(3)	(1)	(4)	–
Чистая балансовая стоимость на 1 января 2009 г.	**19**	**1**	**20**	**132**
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2009 г.	**18**	**6**	**24**	**132**
Первоначальная стоимость				
Поступления	–	1	1	–
На 31 декабря 2010 г.	21	8	29	132
Амортизация и убыток от обесценения				
Начисленная амортизация	(1)	(1)	(2)	–
На 31 декабря 2010 г.	(4)	(2)	(6)	–
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2010 г.	**17**	**6**	**23**	**132**
Первоначальная стоимость				
Поступления	–	3	3	–
Выбытия	(2)	(2)	(4)	–
На 31 декабря 2011 г.	19	9	28	132
Амортизация и убыток от обесценения				
Начисленная амортизация	(1)	(1)	(2)	–
Прочие выбытия	1	1	2	–
На 31 декабря 2011 г.	(4)	(2)	(6)	–
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2011 г.	**15**	**7**	**22**	**132**

Компанией был проведен годовой тест на обесценение гудвилла по состоянию на 1 октября каждого года. Проверка на обесценение была произведена в начале четвертого квартала каждого года с использованием наиболее актуальной информации на дату ее проведения. В результате данной годовой проверки обесценения гудвилла в 2011, 2010 и 2009 гг. выявлено не было.

24. Нематериальные активы и гудвилл (продолжение)

Гудвилл, образовавшийся в результате приобретения компаний, был распределен по соответствующим группам единиц, генерирующим денежные средства, являющимся производственными сегментами – сегменту разведки и добычи и сегменту переработки и сбыта. При оценке обесценения гудвилла текущая стоимость производственных сегментов (включая гудвилл) была сопоставлена с их расчётной ценностью от использования.

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Гудвилл				
Разведка и добыча	**21**	21	21	21
Переработка и сбыт	**111**	111	111	111
Итого	**132**	132	132	132

Ценность от использования производственных сегментов была определена Компанией при помощи модели дисконтированных денежных потоков. Будущие денежные поступления были скорректированы на риски, применительно к каждому сегменту, и дисконтированы по ставке, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег и рисков, характерных для данного сегмента, по которому не производилась корректировка расчетных оценок будущих потоков денежных средств.

Бизнес-план Компании, утверждаемый Советом Директоров Компании, является первичным источником информации при определении ценности от использования производственных сегментов. Бизнес-план содержит внутренние прогнозы по добыче нефти и газа, прогнозы по объему переработки нефтеперерабатывающих заводов, объемам продаж различных типов нефтепродуктов, а также прогнозы по выручке, операционным издержкам и капитальным вложениям. В качестве первого шага при подготовке данных прогнозов в бизнес-план Компании включается ряд обусловленных внешними условиями допущений, таких как цены на нефть и природный газ, маржа нефтепереработки и маржа по нефтепродуктам, а также уровень инфляции, связанной с ростом издержек производства. Данные предпосылки основываются на существующих ценах, уровнях инфляции рубля и доллара США, других макроэкономических факторах и исторических тенденциях, а также волатильности рынков.

Для определения ценности от использования операционных сегментов была найдена сумма дисконтированных денежных потоков по данным сегментам и остаточной стоимости производственных сегментов. Для определения остаточной стоимости сегментов Компании в пост-прогнозный период использовалась модель Гордона. В указанной модели применялись усредненные темпы падения производства, равные естественным темпам падения добычи для существующих активов при условии отсутствии эксплуатационного бурения. Соответствующие темпы составили 8,0% ежегодного снижения для сегмента «Разведка и добыча» и 0,0% для сегмента «Переработка и сбыт».

Среди перечисленных выше факторов ставка дисконтирования и цена на нефть являются самыми существенными предпосылками. Чувствительность дисконтированных денежных потоков к их изменению является наиболее сильной. Ставка дисконтирования определялась на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании до налога на прибыль и составила 7,3% (7,1% и 6,1% в 2010 и 2009 гг., соответственно). Для целей проведения теста на обесценение прогноз Компании по цене нефти сорта Urals был основан на прогнозных рыночных ценах. По мнению руководства, возможные разумные изменения в перечисленных допущениях не привели бы к обесценению гудвилла.

По состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. Компания не имела объектов нематериальных активов с неопределенным сроком полезного использования (за исключением гудвилла). По состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. не имелось нематериальных активов, находящихся в залоге.

25. Долгосрочные финансовые активы

Долгосрочные финансовые активы включают:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Банковские депозиты	**–**	–	25	–
Облигации	**1**	1	1	1
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи				
Векселя	**7**	–	–	–
Акции ОАО «ТГК-11»	–	–	1	–
Акции ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»	**5**	–	–	–
Прочие ценные бумаги в банках Компании	**–**	1	–	–
Долгосрочные займы, выданные ассоциированным компаниям	**13**	21	17	14
Ссуды персоналу	**1**	1	1	1
Прочие	**7**	4	2	2
Итого долгосрочные финансовые активы	**34**	28	47	18

В июне 2009 года долларовые депозиты были размещены в банке, контролируемом государством, на срок 2 года по ставке 8%.

Долгосрочные займы, выданные ассоциированным компаниям, по условиям контрактов имеют срок погашения от 3 до 8 лет.

Просроченных долгосрочных финансовых активов, по которым не создан резерв под обесценение, по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. и 1 января 2009 г. не имеется.

По состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. и на 1 января 2009 г. обесценены, в основном, займы в ассоциированные компании в сумме 0,3 млрд руб., 0,3 млрд руб., 0,5 млрд руб. и 0,5 млрд руб., соответственно, вклады в совместную деятельность в сумме 0 млрд руб., 0,4 млрд руб., 0,4 млрд руб. и 0,4 млрд руб., а также векселя в сумме 3 млрд руб., 0 млрд руб., 0 млрд руб. и 0 млрд руб., соответственно.

Долгосрочные финансовые активы не передавались в залог в обеспечение кредитов и займов, предоставленных Компании по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 года и на 1 января 2009 г.

На 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. и на 1 января 2009 г. Компания не получала в залог долгосрочных финансовых активов.

Акции ОАО «ТГК-11»

В мае и июле 2007 года в результате аукционов по продаже активов ОАО НК «ЮКОС» («ЮКОС») Компания приобрела доли в ОАО «Томскэнерго» и ОАО «Кубаньэнерго». В 2007 году ОАО «Томскэнерго» было реорганизовано в форме присоединения к ОАО «ТГК-11». В результате сопутствующей реорганизации конвертации акций ОАО «Томскэнерго» доля Компании в капитале ОАО «ТГК-11» составила 5,28%. В сентябре 2009 года Компания получила дополнительные акции ОАО «ТГК-11», увеличив свою долю в капитале ОАО «ТГК-11» до 6,77%. В мае 2011 года инвестиция в ОАО «ТГК-11» была обменена на акции ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», российской компании энергетического сектора.

25. Долгосрочные финансовые активы (продолжение)

Акции ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»

В декабре 2010 года Компания заключила соглашение о намерении передать доли в ряде зависимых компаний и одной дочерней компании в обмен на неконтролирующий пакет акций ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС». В мае 2011 года был завершен обмен долей акций зависимых обществ, в результате чего Компания приобрела 0,4% долю в ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС». Обмен 100% доли Компании в ее дочернем обществе на дополнительный пакет акций ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» завершен в июле 2011 года, в результате доля Компании в акционерном капитале ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» увеличилась до 1,36%. По состоянию на 31 декабря 2011 г. инвестиция Компании в ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» учитывается в составе долгосрочных финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи.

Активы, подлежащие обмену, были отражены в консолидированном балансе на 31 декабря 2010 г. в составе активов, предназначенных для продажи. Компания отразила группу выбытия по меньшей из текущей и справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу и признала убыток от обесценения в сумме 0,2 млрд руб. и 1 млрд руб. в консолидированном отчете о совокупном доходе за 2011 и 2010 гг., соответственно.

26. Инвестиции в совместные и зависимые компании

Инвестиции в совместные и зависимые компании включают:

Наименование объекта инвестиции	Страна	Доля Компании, %	На 31 декабря			На 1 января
			2011 г.	2010 г.	2009 г.	2009 г.
Инвестиции в совместные компании						
ООО «Компания «Полярное сияние»	Россия	50,00	**2**	2	2	3
ОАО «Томскнефть» ВНК	Россия	50,00	**34**	39	44	43
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	Россия	25,94	**16**	8	7	6
Rosneft Shell Caspian Vent.	Россия	51,00	**1**	1	1	1
Ruhr Oel GmbH	Германия	50,00	**46**	–	–	–
Тайху Лимитед	Кипр	51,00	**2**	–	–	–
Инвестиции в зависимые компании						
ОАО «Кубаньэнерго»	Россия	27,97	**2**	3	5	3
Прочие			**11**	10	9	8
Итого инвестиции в совместные и зависимые компании			**114**	63	68	64

26. Инвестиции в совместные и зависимые компании (продолжение)

Ниже представлена финансовая информация о существенных зависимых и совместных компаниях по состоянию на 31 декабря 2011 г.:

Доля Компании в чистых активах	ОАО Томскнефть ВНК	ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	Тайху Лимитед	Ruhr Oel GmbH
Оборотные активы	11	2	11	8
Внеоборотные активы	52	17	42	16
Итого активы	**63**	**19**	**53**	**24**
Краткосрочные обязательства	(24)	(3)	(7)	–
Долгосрочные обязательства	(13)	(7)	(44)	(17)
Итого обязательства	**(37)**	**(10)**	**(51)**	**(17)**
Итого доля Компании в чистых активах	**26**	**9**	**2**	**7**

Доля Компании в чистой прибыли	ОАО Томскнефть ВНК	ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	Тайху Лимитед	Ruhr Oel GmbH
Выручка от реализации	52	11	50	13
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	(49)	(1)	(38)	(13)
Валовая прибыль	**3**	**10**	**12**	**–**
Прочие расходы	(3)	(1)	(3)	–
Прибыль до налогообложения	**–**	**9**	**9**	**–**
Налог на прибыль	–	(1)	(2)	–
Итого доля Компании в чистой прибыли	**–**	**8**	**7**	**–**

Ниже представлена финансовая информация о существенных зависимых компаниях по состоянию на 31 декабря 2010 г.:

Доля Компании в чистых активах	ОАО Томскнефть ВНК
Оборотные активы	10
Внеоборотные активы	53
Итого активы	**63**
Краткосрочные обязательства	(20)
Долгосрочные обязательства	(12)
Итого обязательства	**(32)**
Итого доля Компании в чистых активах	**31**

26. Инвестиции в совместные и зависимые компании (продолжение)

Доля Компании в чистой прибыли	ОАО Томскнефть ВНК
Выручка от реализации	40
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	(41)
Валовая прибыль	**(1)**
Прочие доходы	2
Прибыль до налогообложения	**1**
Налог на прибыль	–
Итого доля Компании в чистой прибыли	**1**

Ниже представлена финансовая информация о существенных зависимых компаниях по состоянию на 31 декабря 2009 г.:

Доля Компании в чистых активах	ОАО Томскнефть ВНК
Оборотные активы	13
Внеоборотные активы	55
Итого активы	**68**
Краткосрочные обязательства	(21)
Долгосрочные обязательства	(12)
Итого обязательства	**(33)**
Итого доля Компании в чистых активах	**35**

Доля Компании в чистой прибыли	ОАО Томскнефть ВНК
Выручка от реализации	36
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	(34)
Валовая прибыль	**2**
Прочие доходы	5
Прибыль до налогообложения	**7**
Налог на прибыль	(2)
Итого доля Компании в чистой прибыли	**5**

Инвестиция в ОАО «Верхнечонскнефтегаз» включает в себя гудвилл в размере 7 млрд руб.. Разница в сумме 39 млрд руб. между стоимостью инвестиций и долей Компании в чистых активах представляет собой корректировки к справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств зависимых компаний на дату приобретения, а также гудвилл. Данная разница включена в балансовую стоимость инвестиций в Ruhr Oel GmbH.

Справедливая стоимость инвестиций в зависимые компании, для которых публикуются рыночные котировки, составляет:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2009 г.
ОАО «Кубаньэнерго»	**2**	4	3	–
ОАО «Томская распределительная компания»	**–**	1	1	1

26. Инвестиции в совместные и зависимые компании (продолжение)

Непризнанная доля убытков зависимых компаний составляет:

	За 2011 г.	Накопленная сумма на 31 декабря 2011 г.
Непризнанная доля убытков зависимых компаний	1	7

Доля в прибыли/(убытках) существенных зависимых и совместных компаний:

	Доля владения (в процентах) на 31 декабря 2011 г.	Доля в прибыли/(убытке) компаний, учтенных по методу участия в капитале		
		2011 г.	2010 г.	2009 г.
Тайху Лимитед	**51,00**	**7**	3	2
ООО «Компания «Полярное Сияние»	**50,00**	**1**	–	–
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	**25,94**	**8**	1	–
ОАО «Томскнефть» ВНК	**50,00**	–	1	5
Прочие	**различная**	–	(1)	(1)
Итого доля в прибыли		**16**	4	6

Инвестиции Компании в совместные операции на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. включают в себя соглашение о разделе продукции (СРП) «Сахалин-1», оператором которого является компания ExxonMobil.

Ruhr Oel GmbH («ROG»)

В мае 2011 года Компания приобрела 50% долю ROG. ROG является совместным предприятием с группой компаний BP, занимающимся переработкой нефти в Западной Европе.

ОАО «Кубаньэнерго»

В течение 2011 года Компания признала убыток от обесценения в отношении ОАО «Кубаньэнерго» в размере 3 млрд руб. Данный убыток учтен в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе прочих расходов.

ОАО «Томская распределительная компания» («ТРК»)

В четвертом квартале 2011 года Компания признала убыток от обесценения в отношении ТРК в размере 1 млрд руб. Данный убыток учтен в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе прочих расходов. Инвестиция в ТРК включена в состав прочих инвестиций в совместные и зависимые компании.

ОАО «Томскнефть» ВНК

ОАО «Томскнефть» ВНК является совместным предприятием, занимающимся разведкой и добычей нефти в Западной Сибири. Соглашение акционеров предусматривает, что ключевые решения касательно деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК должны быть приняты единогласно обоими участниками и ни один из участников не имеет преимущественного права в принятии решений. Инвестиция в ОАО «Томскнефть» ВНК включает в себя гудвилл в размере 10,8 млрд руб.

26. Инвестиции в совместные и зависимые компании (продолжение)

ООО «Компания «Полярное Сияние» («КПС»)

КПС является обществом с ограниченной ответственностью, принадлежащим на паритетных правах компании «Коноко Филлипс Тиман-Печора Инк.» и Компании. Основной задачей КПС является разработка Ардалинского месторождения и сопутствующих месторождений Тимано-Печорского бассейна, расположенных в 125 км южнее Баренцева моря за Полярным кругом.

Rosneft-Shell Caspian Ventures Limited ("СП")

СП является совместным предприятием, в котором Компания имеет 51% участия. Учредительный договор о создании совместного предприятия предусматривает, что основные решения в ходе осуществления деятельности последнего принимаются при условии единогласного их утверждения участниками, и ни один участник не имеет преимущественного права голоса.

6 декабря 1996 г. Компания и СП подписали соглашение с восемью нефтегазовыми компаниями и государственными структурами России и Казахстана о создании Каспийского трубопроводного консорциума («КТК»). Целью консорциума является проектирование, финансирование, прокладка и эксплуатация нефтепровода от месторождений в Западном Казахстане через Россию в порт Новороссийск. СП имеет 7,5% участия в КТК. В октябре 2001 года началась промышленная эксплуатация трубопровода.

ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

ОАО «Верхнечонскнефтегаз» (далее «ВЧНГ») владеет лицензией на разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, крупнейшего месторождения нефти в Иркутской области.

В 2008 году была начата добыча нефти. Финансирование ВЧНГ осуществляется за счет Компании и партнера в объемах пропорциональных доле каждого в уставном капитале ВЧНГ.

Тайху Лимитед/ОАО «Удмуртнефть»

В ноябре 2006 года Компания приобрела 51% долю в капитале компании Тайху Лимитед, совместном предприятии с Китайской Нефтехимической Корпорацией («Синопек»), которое было создано для целей владения и принятия стратегических решений в отношении ОАО «Удмуртнефть». Соглашение акционеров данного совместного предприятия предусматривает, что ключевые решения касательно его деятельности должны быть приняты единогласно обоими участниками и ни один из участников не имеет преимущественного права в принятии решений.

В декабре 2006 года Тайху Лимитед через свою 100% дочернюю компанию завершила сделку по приобретению 96,86% акций ОАО «Удмуртнефть». ОАО «Удмуртнефть» находится в Волго-Уральском регионе Российской Федерации, владеет лицензиями на 24 продуктивных месторождения углеводородов.

Прочие инвестиции

Прочие инвестиции, в основном, включают инвестиции в акции генерирующих, энерготранспортных, сбытовых и эксплуатационно-ремонтных предприятий электроэнергетического комплекса в Томской области и на юге России.

27. Прочие внеоборотные нефинансовые активы

Прочие долгосрочные нефинансовые активы:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Предоплаченное страхование	**2**	1	–	–
Прочие	**1**	1	1	1
Итого прочие долгосрочные нефинансовые активы	**3**	2	1	1

28. Кредиторская задолженность и начисления

Кредиторская задолженность и начисления включают:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	**97**	44	48	42
Авансы полученные	**18**	18	14	8
Остатки на счетах клиентов банка	**40**	32	25	22
Заработная плата и аналогичные начисления	**17**	14	13	13
Прочая кредиторская задолженность	**9**	5	4	4
Итого кредиторская задолженность и начисления	**181**	113	104	89

Краткосрочная кредиторская задолженность обычно погашается в среднем в течение 32 дней. На остатки на счетах клиентов банка начисляется 0,1%-3,0% годовых. Торговая и прочая кредиторская задолженность являются беспроцентными.

29. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде

Кредиты и займы включают:

	Валюта	На 31 декабря 2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	На 31 декабря 2009 г.	На 1 января 2009 г.
Долгосрочные					
Банковские кредиты	доллары США, евро	**658**	629	565	339
Банковские кредиты, привлеченные для финансирования приобретения ОАО «Юганскнефтегаз»	доллары США	**–**	3	43	77
Займы	рубли	**–**	–	1	1
Клиентские депозиты	рубли	**5**	8	6	3
Клиентские депозиты	доллары США, евро	**2**	1	2	–
Векселя к уплате	рубли	**–**	2	2	29
Прочие заемные средства	рубли	**4**	2	–	–
За вычетом: Краткосрочная часть долгосрочных кредитов и займов		**(73)**	(96)	(147)	(156)
Итого долгосрочные займы и кредиты		**596**	549	472	293
Краткосрочные					
Займы	рубли	**7**	8	11	9
Займы – компании, аффилированные с ОАО «НК ЮКОС»	рубли	**8**	8	20	19
Банковские кредиты	рубли	**5**	–	–	78
Банковские кредиты	доллары США	**–**	–	–	18
Клиентские депозиты	рубли	**15**	8	8	7
Клиентские депозиты	доллары США, евро	**3**	3	5	4
Векселя к уплате	рубли	**1**	2	3	47
Векселя к уплате – компании, аффилированные с ОАО «НК ЮКОС»	рубли	**40**	40	43	20
Займы сторонних организаций	доллары США	**–**	1	–	–
Обязательства по сделке РЕПО		**–**	1	–	56
Текущая часть долгосрочных кредитов		**73**	96	147	156
Итого краткосрочные займы и кредиты и текущая часть долгосрочных займов и кредитов		**152**	167	237	414
Итого задолженность по кредитам и займам		**748**	716	709	707

29. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Долгосрочные банковские кредиты включают:

Цель привлечения кредита	Валюта	Ставка	Срок пога-шения	На 31 декабря 2011 г.	2010 г.	2009 г.	На 1 января 2009 г.
Кредиты, привлеченные для пополнения оборотных средств	долл. США/ евро	от Libor+0,5% до Libor+1,85%; 4,35%; EURIBOR+1,85%	2010-2016	**148**	158	253	333
Кредиты, привлеченные для финансирования целевой хозяйственной деятельности	долл. США	от Libor+0,6% до Libor +3,25%	2029	**483**	461	305	–
Межбанковские кредиты дочерних банков	евро / долл. США	от EURIBOR+0,50% до EURIBOR+1,00%; 4,45%	2011-2013	–	–	1	1
Кредиты, привлеченные для строительства / покупки основных средств	долл. США/ евро	от Libor+1,0% до Libor +1,35%; от 3,23% до 4,5%; EURIBOR+0,35%	2012-2020	**29**	12	8	8
Итого				**660**	631	567	342
Затраты на выпуск долговых обязательств				**(2)**	(2)	(2)	(3)
Итого долгосрочные банковские кредиты				**658**	629	565	339

В основном долгосрочные банковские кредиты привлечены в долларах США и обеспечены экспортными контрактами на поставку сырой нефти. Как правило, условия заключения таких договоров предоставляют кредитору прямое право требования в отношении выручки по договорам, которая должна перечисляться напрямую на транзитные валютные счета Компании (в долларах США) в указанных банках, в случае нарушения обязательств по своевременному погашению задолженности. Дебиторская задолженность по таким контрактам составляет 43 млрд руб., 47 млрд руб., и 27 млрд руб. по состоянию на 31 декабря за 2011, 2010, 2009 гг., соответственно, и показана в составе торговой дебиторской задолженности покупателей и заказчиков.

Долгосрочные займы и кредиты

По состоянию на дату отчетности средневзвешенная ставка процента по кредитам на отчетную дату составила 3,31% годовых.

В декабре 2011 года Компания получила финансирование по долгосрочному синдицированному кредиту с плавающей процентной ставкой от группы иностранных банков на сумму 1,4 млрд долл. США и 0,47 млрд евро (45 млрд руб. и 20 млрд руб. по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2011 года). Кредит подлежит погашению в течение 5 лет.

Клиентские депозиты включают в себя срочные депозиты клиентов дочерних банков, выраженные в рублях и иностранной валюте. На 31 декабря 2011 г. процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 0,01% до 14,50% годовых, и от 0,75% до 14,00% годовых по депозитам в иностранной валюте.

Средневзвешенная процентная ставка по векселям к уплате на 31 декабря 2011 г. составила 13,07% годовых.

В течение 2011, 2010 и 2009 гг. Компания произвела списание непредъявленных векселей с истекшим сроком исковой давности и признала доход в сумме 0,1 млрд руб., 5,3 млрд руб. и 6,7 млрд руб., соответственно, в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе прочих расходов.

29. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Долгосрочные займы и кредиты (продолжение)

Ряд кредитных соглашений содержит ограничительные условия в финансовой и других областях, которые Компания как заемщик обязана выполнять. Данные ограничительные условия включают в себя соблюдение некоторых финансовых коэффициентов.

По состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. Компания соблюдает все финансовые и прочие ограничительные условия, содержащиеся в кредитных договорах.

Краткосрочные займы и кредиты

Займы, выраженные в рублях, представляют собой беспроцентные займы, привлеченные от компаний, учитываемых по методу участия в капитале.

Займы от компаний, аффилированных с ОАО «НК «ЮКОС», включают в себя, в основном, выраженные в рублях займы от «ЮКОС Капитал С.а.р.л.», которые были привлечены под ставку 9% годовых и срок погашения которых наступил в конце 2007 г. Эти займы ранее были учтены на балансе его дочерних обществ, приобретенных Компанией по итогам аукциона реализации активов ОАО «НК «ЮКОС», которые в настоящий момент оспариваются Компанией. Компания частично погасила указанные обязательства в связи с исполнением решения суда в 2010 году (Примечание 39).

Клиентские депозиты представляют собой срочные депозиты клиентов дочерних банков Компании, выраженные в рублях и иностранной валюте. На 31 декабря 2011 г. процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 0,01% до 9,25% годовых и валютным депозитам составляет от 0,01% до 6,90% годовых.

Средневзвешенная процентная ставка по векселям к уплате на 31 декабря 2011 г. составила 3,13% годовых.

Векселя к уплате – компании, аффилированные с ОАО «НК «ЮКОС», в основном, представляют собой заемные средства, ранее учтенные на балансе его дочерних обществ, приобретенных Компанией по итогам аукциона реализации активов ОАО «НК «ЮКОС». Эти векселя в настоящий момент оспариваются Компанией. Векселя, по заявлению взыскателей, в основном, подлежат уплате по предъявлении, и ставка по ним составляет от 0% до 18% годовых (Примечание 39).

В 2011 г. Компания получала денежные средства по сделкам РЕПО и отражала данные операции как обеспеченный займ. На 31 декабря 2011 г. компания не имела обязательств по сделкам РЕПО (Примечание 19).

В течение 2011 года Компания не задерживала выплаты по кредитным договорам, договорам займа, а также не имела просрочек по соответствующим процентным выплатам.

29. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Финансовая аренда

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Долгосрочные обязательства по финансовой аренде	**6**	4	4	4
В том числе краткосрочная часть обязательств по финансовой аренде	***1***	*1*	*1*	*1*

Обязательства по финансовой аренде погашаются следующим образом:

	На 31 декабря 2011 г.		
	Минимальные арендные платежи	**Финансовые расходы**	**Текущая стоимость минимальных арендных платежей**
Менее года	1	–	1
От 1 до 5 лет	3	–	3
Свыше 5 лет	4	(2)	2
Итого	**8**	**(2)**	**6**

	На 31 декабря 2010 г.		
	Минимальные арендные платежи	**Финансовые расходы**	**Текущая стоимость минимальных арендных платежей**
Менее года	1	–	1
От 1 до 5 лет	2	–	2
Свыше 5 лет	3	(2)	1
Итого	**6**	**(2)**	**4**

	На 31 декабря 2009 г.		
	Минимальные арендные платежи	**Финансовые расходы**	**Текущая стоимость минимальных арендных платежей**
Менее года	1	–	1
От 1 до 5 лет	2	–	2
Свыше 5 лет	3	(2)	1
Итого	**6**	**(2)**	**4**

29. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Финансовая аренда (продолжение)

	На 1 января 2009 г.		
	Минимальные арендные платежи	**Финансовые расходы**	**Текущая стоимость минимальных арендных платежей**
Менее года	1	–	1
От 1 до 5 лет	3	–	3
Свыше 5 лет	–	–	–
Итого	**4**	–	**4**

Договоры финансовой аренды, заключенные Компанией, не содержат ограничительных условий, заключены на длительный срок и некоторые из них подразумевают выкуп оборудования по истечении арендного срока. Компания заключала договоры финансовой аренды как в рублях, так и в долларах США.

Компания получила в лизинг следующие объекты основных средств, которые отражены в составе статьи «Основных средства» (Примечание 23):

		На 31 декабря		На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Машины и оборудование	**1**	2	2	2
Транспортные средства	**8**	5	5	10
Итого первоначальная стоимость	**9**	7	7	12
Минус: накопленная амортизация	**(2)**	(2)	(2)	(2)
Итого остаточная стоимость основных средств, полученных в лизинг	**7**	5	5	10

30. Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам

В декабре 2007 года Компания заключила сделку процентного свопа («SWAP») на пять лет, применяемую к условной сумме 3 млрд долл. США (74 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2007 г.). Данная сделка позволяет конвертировать плавающую ставку ЛИБОР в определенную фиксированную ставку. Вторая сторона по сделке процентного SWAP имеет право расторгнуть сделку. Средневзвешенная фиксированная процентная ставка по контракту составляет 3,41% годовых.

В декабре 2008 года Компания заключила сделку процентного SWAP на пять лет, применяемую к условной сумме 500 млн долл. США (15 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2008 г.). Данная сделка позволяет конвертировать плавающую ставку ЛИБОР в определенную фиксированную ставку. Вторая сторона по сделке процентного SWAP имеет право расторгнуть сделку не ранее двух лет с момента ее заключения. Средневзвешенная фиксированная процентная ставка по контракту составляет 1,71% годовых.

Обязательства по производным финансовым инструментам включают:

		На 31 декабря		На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Сделка процентного SWAP	**4**	6	5	6
Итого краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам	**4**	6	5	6

30. Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам (продолжение)

Изменение справедливой стоимости обязательств по действующим процентным SWAP контрактам было отражено как уменьшение финансовых расходов в сумме 2 млрд руб., как финансовые расходы в сумме 1 млрд руб.и как уменьшение финансовых расходов в сумме 1 млрд руб. в консолидированном отчете о совокупном доходе за 2011, 2010 и 2009 гг., соответственно.

31. Задолженность по прочим налогам

Задолженность по прочим налогам включает:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Налог на добычу полезных ископаемых	**41**	33	27	11
НДС	**13**	11	9	7
Акцизы	**7**	4	5	4
Налог на доходы физических лиц	**–**	1	1	1
Налог на имущество	**3**	2	2	2
Прочие	**2**	2	1	3
Итого задолженность по прочим налогам	**66**	53	45	28

32. Резервы

	Обязательства, связанные с выбытием активов	**Резерв на восстановление окружающей среды**	**Судебные, налоговые иски и прочие**	**Всего**
Остаток на 1 января 2009 г., в том числе	**21**	**–**	**2**	**23**
Долгосрочные	21	–	–	21
Краткосрочные	–	–	2	2
Резервы, созданные в течение года	2	–	6	8
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
Изменения оценочных данных	(4)	–	–	(4)
Прошествия времени	2	–	–	2
Остаток на 31 декабря 2009 г., в том числе	**21**	**–**	**8**	**29**
Долгосрочные	21	–	–	21
Краткосрочные	–	–	8	8
Резервы, созданные в течение года	17	3	–	20
Резервы, использованные в течение года	–	–	(3)	(3)
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
Изменения оценочных данных	(3)	–	–	(3)
Изменения ставки дисконтирования	7	–	–	7
Прошествия времени	2	–	–	2
Остаток на 31 декабря 2010 г., в том числе	**44**	**3**	**5**	**52**
Долгосрочные	44	3	–	47
Краткосрочные	–	–	5	5
Резервы, созданные в течение года	13	–	–	13
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
Изменения оценочных данных	(3)	1	–	(2)
Изменения ставки дисконтирования	(4)	–	–	(4)
Прошествия времени	4	–	–	4
Остаток на 31 декабря 2011 г., в том числе	**54**	**4**	**5**	**63**
Долгосрочные	54	3	–	57
Краткосрочные	–	1	5	6

32. Резервы (продолжение)

Обязательства, связанные с выбытием активов, представляют собой оценку стоимости затрат на ликвидацию скважин, рекультивацию песчаных карьеров, шламовых амбаров, поврежденных земель, демонтажа трубопроводов и линий электропередач. В части ожидаемых платежей по обязательствам, связанным с выбытием активов, бюджет формируется на годовой основе. В зависимости от складывающейся экономической ситуации в компании фактические расходы могут отличаться от сумм, заложенных в бюджете.

33. Пенсионные обязательства

Планы с установленными взносами

Компания производит отчисления в государственный Пенсионный фонд Российской Федерации. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от суммы заработной платы до налогообложения и относятся на затраты по мере начисления.

Компания также поддерживает корпоративный пенсионный план с заранее определенными взносами для финансирования негосударственных пенсий работников.

Пенсионные отчисления, отраженные в консолидированном отчете о совокупном доходе, составили:

	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**
Государственный Пенсионный фонд	**14**	10	9
НПФ «Нефтегарант»	**3**	3	3
Итого пенсионные отчисления	**17**	13	12

34. Прочие долгосрочные обязательства

Прочие долгосрочные обязательства включают:

	На 31 декабря			**На 1 января**
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Реструктурированная задолженность по налогам	**–**	28	35	40
Доходы будущих периодов	**1**	1	2	2
Обязательства перед муниципальными органами по мировому соглашению	**1**	2	2	3
Обязательства по правам на использование товарных знаков «Сочи 2014»	–	1	2	–
Итого прочие долгосрочные обязательства	**2**	32	41	45

В феврале и марте 2008 г. Компания получила подписанные постановления Правительства Российской Федерации и соответствующих органов власти субъектов Федерации и местных властей о реструктуризации соответствующей налоговой задолженности.

34. Прочие долгосрочные обязательства (продолжение)

План реструктуризации предусматривал выплату суммы реструктуризированной налоговой задолженности поквартально по установленному графику в течение пяти лет, начиная с марта 2008 г. В 2011, 2010 и 2009 гг. сумма выплат без учета процентов составила 15,9 млрд руб., 6,4 млрд руб. и 3,5 млрд руб., соответственно. Данная задолженность отражена в настоящем консолидированном балансе по дисконтированной стоимости. В октябре 2011 года Компания произвела досрочное погашение основного долга по налогам в сумме 8,5 млрд руб. В связи с погашением основного долга Компания была освобождена от уплаты части реструктуризированной задолженности на общую сумму 22,2 млрд руб. и произвела соответствующее списание. Компания отразила прибыль в размере списанной реструктуризированной задолженности в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе прочих расходов. Остаток реструктуризированной задолженности на 31 декабря 2011 г. учитывается в составе краткосрочных обязательств и составляет 1,6 млрд. руб.

Компания намерена предпринять все возможное, что зависит от действий самой Компании, чтобы в полном объеме соблюдать общие требования плана реструктуризации.

35. Акционерный капитал

Обыкновенные акции

По состоянию на 31 декабря 2011, 2010, 2009 гг. и 1 января 2009 г.:

Разрешенные к выпуску обыкновенные акции:	
количество, млн шт.	10 598
сумма, млрд руб.	0,6
Выпущенные и полностью оплаченные акции:	
количество, млн шт.	10 598
сумма, млрд руб.	0,6
Номинальная стоимость 1 обыкновенной акции, руб.	0,01

Основой для распределения прибыли служит бухгалтерская отчетность ОАО «НК «Роснефть», составленная по российским стандартам, и существенно отличающаяся от отчетности по МСФО (Примечание 3). В соответствии с российским законодательством, такое распределение осуществляется исходя из чистой прибыли текущего года, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. По российскому законодательству, дивиденды не могут быть больше бухгалтерской прибыли, полученной за отчетный период.

19 июня 2009 г. общее годовое собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2008 г. в сумме 20 млрд руб. или 1,92 руб. на одну акцию. Из них 19 млрд. руб. относятся к акциям в обращении, включая налог на дивиденды по казначейским акциям.

18 июня 2010 г. общее годовое собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2009 года в сумме 24 млрд руб. или 2,30 руб. на одну акцию. Из них 22 млрд руб. относятся к акциям в обращении, включая налог на дивиденды по казначейским акциям.

10 июня 2011 г. общее годовое собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2010 года в сумме 29 млрд руб. или 2,76 руб. на одну акцию. Из них 27 млрд руб.относятся к акциям в обращении, включая налог на дивиденды по казначейским акциям.

35. Акционерный капитал (продолжение)

Собственные акции, выкупленные у акционеров

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Количество, млн шт.	**1 010**	999	1 001	1 000
Сумма, млрд руб.	**224**	221	221	221

В 2009 году Компания выкупила 747 112 шт. собственных акций за 117 млн руб. или 157 руб. за одну акцию.

В июле 2010 года Компания передала 78 297 шт. собственных акций в счет выплаты вознаграждения за 2009 год независимым членам совета директоров Компании.

В декабре 2010 года Компания реализовала 1 807 513 шт. собственных акций за 392 млн руб. или 217 руб. за одну акцию.

В апреле 2011 года Компания выкупила 11 296 701 шт. собственных акций за 2,9 млрд руб. или 258 руб. за одну акцию.

Добавочный капитал

	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**
Добавочный капитал на 1 января	**396**	396	396
Изменение долей участия в дочерних компаниях	**(10)**	–	–
Добавочный капитал на 31 декабря	**386**	396	396

В 2011 году Компания приобрела дополнительные доли участия в двух дочерних обществах. Эффект от этих операций на общую сумму 10 млрд руб. был отнесен на уменьшение добавочного капитала.

36. Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств определяется следующим образом:

- справедливая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств, торгующихся на активных ликвидных рынках, определяется в соответствии с рыночными котировками;
- справедливая стоимость прочих финансовых активов и финансовых обязательств определяется в соответствии с общепринятыми моделями на основе анализа дисконтированных денежных потоков с применением цен, используемых в существующих сделках на текущем рынке;
- справедливая стоимость производных финансовых инструментов определена с использованием рыночных котировок. В том случае, когда такие котировки недоступны, справедливая стоимость определяется с использованием моделей оценки, основанных на допущениях, подтверждаемых наблюдаемыми рыночными ценами или ставками, действующими на отчетную дату.

36. Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)

Активы и обязательства Компании, которые оцениваются по справедливой стоимости на повторяющейся основе, представлены в соответствии с иерархией справедливой стоимости в таблице ниже.

	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2011 г.			
	Уровень 1	**Уровень 2**	**Уровень 3**	**Итого**
Активы:				
Оборотные средства				
Торговые ценные бумаги	**9**	**10**	–	**19**
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	**8**	**7**	–	**15**
Внеоборотные средства				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	**5**	**7**	–	**12**
Всего активов по справедливой стоимости	**22**	**24**	–	**46**
Краткосрочные обязательства:				
Производные финансовые инструменты	–	**(4)**	–	**(4)**
Всего обязательств по справедливой стоимости	–	**(4)**	–	**(4)**

	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2010 г.			
	Уровень 1	**Уровень 2**	**Уровень 3**	**Итого**
Активы:				
Оборотные средства				
Торговые ценные бумаги	5	18	–	23
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	4	4	–	8
Производные финансовые инструменты	–	2	–	2
Чистые активы для продажи	2	–	–	2
Внеоборотные средства				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	–	1	–	1
Всего активов по справедливой стоимости	11	25	–	36
Краткосрочные обязательства:				
Производные финансовые инструменты	–	(6)	–	(6)
Всего обязательств по справедливой стоимости	–	(6)	–	(6)

36. Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)

	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2009 г.			
	Уровень 1	**Уровень 2**	**Уровень 3**	**Итого**
Активы:				
Оборотные средства				
Торговые ценные бумаги	13	2	–	15
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	1	5	–	6
Внеоборотные средства				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	1	–	–	1
Всего активов по справедливой стоимости	15	7	–	22
Краткосрочные обязательства:				
Производные финансовые инструменты	–	(5)	–	(5)
Всего обязательств по справедливой стоимости	–	(5)	–	(5)

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, дебиторской и кредиторской задолженности приблизительно равна их учетной стоимости, отраженной в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств в результате дисконтирования с применением предполагаемой рыночной процентной ставки для аналогичных финансовых обязательств по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. составила 603 млрд руб., 566 млрд руб. и 542 млрд руб., соответственно.

Ниже приводится сопоставление по категориям балансовой стоимости и справедливой стоимости всех финансовых инструментов Компании, которые отражены в консолидированной финансовой отчетности:

	Балансовая стоимость				**Справедливая стоимость**			
	На 31 декабря			**На 1 января**	**На 31 декабря**			**На 1 января**
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**	**2011 г.**	**2010 г.**	**2009 г.**	**2009 г.**
Финансовые активы								
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток:								
Производные финансовые инструменты	–	2	–	–	–	2	–	–
Векселя	–	–	1	–	–	–	1	–
Корпоративные и государственные облигации	**19**	23	14	2	**19**	23	14	2
Займы выданные:								
Банковские депозиты	**52**	157	76	3	**52**	157	76	3
Займы, выданные ассоциированным компаниям	**17**	23	17	14	**17**	23	17	14
Прочие	**1**	1	26	27	**1**	1	26	27

36. Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)

	Балансовая стоимость				Справедливая стоимость			
	На 31 декабря			На 1 января	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2009 г.	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2009 г.
Финансовые обязательства								
Финансовые обязательства, оцениваемые по амортизированной стоимости:								
Кредиторская задолженность	**(181)**	(113)	(104)	(89)	**(181)**	(113)	(104)	(89)
Кредиты и займы с плавающей ставкой	**(657)**	(634)	(610)	(419)	**(603)**	(566)	(542)	(416)
Кредиты и займы с фиксированной ставкой	**(91)**	(82)	(99)	(288)	**(91)**	(82)	(99)	(288)
Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток:								
Производные финансовые инструменты	**(4)**	(6)	(5)	(6)	**(4)**	(6)	(5)	(6)
Обязательства по финансовой аренде	**(6)**	(4)	(4)	(4)	**(6)**	(4)	(4)	(4)

37. Операции со связанными сторонами

В настоящей консолидированной финансовой отчетности связанными считаются стороны, одна из которых имеет возможность контролировать или осуществлять значительное влияние на операционные и финансовые решения другой стороны. В 2009, 2010 и 2011 гг. Компания осуществляла операции со следующими связанными сторонами: зависимые и совместные компании; совместные операции; предприятия, которые напрямую или косвенно контролируются правительством Российской Федерации; основной управленческий персонал; пенсионные фонды (Примечание 33).

Связанные стороны могут осуществлять сделки, которые несвязанные стороны могут не проводить. Кроме того, такие сделки могут осуществляться на условиях, отличных от условий сделок между несвязанными сторонами.

Раскрытие операций со связанными сторонами представляется агрегированно для компаний, напрямую или косвенно контролируемых правительством Российской Федерации и зависимых и прочих компаний. Помимо этого, в каждом периоде возможно дополнительное раскрытие отдельных существенных операций (остатков и оборотов) с отдельными связанными сторонами.

В рамках текущей деятельности Компания осуществляет операции с другими компаниями, контролируемыми государством. Тарифы на электроэнергию, транспортные тарифы на территории Российской Федерации регулируются Федеральной службой по тарифам, уполномоченным органом Российской Федерации. Кредиты банков предоставляются исходя из рыночных процентных ставок. Налоги начисляются и уплачиваются в соответствии с применимым налоговым законодательством.

37. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с компаниями, которые напрямую или косвенно контролируются правительством Российской Федерации

Выручка от реализации и доходы

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Реализация нефти и газа	**28**	8	5
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	**25**	20	9
Вспомогательные услуги и прочая реализация	**2**	2	3
Финансовые доходы	**7**	7	3
	62	37	20

Затраты и расходы

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Производственные и операционные расходы	**10**	5	6
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	**181**	126	96
Прочие расходы	**7**	–	2
Финансовые расходы	–	–	4
	198	131	108

Прочие операции

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Приобретение финансовых активов	**9**	1	1
Реализация финансовых активов	**1**	–	16
Выплата кредитов	**3**	43	110
Кредиты и займы выданные	**1**	–	–
Депозиты размещенные	**30**	105	60
Депозиты погашенные	**165**	24	3

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2009 г.
Активы				
Денежные средства и их эквиваленты	**55**	77	31	21
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	**11**	5	1	5
Авансы выданные и прочие оборотные активы	**16**	15	12	8
Финансовые активы	**11**	136	63	–
	93	233	107	34
Обязательства				
Кредиторская задолженность и начисления	**2**	2	2	1
Займы и кредиты	–	3	43	153
	2	5	45	154

37. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с зависимыми компаниями и прочими связанными сторонами

Покупка нефти у зависимых компаний осуществляется по ценам, приближенным к ценам внутреннего российского рынка.

Долгосрочные займы, выданные связанным сторонам, по условиям контрактов имеют срок погашения от 3 до 8 лет (Примечание 25). Займы предоставляются по процентным ставкам от 8% до 8,8% годовых.

Выручка от реализации и доходы

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Реализация нефти и газа	**2**	1	1
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	**5**	4	4
Вспомогательные услуги и прочая реализация	**9**	6	11
Финансовые доходы	**1**	1	1
Доход от дивидендов	**1**	1	6
	18	13	23

Затраты и расходы

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов	**80**	45	42
Производственные и операционные расходы	**5**	7	6
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	**5**	3	2
Прочие расходы	**11**	3	7
	101	58	57

Прочие операции

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Приобретение финансовых активов	**5**	–	4
Поступление кредитов	–	–	2
Выплата кредитов	**1**	4	–
Кредиты и займы выданные	–	5	2
Погашение кредитов и займов выданных	**6**	–	–

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2009 г.
Активы				
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	**9**	8	7	5
Финансовые активы	**16**	14	17	6
	25	22	24	11
Обязательства				
Кредиторская задолженность и начисления	**9**	4	7	6
Займы и кредиты	**7**	8	11	9
Итого остатки по счетам взаиморасчетов	**16**	12	18	15

37. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Вознаграждение основному управленческому персоналу

В целях подготовки настоящей консолидированной финансовой отчетности к основному управленческому персоналу отнесены: Президент ОАО «НК «Роснефть», Вице-президенты, члены Совета директоров, члены Правления, члены Ревизионной комиссии, Директоры департаментов и Руководители самостоятельных подразделений, а также иные должностные лица, наделенные соответствующими полномочиями.

Краткосрочное вознаграждение основного управленческого персонала, включая заработную плату и премии, с учетом налога на доходы физических лиц и социальных отчислений составило 3 млрд руб., 2 млрд руб. и 2 млрд руб. в 2011, 2010 и 2009 гг., соответственно.

Сумма выплаченного выходного пособия в 2011, 2010 и 2009 гг. составила 0,4 млрд руб., 0,1 млрд руб. и 0,1 млрд руб., соответственно.

Сумма страховых взносов по страхованию основного управленческого персонала составила 1 млрд руб., 0,4 млрд руб. и 0,1 млрд руб. в 2011, 2010 и 2009 гг., соответственно.

Решением годового общего собрания акционеров 19 июня 2009 г. было установлено вознаграждение независимым членам Совета Директоров ОАО «НК «Роснефть» - Костину Андрею Леонидовичу, Некипелову Александру Дмитриевичу, Рудлоффу Ханс-Йоргу за период выполнения ими своих обязанностей путем передачи каждому из указанных членов Совета директоров 33 614 штук акций ОАО «НК «Роснефть».

Решением годового общего собрания акционеров 18 июня 2010 г. было установлено вознаграждение независимым членам Совета Директоров ОАО «НК «Роснефть» - Костину Андрею Леонидовичу, Некипелову Александру Дмитриевичу, Рудлоффу Ханс-Йоргу за период выполнения ими своих обязанностей путем передачи каждому из указанных членов Совета директоров 26 099 штук акций ОАО «НК «Роснефть».

Решением годового общего собрания акционеров 10 июня 2011 г. было утверждено вознаграждение путем передачи пакета акций ОАО «НК «Роснефть» следующим членам Совета директоров ОАО «НК «Роснефть» за период выполнения ими своих обязанностей: Костину Андрею Леонидовичу, Некипелову Александру Дмитриевичу и Рудлоффу Хансу-Йоргу – по 25 238 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Реусу Андрею Георгиевичу и Токареву Николаю Петровичу – по 20 821 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Богданову Владимиру Леонидовичу – 18 928 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Богданчикову Сергею Михайловичу – 14 021 штук акций ОАО «НК «Роснефть».

38. Основные дочерние предприятия

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2011 г. Всего акции	2011 г. Голос. акции	2010 г. Всего акции	2010 г. Голос. акции	2009 г. Всего акции	2009 г. Голос. акции
Разведка и добыча			%	%	%	%	%	%
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Пурнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Северная нефть»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «РН-Астра»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Дагнефтегаз»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**81,22**	**81,22**	81,22	94,96	81,22	94,96
ОАО «НК «Роснефть»-Дагнефть»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**68,70**	**68,70**	68,70	91,60	68,70	91,60
ЗАО «Ванкорнефть»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**93,96**	**93,96**	93,96	93,96	93,96	93,96
ОАО «Грознефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**51,00**	**51,00**	51,00	51,00	51,00	51,00
ООО «РН-Эксплорейшн»	Россия	Поиск и разведка месторождений	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	–	–
ООО «РН-Кайганнефтегаз»	Россия	Поиск и разведка месторождений	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Восточно-сибирская нефтегазовая компания»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**99,52**	**99,52**	70,78	70,78	70,78	70,78
ООО «Вал Шатского»	Россия	Разработка нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Самаранефтегаз»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00

38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2011 г. Всего акции	2011 г. Голос. акции	2010 г. Всего акции	2010 г. Голос. акции	2009 г. Всего акции	2009 г. Голос. акции
			%	%	%	%	%	%
Нефтепереработка и сбыт								
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-МЗ «Нефтепродукт»	Россия	Производство нефтепродуктов	**65,42**	**65,42**	65,42	87,23	65,42	87,23
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Ачинский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Ангарский завод полимеров»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Сызранский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Нефтегорский газоперерабатывающий завод»	Россия	Переработка газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Отрадненский газоперерабатывающий завод»	Россия	Переработка газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-АРТАГ»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**38,00**	**50,67**	38,00	50,67	38,00	50,67
ОАО «НК «Роснефть»-Алтайнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**64,18**	**78,59**	64,18	78,59	64,18	78,59
ООО «РН-Архангельскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Кабардино-Балкарская Топливная Компания»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**99,81**	**99,89**	99,81	99,89	99,81	99,89
ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**89,50**	**96,61**	89,50	96,61	89,50	96,61
ОАО «НК «Роснефть»-Карачаево-Черкесскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**85,99**	**85,99**	85,99	87,46	85,99	87,46
ОАО «НК «Роснефть»-Курганнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**83,32**	**90,33**	83,32	90,33	83,32	90,33
ОАО «НК «Роснефть»-Мурманскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**45,38**	**45,38**	45,38	60,51	45,38	60,51
ООО «РН-Находканефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Смоленскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**66,67**	**86,97**	66,67	86,97	66,67	86,97
ООО «РН-Туапсенефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Ямалнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**49,52**	**49,52**	49,52	66,03	49,52	66,03
ООО «РН-Востокнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Ставрополье»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Трейд»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00

38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2011 г. Всего акции	2011 г. Голос. акции	2010 г. Всего акции	2010 г. Голос. акции	2009 г. Голос. акции	2009 г. Всего акции
			%	%	%	%	%	%
Нефтепереработка и сбыт (продолжение)								
ЗАО «Экспонефть»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**45,38**	**45,38**	45,38	60,51	45,38	60,51
ЗАО «Иркутскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Самаранефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «Самара-Терминал»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Бурятнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**97,48**	**98,88**	97,48	98,88	97,48	98,88
ЗАО «Хакаснефтепродукт» ВНК	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Томскнефтепродукт» ВНК	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Белгороднефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Брянскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Воронежнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Липецкнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Орелнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Пензанефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Тамбовнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Ульяновскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «Ульяновск- Терминал»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «РН-Москва»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	–	–
ЗАО «НБА-Сервис»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Гермес-Москва»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**85,61**	**85,61**	85,61	85,61	85,61	85,61
ЗАО «Контракт Ойл»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Мытищинская топливная компания»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ОАО «Ставропольнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «Ю-Кубань»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Ингушнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	–	–
«Роснефть Трейдинг С.А.»	Швейцария	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	–	–	–	–
«Трампет Лимитед»	Ирландия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00

38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2011 г. Всего акции	2011 г. Голос. акции	2010 г. Всего акции	2009 г. Всего акции	2009 г. Голос. акции	2009 г. Всего акции
			%	%	%	%	%	%
Прочие								
«Роснефть Интернэшнл Лтд»	Ирландия	Холдинговая компания	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «ЮкосТранссервис»	Россия	Транспортные услуги	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Роснефтефлот»	Россия	Транспортные услуги	**51,00**	**51,00**	51,00	51,00	51,00	51,00
ОАО «Всероссийский банк развития регионов» (ВБРР)	Россия	Банковские услуги	**84,67**	**84,67**	84,67	84,67	76,47	76,47
ОАО «Дальневосточный банк»	Россия	Банковские услуги	**82,06**	**82,62**	–	–	–	–
ЗАО «РН-Шельф-Дальний Восток»	Россия	Корпоративное управление	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «РН-Сети»	Россия	Услуги по передаче электроэнергии	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	–	–
ООО «РН-Бурение»	Россия	Услуги по бурению	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «НК «Роснефть-НТЦ»	Россия	Научные и проектно изыскательные работы	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00	100,00	100,00

39. Условные активы и обязательства

Политико-экономическая ситуация в России

В России продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной систем в соответствии с требованиями рыночной экономики. Будущая стабильность российской экономики во многом зависит от хода реформ в указанных областях, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

Российская экономика подвержена влиянию рыночных колебаний и снижения темпов экономического развития в мировой экономике. В 2011 году Правительство Российской Федерации продолжало принимать меры, направленные на поддержание экономики с целью преодоления последствий мирового финансового кризиса. Несмотря на некоторые индикаторы восстановления экономики, по-прежнему существует неопределенность относительно будущего экономического роста, возможности доступа к источникам капитала, а также стоимости капитала, что может негативно повлиять на будущее консолидированное финансовое положение, консолидированные результаты операций и экономические перспективы Компании.

Руководство Компании полагает, что оно предпринимает все необходимые меры по поддержанию экономической устойчивости Компании в данных условиях, тем не менее, дальнейшее ухудшение ситуации в описанных выше областях может негативно повлиять на консолидированные результаты и консолидированное финансовое положение Компании. В настоящее время невозможно определить, каким именно может быть это влияние.

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Судебные иски

В 2006 году компания «ЮКОС Капитал С.а.р.л.», бывшее дочернее предприятие ОАО НК «ЮКОС», инициировала арбитражные процессы против ОАО «Юганскнефтегаз», которое впоследствии было присоединено к Компании, и ОАО «Самаранефтегаз», дочернего предприятия Компании, в различных судах, обвиняя в неисполнении обязательств по шести займам, выраженным в рублях. Международным коммерческим арбитражным судом (далее МКАС) при Торгово-Промышленной палате Российской Федерации (ТПП РФ) были вынесены четыре решения в пользу Компании «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» против ОАО «Юганскнефтегаз» в сумме 12,9 млрд руб. Арбитраж, сформированный в соответствии с правилами Международной Торговой Палаты (МТП), вынес решение против ОАО «Самаранефтегаз» в сумме 3,1 млрд руб. в части суммы основного долга и процентов плюс проценты в размере 9% годовых на вышеуказанную сумму основного долга и процентов за период после вынесения решения в связи с двумя другими займами.

В 2007 году Компания успешно оспорила решения МКАС при ТПП РФ, которые были отменены российским судом, включая Высший арбитражный суд РФ. Тем не менее, «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» подала иск о признании решений МКАС в Нидерландах. Районный суд Амстердама отказал в приведении в исполнение вышеуказанных решений на территории Нидерландов на основании того, что они были надлежащим образом отменены компетентным судом. «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» подала апелляцию и 28 апреля 2009 г. Апелляционный суд Амстердама отменил решение районного суда и разрешил «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» привести в исполнение решение МКАС на территории Нидерландов. Компания подала заявление в Верховный Суд Нидерландов об отмене решения Апелляционного суда Амстердама.

В начале 2010 года «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» подала дополнительное исковое заявление против Компании в Высокий Суд Правосудия в Лондоне о признании и приведении в исполнение решений МКАС в Англии и Уэльсе, а также присуждении процентов на суммы, указанные в этих решениях.

25 июня 2010 г. Верховный Суд Нидерландов вынес решение о признании не подлежащей рассмотрению жалобы Компании на решение Апелляционного суда Амстердама, которым решения МКАС были приведены в исполнение в Нидерландах. Несмотря на то, что Компания не согласна с решениями указанных выше голландских судов, 11 августа 2010 г. она их выполнила и произвела соответствующие выплаты в отношении предъявленного Компании иска.

Кроме указанных выплат «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» продолжает требовать в Высоком Суде Правосудия в Лондоне уплату процентов, рассчитанных со ссылками на положения закона, сумма которых составляет около 4,6 млрд. руб. на дату подачи иска. 14 июня 2011 г. Высокий Суд Правосудия вынес промежуточное решение по двум предварительным вопросам, которые он согласился рассмотреть до вынесения решения по существу иска. Несмотря на то, что суд разрешил оба вопроса в пользу «ЮКОС Капитал С.а.р.л.», он в то же время предоставил Компании возможность обжалования. 5 июля 2011 г. Компания подала уведомление об обжаловании, а тезисное изложение её апелляционной жалобы было представлено 19 июля 2011 г. Слушание в английском Апелляционном Суде назначено на март 2012 года. Как только решение по апелляционной жалобе Компании будет вынесено, будет утвержден график рассмотрения дела по существу. Компания намерена приложить все возможные усилия для отстаивания своей позиции в рамках оставшихся судебных разбирательств в Англии.

В 2007 году были заявлены иски о ничтожности сделок с «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» по займам в российских арбитражных судах в Москве и Самаре. Производство по обоим разбирательствам было приостановлено на некоторое время. Однако 29 июля 2011 г. Арбитражный суд Самарской области возобновил производство по соответствующему делу, на слушаниях 1 февраля 2012 г. признал недействительными договоры займа между «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» и ОАО «Самаранефтегаз». 21 февраля 2012 г. Арбитражный суд г. Москвы также возобновил производство по соответствующему делу. В настоящий момент слушания назначены на 5 марта 2012 г.

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Судебные иски (продолжение)

2 июля 2010 г. «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» подала ходатайство в Федеральный Окружной суд США по Южному Округу штата Нью-Йорк («Окружной суд США») о признании и приведении в исполнение указанного выше решения МТП, вынесенного против ОАО «Самаранефтегаз». В августе 2010 года «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» также начала процесс в Арбитражном суде Самарской области о признании и приведении в исполнение данного решения в Российской Федерации.

15 октября 2010 г. ОАО «Самаранефтегаз» подало заявление в Окружной суд США об отказе в удовлетворении ходатайства «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» или, в качестве альтернативы, приостановлении рассмотрения дела до разрешения параллельного судебного процесса в России. В рамках слушания 7 января 2011 г. суд удовлетворил это ходатайство и приостановил рассмотрение дела до окончания судебного разбирательства в судах Российской Федерации. Поданная впоследствии «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» жалоба о пересмотре указанного решения была отклонена.

15 февраля 2011 г. Арбитражный суд Самарской области отказал в удовлетворении заявления «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» о признании и приведении в исполнение решения. Срок подачи кассационной жалобы на указанное определение истек, но «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» такую жалобу не подала. 13 мая 2011 г. Окружной Суд США отменил судебный приказ о приостановлении производства от 7 января 2011 г. и вынес постановление о проведении ограниченной процедуры раскрытия информации исключительно по вопросу наличия у Окружного Суда США компетенции рассматривать заявление «ЮКОС Капитал С.а.р.л.». 20 января 2012 г. ОАО «Самаранефтегаз» подало ходатайство о вынесении решения в порядке упрощенного судопроизводства по вопросу наличия у суда компетенции рассматривать спор. «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» ответила 17 февраля 2012 г. По состоянию на настоящее время, подача ОАО «Самаранефтегаз» следующих документов в суд назначена на март 2012 г.

Компания и ее дочернее предприятие участвуют в арбитражных процессах в рамках банкротства ОАО «Саханефтегаз» и ОАО «Ленанефтегаз» с целью возврата средств по отдельным договорам займа и договорам поручительства, в общей сумме 1,3 млрд руб., на всю сумму данной задолженности создан резерв.

В 2008 – 2010 годах Федеральная антимонопольная служба и ее территориальные органы («ФАС России») признали ОАО «НК «Роснефть» и некоторые ее дочерние компании нарушившими отдельные положения антимонопольного законодательства при осуществлении продаж нефтепродуктов. Компания произвела обжалование указанных решений о нарушении антимонопольного законодательства и постановлений о назначении административного штрафа в соответствующих арбитражных судах. На дату выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности судебное производство по большому количеству дел завершено. В частности, решением Арбитражного суда г. Москвы от 1 декабря 2010 г. размер штрафа в 5,3 млрд руб., наложенный на Компанию ФАС России в 2009 году, снижен до 2 млрд руб.

Штраф был уплачен в декабре 2010 года. В судебном заседании 25 февраля 2011 г. Арбитражный суд г. Москвы принял отказ ОАО «НК «Роснефть» от исковых требований об обжаловании решения, предписания и постановления ФАС, вынесенных в отношении Компании в 2008 году, обжалование которых производилось в рамках одного дела. Производство по данному делу прекращено. Определение суда о прекращении производства по делу и, соответственно, постановление ФАС России о наложении административного штрафа вступили в законную силу 25 марта 2011 г. В связи с этим, 22 апреля 2011 г. был уплачен штраф в размере 1,5 млрд руб.

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Судебные иски (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2011 г. общая сумма административных штрафов, предъявленных ФАС и ее территориальными органами в отношении Роснефти и ее дочерних обществ, ориентировочно составляет 2,1 млрд руб., в том числе в январе 2012 года получены постановления ФАС о привлечении к административной ответственности в виде штрафа ОАО «НК «Роснефть» и одного дочернего общества Компании на сумму 1,8 млрд руб. Данные резервы, в отношении которых высока вероятность возникновения соответствующих расходов, были начислены в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Роснефть и ее дочерние предприятия вовлечены в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления их деятельности. По мнению руководства Компании, конечный результат данных судебных разбирательств не будет иметь существенного влияния на результаты деятельности или финансовое состояние Компании.

Налогообложение

Система налогообложения в Российской Федерации постоянно развивается и меняется. Ряд различных законодательных и нормативных актов в области налогообложения не всегда четко сформулирован. Нередки случаи расхождения во мнениях при их интерпретации между местными, региональными и федеральными налоговыми органами.

В настоящее время действует механизм начисления штрафов и пеней, связанных с отраженными и выявленными нарушениями российских законов, постановлений и соответствующих нормативов. Штрафы и пени начисляются при обнаружении занижения налоговых обязательств. Как следствие, сумма штрафов и пеней может быть существенной по отношению к сумме выявленных налоговых нарушений.

В Российской Федерации налоговая декларация подлежит пересмотру и проверке в течение трех лет. Проведение выездной налоговой проверки или проверки любой налоговой декларации, относящейся к этому году, не означает, что в течение указанного трехлетнего периода не может быть проведена повторная налоговая проверка.

Действующие принципы определения цены и ценообразования вступили в юридическую силу в 1999 году. В соответствии с указанными принципами налоговый орган вправе вынести решение о доначислении налога и пени применительно к контролируемым сделкам, если цена сделки отклоняется от рыночной на 20%. К контролируемым относятся сделки между взаимосвязанными сторонами и некоторые виды сделок между независимыми сторонами, такие как внешнеторговые сделки и сделки со значительными (более чем на 20%) отклонениями цены.

Действующие принципы определения рыночных цен отличаются неопределенностью, что открывает широкие возможности для их толкования российскими налоговыми органами и судами. Из-за неопределенности толкования принципов определения рыночных цен налоговые органы могут оспорить цены, примененные Компанией, и предложить их корректировку. Если суд согласится с предложенными корректировками и они будут произведены на основании судебного решения, то это может иметь негативные последствия для консолидированного финансового положения Компании и результатов ее операционной деятельности. В процессе своей деятельности Компания различными способами финансирует свои дочерние предприятия, что может привести к определенным налоговым рискам. Руководство Компании считает, что связанные с этим налоговые позиции Компании устойчивы и не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение или результаты операций Компании.

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Налогообложение (продолжение)

С 1 января 2012 г. принципы определения рыночной цены изменены, и перечни лиц, которые могут быть признаны взаимозависимыми, и сделок, являющихся контролируемыми, расширены. Поскольку правоприменительная практика по новым правилам еще не сложилась и некоторые нормы нового закона содержат противоречия, их нельзя назвать вполне определенными. Руководство Компании разрабатывает подходы в отношении налоговых последствий определения рыночных цен с целью не допустить существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании.

В течение 2010 и 2011 годов налоговые органы продолжали налоговые проверки Компании и ее дочерних обществ по результатам деятельности за 2007-2010 годы. Результаты проверок, по мнению Компании, не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение или результаты операций. Налоговые годы или периоды до 2007 года не подлежат проверкам.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. существовал возможный риск невозмещения 1,2 млрд руб., отраженных в составе НДС к возмещению из бюджета. На 31 декабря 2011 г. сумма НДС, по которому возможен риск невозмещения, снизилась до несущественной в результате формирования устойчиво-положительной судебной практики и фактического возмещения НДС налоговым органом на основании решений Федеральной Налоговой Службы.

Руководство Компании полагает, что последствия данных рисков не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое состояние или результаты деятельности Компании.

В целом, руководство считает, что Компания уплатила или начислила все установленные законом налоги. Применительно к сделкам, в отношении которых существует неопределенность касательно налогов, кроме налога на прибыль, Компания начислила налоговые обязательства в соответствии с лучшей оценкой руководства вероятного оттока ресурсов, которые потребуются для урегулирования указанных обязательств. Выявленные на отчетную дату возможные обязательства, которые руководство определяет как обязательства, связанные с разным толкованием налогового законодательства и нормативных актов, не начисляются в консолидированной финансовой отчетности.

Инвестиционные обязательства

Компания и её подразделения вовлечены в программы по геологоразведке и разработке месторождений, а также по переоснащению перерабатывающих и сбытовых предприятий. Бюджет данных проектов формируется на годовой основе. В зависимости от складывающейся ситуации на рынке фактические расходы могут отличаться от сумм, заложенных в бюджете.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. Компания имеет договорные обязательства по капитальному строительству и приобретению основных средств, которые составляют 195,4 млрд руб.

Обязательства по охране окружающей среды

Компания проводит периодическую оценку своих обязательств по охране окружающей среды в соответствии с законодательством об охране окружающей среды. Обязательства отражаются в консолидированной финансовой отчетности по мере выявления. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате изменений действующего законодательства, регулирования гражданских споров или изменений в нормативах, не могут быть оценены с достаточной точностью, но они могут оказаться существенными. При существующей системе контроля руководство Компании считает, что в настоящий момент не имеется существенных обязательств, связанных с нанесением ущерба окружающей среде, помимо тех, которые отражены в консолидированной финансовой отчетности.

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Долгосрочные контракты

В январе 2005 г. Роснефть заключила с Китайской Национальной Объединенной Нефтяной Корпорацией долгосрочный контракт на поставку в период с февраля 2005 г. по декабрь 2010 г. сырой нефти железнодорожным транспортом в КНР общим объемом 48,4 млн тонн на стандартных коммерческих условиях определения цены по согласованной формуле, основанной на рыночных ценах.

В феврале 2009 года Роснефть заключила с Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией («КННК») долгосрочный контракт на поставку в период с января 2011 года по декабрь 2030 года сырой нефти нефтепроводным транспортом в КНР общим объемом 180 млн тонн на стандартных коммерческих условиях определения цены по согласованной формуле, основанной на рыночных ценах. Впоследствии КННК переуступила все свои права, правовой титул и участие по данному договору Китайской Национальной Объединенной Нефтяной Корпорации.

В апреле 2009 года Роснефть заключила с ОАО «АК «Транснефть» долгосрочный контракт на поставку в период с января 2011 года по декабрь 2030 года сырой нефти нефтепроводным транспортом в КНР общим объемом 120 млн тонн на стандартных коммерческих условиях определения цены по согласованной формуле, основанной на рыночных ценах.

На конец отчетного периода, компания заключила долгосрочные контракты на поставку нефти объемом 285 млн тонн на стандартных коммерческих условиях определения цены при поставках сырой нефти, с обязательствами осуществить поставку в следующие периоды:

	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**
До 1 года	**15**	15	9
От 1 до 2 лет	**15**	15	15
От 2 до 3 лет	**15**	15	15
От 3 до 4 лет	**15**	15	15
От 4 до 5 лет	**15**	15	15
Свыше 5 лет	**210**	225	240
Итого	**285**	300	309

В июле 2011 года Компания заключила договор с государственно-контролируемой компанией энергетического сектора на приобретение электроэнергии по системе «take-or-pay» на рыночных условиях до 30 июня 2026 года.

40. События после отчетной даты

В феврале 2012 года Компания и ОАО «Сбербанк России», контролируемый государством, подписали предварительное соглашение о приобретении Компанией 35,3% доли участия в ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» владеет лицензиями на добычу нефти на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении, находящемся в 160 км к северу от нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан. Сумма сделки была определена в размере 444 млн долл. США (14,3 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2011 г.).

В феврале 2012 года Компания приобрела 100% долю участия в ЗАО «Синтезнефтегаз», а так же 50% долю участия в ЗАО «Арктикшельфнефтегаз». ЗАО «Синтезнефтегаз» владеет лицензиями на право пользования недрами с целью геологического изучения Пахтусовской и Адмиралтейской площадей, расположенных в акватории Баренцева моря. ЗАО «Арктикшельфнефтегаз» владеет лицензией на право пользования недрами с целью поиска, разведки и добычи углеводородов в пределах Медынско-Варандейского участка дна Баренцева моря. Сумма сделки была определена в размере 3,5 млрд руб.

41. Первое применение МСФО

Данная отчетность представляет собой первую консолидированную финансовую отчетность Компании, подготовленную в соответствии с МСФО. Датой переход на МСФО является 1 января 2009 г.

Принципы учетной политики, изложенные в Примечании 3, были применены при подготовке консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2011 г, а также при подготовке сравнительной информации и вступительного баланса на дату перехода на МСФО.

При переходе на МСФО Компания применила стандарт МСФО (IFRS) № 1 *«Первое применение международных стандартов финансовой отчетности»*. Стандарт содержит ряд добровольных и обязательных исключений ретроспективного применения стандартов МСФО действующих по состоянию на 31 декабря 2011 г.

Компания воспользовалась следующими добровольными исключениями:

Исключение	Учетная политика
1. Объединения компаний	Компания *не* применяет стандарт МСФО (IFRS) № 3 «Объединение компаний» ретроспективно к объединениям компаний, имевшим место до *даты перехода* на МСФО. Следовательно, Компания сохраняет ту же классификацию, что и в финансовой отчетности по ГААП США, признает все те свои активы и обязательства на дату перехода на МСФО, которые были приобретены или приняты в результате прошедшего объединения компаний.
2. Справедливая стоимость или стоимость по результатам переоценки в качестве предполагаемой стоимости основных средств	Компания провела оценку справедливой стоимости основных средств и незавершенного капитального строительства на 1 января 2009 г.
3. Накопленный трансляционный резерв	На дату перехода на МСФО накопленный эффект пересчета (трансляционный резерв) был обнулен, т.е. не проводился ретроспективный пересчет накопленного трансляционного резерва.
4. Классификация ранее признанных финансовых инструментов	Компания классифицирует финансовые инструменты (не относящиеся к категориям «удерживаемые до погашения» и «займы и дебиторская задолженность») как финансовые инструменты (а) оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток или (б) имеющиеся в наличии для продажи *на дату перехода на МСФО* (при условии выполнения критериев признания в соответствии с МСФОФ №39)

41. Первое применение МСФО (продолжение)

	Исключение	Учетная политика
5.	Обязательства по выводу из эксплуатации, включенные в стоимость основных средств	Компания использует исключение для обязательств, попадающих под действие КИМСФО-1 «Изменения в обязательствах по утилизации активов, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах», а именно: - оценивает сумму, которая была бы включена в стоимость соответствующего актива при возникновении обязательства, путем дисконтирования обязательства на дату перехода с использованием наилучшей оценки исторической ставки дисконтирования, которая применялась бы к обязательству в наступающем периоде; - подсчитывает накопленную по этой сумме амортизацию по состоянию на дату перехода на основании текущей оценки срока полезного использования актива, с использованием метода амортизации, принятого Компанией для МСФО.
6.	Аренда	Компания проводит анализ всех договоров аренды (классифицированная как операционная и финансовая по ГААП США) на предмет изменения классификации в соответствии с требованиями КИМСФО-4 «Определение наличия в сделке отношений аренды» на дату перехода на МСФО.

Компания использовала следующие обязательные исключения:

	Исключение	Учетная политика
1	Прекращение признания финансовых активов и финансовых обязательств	Компания не признает непроизводные финансовые инструменты, признание которых было прекращено до 1 января 2004 г.
2	Оценки	Оценки, сделанные по ГААП США на дату вступительного Баланса и соответствующие МСФО, используются во вступительном Балансе по МСФО, если нет свидетельств того, что сделанные оценки были ошибочны; Новая информация относительно оценок, полученная после даты перехода на МСФО, учитывается как некорректирующее событие после отчетной даты и не отражается во вступительном Балансе. Оценки, сделанные по ГААП США, могут быть пересмотрены для соответствия МСФО, но должны быть сделаны на основе информации, существовавшей на дату вступительного Баланса; Оценки, которые не требовались в соответствии с ГААП США, должны быть сделаны на основе информации, существовавшей на дату вступительного Баланса.

41. Первое применение МСФО (продолжение)

Ниже представлена информация о характере всех существенных поправок к финансовой отчетности по ГААП США, связанных с переходом на МСФО.

Сверка консолидированного баланса на 1 января 2009 г. (дата перехода на МСФО)

	Данные по ГААП США	Функциональная валюта	Оценка объектов основных средства (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуатации активов	Перерасчет отложенного налога по МСФО	Реклассификация краткосрочных отложенных налоговых активов/обязательств	Прочие корректировки	Итого корректировки и реклассификации	Данные по МСФО
АКТИВЫ									
Оборотные активы:									
Денежные средства и их эквиваленты	**40**	–	–	–	–	–	–	–	**40**
Денежные средства с ограничением к использованию	**–**	–	–	–	–	–	–	–	**–**
Финансовые активы	**50**	–	–	–	–	–	–	–	**50**
Отложенные налоговые активы	**4**	–	–	–	–	(4)	–	**(4)**	**–**
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	**89**	–	–	–	–	–	–	–	**89**
Товарно-материальные запасы	**42**	–	–	–	–	–	2	**2**	**44**
Авансы выданные и прочие оборотные активы	**150**	–	–	–	–	–	–	–	**150**
Итого оборотные активы	**375**	**–**	**–**	**–**	**–**	**(4)**	**2**	**(2)**	**373**
Внеоборотные активы:									
Основные средства	**1 622**	–	305	(16)	–	–	25	**314**	**1 936**
Нематериальные активы	**20**	–	–	–	–	–	–	–	**20**
Финансовые активы	**18**	–	–	–	–	–	–	–	**18**
Инвестиции в зависимые компании и совместную деятельность	**64**	–	–	–	–	–	–	–	**64**
Банковские кредиты выданные, за вычетом резерва	**10**	–	–	–	–	–	–	–	**10**
Отложенные налоговые активы	**3**	–	–	–	5	–	–	**5**	**8**
Гудвилл	**132**	–	–	–	–	–	–	–	**132**
Прочие внеоборотные нефинансовые активы	**32**	–	–	–	–	–	(31)	**(31)**	**1**
Итого внеоборотные активы	**1 901**	**–**	**305**	**(16)**	**5**	**–**	**(6)**	**288**	**2 189**
Итого активы	**2 276**	**–**	**305**	**(16)**	**5**	**(4)**	**(4)**	**286**	**2 562**

41. Первое применение МСФО (продолжение)

Сверка консолидированного баланса на 1 января 2009 г. (дата перехода на МСФО) (продолжение)

	Данные по ГААП США	Функциональная валюта	Оценка объектов основных средства (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуатации активов	Перерасчет отложенного налога по МСФО	Реклассификация краткосрочных отложенных налоговых активов/обязательств	Прочие корректировки	Итого корректировки и реклассификации	Данные по МСФО
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ									
Краткосрочные обязательства:									
Кредиторская задолженность и начисления	**91**	–	–	–	–	–	(2)	**(2)**	**89**
Займы и кредиты	**414**	–	–	–	–	–	–	–	**414**
Обязательства по финансовой аренде	**1**	–	–	–	–	–	–	–	**1**
Обязательства по производным финансовым инструментам	**6**	–	–	–	–	–	–	–	**6**
Обязательства по налогу на прибыль	**3**	–	–	–	–	–	–	–	**3**
Обязательства по прочим налогам	**29**	–	–	–	–	–	(1)	**(1)**	**28**
Отложенные налоговые обязательства	**3**	–	–	–	–	(3)	–	**(3)**	–
Резервы	–	–	–	–	–	–	2	**2**	**2**
Прочие краткосрочные обязательства	**2**	–	–	–	–	–	(1)	**(1)**	**1**
Итого краткосрочные обязательства	**549**	**–**	**–**	**–**	**–**	**(3)**	**(2)**	**(5)**	**544**
Долгосрочные обязательства:									
Займы и кредиты	**293**	–	–	–	–	–	–	–	**293**
Обязательства по финансовой аренде	**3**	–	–	–	–	–	–	–	**3**
Отложенные налоговые обязательства	**158**	–	–	–	118	–	–	**118**	**276**
Резервы	**56**	–	–	(35)	–	–	–	**(35)**	**21**
Прочие долгосрочные обязательства	**55**	–	–	–	–	–	(10)	**(10)**	**45**
Итого долгосрочные обязательства	**565**	**–**	**–**	**(35)**	**118**	**–**	**(10)**	**73**	**638**
Капитал:									
Уставный капитал	**1**	–	–	–	–	–	–	–	**1**
Собственные акции, выкупленные у акционеров:									
незаложенные	**(112)**	–	–	–	–	–	–	–	**(112)**
находящиеся в залоге	**(109)**	–	–	–	–	–	–	–	**(109)**
Добавочный капитал	**385**	–	–	–	–	–	11	**11**	**396**
Прочие фонды и резервы	**(1)**	–	–	–	–	–	–	–	**(1)**
Нераспределенная прибыль	**978**	–	301	19	(113)	(1)	(3)	**203**	**1 181**
Итого акционерный капитал	**1 142**	–	**301**	**19**	**(113)**	**(1)**	**8**	**214**	**1 356**
Неконтролирующие доли	**20**	–	4	–	–	–	–	**4**	**24**
Итого капитал	**1 162**	–	**305**	**19**	**(113)**	**(1)**	**8**	**218**	**1 380**
Итого обязательства и капитал	**2 276**	–	**305**	**(16)**	**5**	**(4)**	**(4)**	**286**	**2 562**

41. Первое применение МСФО (продолжение)

Сверка консолидированного баланса на 31 декабря 2011 г.

	Данные по ГААП США	Функциональная валюта	Оценка объектов основных средств (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуатации активов	Перерасчет отложенного налога по МСФО	Реклассификация краткосрочных отложенных налоговых активов/обязательств	Прочие корректировки	Итого корректировки и реклассификации	Данные по МСФО
АКТИВЫ									
Оборотные активы:									
Денежные средства и их эквиваленты	**167**	–	–	–	–	–	(1)	**(1)**	**166**
Денежные средства с ограничением к использованию	**4**	–	–	–	–	–	–	**–**	**4**
Финансовые активы	**150**	–	–	–	–	–	–	**–**	**150**
Отложенные налоговые активы	**7**	–	–	–	–	(7)	–	**(7)**	**–**
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	**217**	–	–	–	–	–	–	–	**217**
Товарно-материальные запасы	**129**	(1)	–	–	–	–	(2)	**(3)**	**126**
Авансы выданные и прочие оборотные активы	**152**	–	–	–	–	–	–	–	**152**
Итого оборотные активы	**826**	**(1)**	–	–	–	**(7)**	**(3)**	**(11)**	**815**
Внеоборотные активы:									
Основные средства	**2 181**	(175)	180	(1)	–	–	46	**50**	**2 231**
Нематериальные активы	**23**	(1)	–	–	–	–	–	**(1)**	**22**
Финансовые активы	**34**	–	–	–	–	–	–	**–**	**34**
Инвестиции в зависимые компании и совместную деятельность	**132**	(12)	–	–	–	–	(6)	**(18)**	**114**
Банковские кредиты выданные, за вычетом резерва	**13**	–	–	–	–	–	–	**–**	**13**
Отложенные налоговые активы	**7**	–	–	–	(1)	7	–	**6**	**13**
Гудвилл	**145**	(13)	–	–	–	–	–	**(13)**	**132**
Прочие внеоборотные нефинансовые активы	**51**	–	–	–	–	–	(48)	**(48)**	**3**
Итого внеоборотные активы	**2 586**	**(201)**	**180**	**(1)**	**(1)**	**7**	**(8)**	**(24)**	**2 562**
Итого активы	**3 412**	**(202)**	**180**	**(1)**	**(1)**	–	**(11)**	**(35)**	**3 377**

41. Первое применение МСФО (продолжение)

Сверка консолидированного баланса на 31 декабря 2011 г. (продолжение)

	Данные по ГААП США	Функциональная валюта	Оценка объектов основных средств (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуатации активов	Перерасчет отложенного налога по МСФО	Реклассификация краткосрочных отложенных налоговых активов/обязательств	Прочие корректировки	Итого корректировки и реклассификации	Данные по МСФО
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ									
Краткосрочные обязательства:									
Кредиторская задолженность и начисления	**181**	–	–	–	–	–	–	**–**	**181**
Займы и кредиты	**152**	–	–	–	–	–	–	**–**	**152**
Обязательства по финансовой аренде	**1**	–	–	–	–	–	–	**–**	**1**
Обязательства по производным финансовым инструментам	**4**	–	–	–	–	–	–	**–**	**4**
Обязательства по налогу на прибыль	**3**	–	–	–	–	–	–	**–**	**3**
Обязательства по прочим налогам	**67**	–	–	–	–	–	(1)	**(1)**	**66**
Отложенные налоговые обязательства	**4**	–	–	–	–	(4)	–	**(4)**	–
Резервы	**6**	–	–	–	–	–	–	**–**	**6**
Прочие краткосрочные обязательства	**1**	–	–	–	–	–	–	**–**	**1**
Итого краткосрочные обязательства	**419**	**–**	**–**	**–**	**–**	**(4)**	**(1)**	**(5)**	**414**
Долгосрочные обязательства:									
Займы и кредиты	**598**	–	–	–	–	–	(2)	**(2)**	**596**
Обязательства по финансовой аренде	**5**	–	–	–	–	–	–	–	**5**
Отложенные налоговые обязательства	**150**	–	–	–	80	4	–	**84**	**234**
Резервы	**88**	–	–	(31)	–	–	–	**(31)**	**57**
Прочие долгосрочные обязательства	**2**	–	–	–	–	–	–	–	**2**
Итого долгосрочные обязательства	**843**	**–**	**–**	**(31)**	**80**	**4**	**(2)**	**51**	**894**
Капитал:									
Уставный капитал	**1**	–	–	–	–	–	–	–	**1**
Собственные акции, выкупленные у акционеров	**(245)**	21	–	–	–	–	–	**21**	**(224)**
Добавочный капитал	**415**	(27)	–	–	–	–	(2)	**(29)**	**386**
Прочие фонды и резервы	**1**	3	–	–	–	–	(9)	**(6)**	**(5)**
Нераспределенная прибыль	**1 944**	(199)	180	30	(81)	–	3	**(67)**	**1 877**
Итого акционерный капитал	**2 116**	**(202)**	**180**	**30**	**(81)**	**–**	**(8)**	**(81)**	**2 035**
Неконтролирующие доли	**34**	–	–	–	–	–	–	–	**34**
Итого капитал	**2 150**	**(202)**	**180**	**30**	**(81)**	**–**	**(8)**	**(81)**	**2 069**
Итого обязательства и капитал	**3 412**	**(202)**	**180**	**(1)**	**(1)**	**–**	**(11)**	**(35)**	**3 377**

41. Первое применение МСФО (продолжение)

Сверка консолидированного отчета о совокупном доходе за 2011 г.

	Данные по ГААП США	Функциональная валюта	Оценка объектов основных средств (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуатации активов	Перерасчет отложенного налога по МСФО	Реклассификация краткосрочных отложенных налоговых активов/обязательств	Прочие корректировки	Итого корректировки и реклассификации	Данные по МСФО
Выручка от реализации									
Реализация нефти и газа	**1 393**	–	–	–	–	–	(1)	**(1)**	**1 392**
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	**1 264**	–	–	–	–	–	1	**1**	**1 265**
Вспомогательные услуги и прочая реализация	**45**	–	–	–	–	–	–	**–**	**45**
Итого выручка от реализации	**2 702**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	–	**–**	**2 702**
Затраты и расходы									
Производственные и операционные расходы	**191**	(1)	–	–	–	–	(1)	**(2)**	**189**
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	**298**	–	–	–	–	–	–	**–**	**298**
Общехозяйственные и административные расходы	**52**	–	–	–	–	–	–	**–**	**52**
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	**215**	–	–	–	–	–	1	**1**	**216**
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	**13**	–	–	–	–	–	–	–	**13**
Износ, истощение и амортизация	**177**	–	36	–	–	–	–	**36**	**213**
Налоги, за исключением налога на прибыль	**497**	–	–	–	–	–	1	**1**	**498**
Экспортная пошлина	**790**	–	–	–	–	–	–	–	**790**
Итого затраты и расходы	**2 233**	**(1)**	**36**	**–**	**–**	**–**	**1**	**36**	**2 269**
Операционная прибыль	**469**	**1**	**(36)**	–	–	–	**(1)**	**(36)**	**433**
Финансовые доходы	**19**	–	–	–	–	–	1	**1**	**20**
Финансовые расходы	**(16)**	–	–	–	–	–	(3)	**(3)**	**(19)**
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	**17**	–	–	–	–	–	(1)	**(1)**	**16**
Прочие расходы	**(30)**	(5)	(12)	–	–	–	2	**(15)**	**(45)**
Прибыль до налогообложения	**459**	**(4)**	**(48)**	**–**	**–**	**–**	**(2)**	**(54)**	**405**
Налог на прибыль	**(90)**	–	–	–	4	–	–	**4**	**(86)**
Чистая прибыль	**369**	**(4)**	**(48)**	**–**	**4**	**–**	**(2)**	**(50)**	**319**

41. Первое применение МСФО (продолжение)

Сверка консолидированного отчета о совокупном доходе за 2011 г. (продолжение)

	Данные по ГААП США	Функциональная валюта	Оценка объектов основных средств (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуатации активов	Перерасчет отложенного налога по МСФО	Реклассификация краткосрочных отложенных налоговых активов/обязательств	Прочие корректировки	Итого корректировки и реклассификации	Данные по МСФО
Прочий совокупный доход									
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций	**2**	1	–	–	–	–	(4)	**(3)**	(1)
(Убыток)/доход от изменения справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, за вычетом налога	**(1)**	2	–	–	–	–	–	**2**	1
Итого прочий совокупный доход, за вычетом налогов	**1**	**3**	**–**	**–**	**–**	**–**	**(4)**	**(1)**	–
Общий совокупный доход, за вычетом налогов	**370**	**(1)**	**(48)**	**–**	**4**	–	(6)	**(51)**	**319**
Чистая прибыль									
относящаяся к акционерам Роснефти	**365**	(3)	(48)	**–**	4	–	(2)	**(49)**	**316**
относящаяся к неконтролирующим долям	**4**	(1)	–	–	–	–	–	**(1)**	**3**
Общий совокупный доход, за вычетом налогов									
относящийся к акционерам Роснефти	**366**	–	(48)	–	4	–	(6)	**(50)**	**316**
относящийся к неконтролирующим долям	**4**	(1)	–	–	–	–	–	**(1)**	**3**
Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в рублях) – базовая и разводненная	**38,08**	(0,31)	(5,03)	–	0,42	–	(0,21)	**(5,13)**	**32,95**

41. Первое применение МСФО (продолжение)

Оценка объектов основных средства (включая полученные по договорам финансовой аренды)

Компания воспользовалась добровольным исключением, предусмотренным МСФО (IFRS) № 1, и использует справедливую стоимость в качестве условной первоначальной стоимости объектов основных средств. Компания провела оценку справедливой стоимости основных средств по состоянию на 1 января 2009 г.

Резерв по выводу из эксплуатации активов

В соответствии с ГААП США резерв по выводу из эксплуатации активов был рассчитан основываясь на оценочной стоимости ликвидации, приведенной к текущей стоимости на момент признания обязательства. Однако изменение ставки дисконтирования в последующих периодах в соответствии с ГААП США не затрагивало сумму резерва, за исключением случаев увеличения оценочной стоимости будущих затрат на ликвидацию. Компания воспользовалась исключением, предусмотренным для обязательств, попадающих под действие КИМСФО 1 *«Изменение в существующих резервах по выводу из эксплуатации»* и пересчитала обязательство по резерву по выводу из эксплуатации активов по состоянию на 1 января 2009 в соответствии с МСФО (IAS) № 27, используя ставку дисконтирования, действовавшую на 1 января 2009 г. В последующих отчетных периодах обязательство по резерву по выводу из эксплуатации активов пересчитывается с использованием текущей ставки дисконтирования, действующей по состоянию на конец каждого отчетного периода.

Перерасчет отложенного налога по МСФО

Для целей МСФО отложенные налоги перерасчитаны, основываясь на чистой балансовой стоимости по МСФО. Значительное различие в величине отложенных налогов по МСФО и ГААП США возникает из-за оценки объектов основных средств.

Реклассификация краткосрочных отложенных налоговых активов и обязательств

Согласно ГААП США, отложенные налоговые активы были классифицированы как текущие или внеоборотные на основании классификации активов и обязательств лежащих в основе возникновения разницы. МСФО (IAS) № 12 требует, чтобы суммы отложенных налоговых активов были классифицированы в качестве внеоборотных активов.

Прочие корректировки

В соответствии с МСФО (IAS) № 16 *«Основные средства»* авансы, выданные на основные средства, в сумме 22 млрд руб. и 44 млрд. руб. были реклассифицированы из статьи «Прочие внеоборотные нефинансовые активы» по ГААП США в статью «Основные средства» по МСФО в консолидированном балансе по состоянию на 1 января 2009 г. и 31 декабря 2011 г., соответственно.

Функциональная валюта

При применении ГААП США в качестве функциональной валюты Роснефти и ее дочерних компаний, действующих на территории Российской Федерации, использовался доллар США. Для целей консолидированной финансовой отчетности по МСФО для Роснефти и дочерних компаний, действующих на территории Российской Федерации, функциональной валютой был определен российский рубль.

42. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)

Раскрытие информации по запасам нефти и газа не является требованием МСФО. Хотя эта информация была подготовлена с необходимой тщательностью и добросовестно раскрывается, необходимо отметить, что представленные данные представляют собой наилучшую оценку руководства. Соответственно, данная информация может не отражать текущие финансовые условия Компании и ее будущие финансовые результаты.

В основном, деятельность Компании осуществляется на территории России, т.е. в пределах одной географической зоны.

Капитализированные затраты, связанные с добычей нефти и газа

	На 31 декабря		
	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**
Стоимость основных средств, относящихся к доказанным запасам нефти и газа	**2 100**	1 838	1 648
Стоимость основных средств, относящихся к недоказанным запасам нефти и газа	**104**	99	97
Итого капитализированные затраты	**2 204**	1 937	1 745
Накопленные износ и истощение	**(474)**	(294)	(128)
Чистые капитализированные затраты	**1 730**	1 643	1 617

Остаточная стоимость прав на добычу по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. составила 328 млрд руб., 335 млрд руб. и 346 млрд руб., соответственно.

Затраты, связанные с приобретением, разведкой и освоением запасов нефти и газа

За годы, оканчивающиеся 31 декабря составили:

	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**
Затраты на приобретение доказанных запасов нефти и газа	**–**	–	–
Затраты на приобретение недоказанных запасов нефти и газа	**7**	4	3
Затраты на геологоразведочные работы	**13**	14	11
Затраты на разработку	**260**	188	184
Итого затраты	**280**	206	198

42. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа

За годы, оканчивающиеся 31 декабря составили:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Выручка:			
Выручка от реализации на сторону	**771**	555	427
Передача	**378**	392	319
Итого выручка	**1 149**	947	746
Затраты на добычу (не включая налоги)	**70**	69	59
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	**27**	36	21
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	**13**	14	11
Износ, истощение и амортизация	**184**	176	136
Прирост резервов, возникающий в результате течения времени	**5**	2	2
Налоги, кроме налога на прибыль	**430**	286	215
Налог на прибыль	**61**	57	33
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	**359**	307	269

Информация об объемах запасов

Для оценки запасов на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг., Компанией были использованы данные по размерам запасов нефти и газа, полученные в результате проведения независимой оценки специалистами фирмы «ДеГольер энд МакНотон» в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC). Доказанные запасы представляют собой расчетные объемы запасов нефти и газа, которые по данным геологических и инженерных исследований с достаточной долей вероятности будут извлечены из существующих месторождений в будущих периодах при существующих экономических и операционных условиях. В некоторых случаях для извлечения таких запасов могут потребоваться значительные капиталовложения в скважины и вспомогательное оборудование. Доказанные запасы также включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые будут извлечены после окончания сроков действия имеющихся лицензионных соглашений или возникнут в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, успешно опробованных и проверенных на их экономическую выгоду. Доказанные разрабатываемые запасы представляют собой объемы нефти и газа, которые предполагается извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи.

Доказанные неразрабатываемые запасы нефти и газа включают в себя запасы, которые могут быть добыты из дополнительных, еще не пробуренных скважин, или из существующих скважин в случае, если требуются существенные затраты для перевода этих скважин на другие горизонты. Запасы, которые могут быть добыты из дополнительных скважин, ограничиваются теми скважинами, которые определенно будут продуктивными после бурения. Доказанные запасы могут считаться таковыми, только если существует определенность относительно продолжительности добычи из существующих продуктивных пластов. Доказанные неразрабатываемые запасы не могут считаться таковыми, если они расположены на территориях, для которых намечено применение технологий увеличения нефтеотдачи, кроме случаев, если такие технологии уже доказали свою эффективность на других участках тех же продуктивных пластов. В результате отраслевой специфики и ограниченного характера данных по месторождениям, оценки запасов могут изменяться по мере поступления дополнительной информации.

42. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Информация об объемах запасов (продолжение)

Руководство Компании включило в состав доказанных запасов объемы, которые Компания собирается извлечь после окончания срока действия существующих лицензий. Сроки окончания действия имеющихся лицензий на разработку и добычу углеводородов, в целом по Компании находятся в интервале от 2013 до 2051 гг., при этом сроки действия лицензий на наиболее существенные месторождения истекают между 2013 и 2051 гг. В соответствии с действующей редакцией Закона Российской Федерации «О недрах», в настоящее время действует условие выдачи лицензий на срок эксплуатации месторождения полезных ископаемых, исчисляемый исходя из технико-экономического обоснования разработки месторождения полезных ископаемых, обеспечивающего рациональное использование и охрану недр. В соответствии с этим, по мере окончания сроков действия лицензий, выданных на условиях старой редакции Закона Российской Федерации «О недрах», Компания продлевает сроки действия лицензий на право добычи углеводородного сырья на срок до окончания эксплуатации месторождения. Продление лицензий зависит от соблюдения требований действующих лицензионных соглашений. По состоянию на дату отчетности, Компания в основном соответствует требованиям лицензионных соглашений и намеревается соответствовать им в будущем.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа Компании, а также их изменения за годы, окончившиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг., представлены в таблице в миллионах баррелей нефтяного эквивалента (данные по добыче нефти были переведены из тонн в баррели с использованием индивидуальных коэффициентов по месторождениям, величина которых составила от 7,05 до 7,65 баррелей за тонну; данные по добыче газа были переведены из кубических метров в баррели нефтяного эквивалента с использованием коэффициента 35,3/6 кубических метра за баррель).

	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**
	млн б.н.э.	**млн б.н.э.**	**млн б.н.э.**
Запасы на начало года	**13 970**	13 951	13 360
Пересмотр предыдущих оценок запасов	**2 201**	319	683
Увеличение, открытие новых запасов	**1 044**	541	703
Приобретение новых запасов (путем приобретения Дочерних компаний)	–	–	–
Добыча	**(863)**	(841)	(795)
Запасы на конец года	**16 352**	13 970	13 951
в том числе:			
Доказанные запасы по СРП Сахалин-1	**95**	80	66
Доказанные разрабатываемые запасы	**10 514**	9 769	10 204
Доля меньшинства в доказанных запасах	**109**	122	103
Доля меньшинства в доказанных разрабатываемых запасах	**71**	44	37

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с данными о доказанных запасах нефти

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с вышеуказанными запасами нефти и газа, рассчитывается в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC). Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти и газа вычисляются на основе применения цен на нефть и газ на конец года к объемам чистых расчетных доказанных запасов на конец года. Изменения цен в будущем ограничиваются изменениями, оговоренными в договорах, действовавших на конец каждого

42. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с данными о доказанных запасах нефти (продолжение)

отчетного периода. Будущие затраты на разработку и добычу представляют собой расчетные будущие затраты, необходимые для разработки и добычи расчетных доказанных запасов на конец года на основе индекса цен на конец года и при допущении, что в будущем будут существовать те же экономические условия, которые действовали на конец года. Предполагаемые суммы налога на прибыль будущих периодов рассчитываются путем применения налоговых ставок, действовавших на конец отчетного периода. Эти ставки отражают разрешенные вычеты из налогооблагаемой прибыли и налоговые кредиты и применяются к расчетным будущим чистым денежным потокам до налогообложения (за вычетом базы налогообложения соответствующих активов).

Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с использованием 10%-го коэффициента дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок расходов будущих периодов, в течение которых будут извлечены указанные запасы.

Представленная в таблице информация не отражает оценки руководства в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков или стоимости доказанных запасов нефти и газа Компании. Оценки доказанных запасов изменяются по мере поступления новых данных. Более того, вероятные и возможные запасы, которые могут в будущем перейти в категорию доказанных, из расчетов исключаются. Данная оценка, предписываемая в соответствии с вышеуказанными положениями SEC, 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 г.	**2010 г.**	**2009 г.**
Поступление денежных средств будущих периодов	**18 611**	13 677	12 172
Затраты будущих периодов на освоение	**(947)**	(1 043)	(929)
Затраты будущих периодов на добычу	**(9 769)**	(6 568)	(5 641)
Налог на прибыль будущих периодов	**(1 280)**	(945)	(874)
Чистые денежные потоки будущих периодов	**6 615**	5 121	4 728
Дисконт по расчетным срокам денежных потоков	**(3 899)**	(2 846)	(2 523)
Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов	**2 716**	2 275	2 205

	2011 г.	**2010 г.**	**2009 г.**
Дисконтированная стоимость будущих потоков денежных средств на начало года	**2 275**	2 205	1 043
Реализация и передача добытых нефти и газа за вычетом себестоимости и налогов, за исключением налога на прибыль	**(622)**	(556)	(452)
Изменение стоимостных оценок, нетто	**341**	370	1 138
Изменение будущих затрат на освоение	**73**	(271)	(259)
Затраты на разработку за период	**260**	188	184
Пересмотр предыдущих данных о запасах	**223**	52	80
Увеличение запасов за счет открытия новых запасов, за вычетом соответствующих затрат	**221**	106	279
Чистое изменение налога на прибыль	**(142)**	(51)	(192)
Начисление дисконта	**228**	221	104
Покупка новых месторождений	**–**	–	–
Прочие	**(141)**	11	280
Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов	**2 716**	2 275	2 205

42. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Доля Компании в затратах, запасах и будущих потоках денежных средств компаний, учитываемых по методу долевого участия

	Единица измерения	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Доля в капитализированных затратах, связанных с добычей нефти и газа (итого)	млрд руб.	**77**	77	75
Доля в затратах, связанных с приобретением, разведкой и освоением запасов нефти и газа (итого)	млрд руб.	**15**	10	16
Доля в результатах деятельности по добыче нефти и газа (итого)	млрд руб.	**17**	7	7
Доля в расчетных доказанных запасах нефти и газа	млн барр. нефтяного эквивалента	**1 265**	1 228	1 195
Доля в расчетных доказанных разрабатываемых запасах нефти и газа	млн барр. нефтяного эквивалента	**777**	760	769
Доля в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств	млрд руб.	**271**	196	201

Доля прочих (неконтролирующих) акционеров в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств

	Единица измерения	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Доля прочих (неконтролирующих) акционеров в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств	млрд руб.	**32**	21	28

Контактная информация

ОАО «НК «Роснефть»

Юридический адрес:
Россия, 115035, Москва, Софийская набережная, 26/1

Почтовый адрес:
Россия, 117997, Москва, Софийская набережная, 26/1

Телефон для справок:
+7 (495) 777-44-22

Факс:
+7 (495) 777-44-44

E-mail:
postman@rosneft.ru

Корпоративный сайт:
www.rosneft.ru (на русском языке)
www.rosneft.com (на английском языке)



ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированная финансовая отчетность

31 декабря 2012 г.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированная финансовая отчетность

31 декабря 2012 г.

Содержание

Заключение независимых аудиторов 1

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный баланс 3
Консолидированный отчет о совокупном доходе 4
Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале 5
Консолидированный отчет о движении денежных средств 6

Примечания к консолидированной финансовой отчетности 8

Ernst & Young LLC
Sadovnicheskaya Nab., 77, bld. 1
Moscow, 115035, Russia
Tel: +7 (495) 705 9700
+7 (495) 755 9700
Fax: +7 (495) 755 9701
www.ey.com

ООО «Эрнст энд Янг»
Россия, 115035, Москва
Садовническая наб., 77, стр. 1
Тел.: +7 (495) 705 9700
+7 (495) 755 9700
Факс: +7 (495) 755 9701
ОКПО: 59002827

Аудиторское заключение независимого аудитора

Акционерам и Совету директоров
ОАО «Нефтяная компания «Роснефть»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» и его дочерних предприятий, состоящей из консолидированного баланса по состоянию на 31 декабря 2012 года, консолидированного отчета о совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях капитала и консолидированного отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информации о существенных аспектах учетной политики и другой пояснительной информации.

Ответственность аудируемого лица за консолидированную финансовую отчетность

Руководство аудируемого лица несет ответственность за составление и достоверность указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности и за систему внутреннего контроля, необходимую для составления консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

Ответственность аудитора

Наша ответственность заключается в выражении мнения о достоверности консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита.

Мы провели аудит в соответствии с федеральными стандартами аудиторской деятельности, действующими в Российской Федерации, и Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют соблюдения применимых этических норм, а также планирования и проведения аудита таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений.

Аудит включает в себя проведение аудиторских процедур, направленных на получение аудиторских доказательств, подтверждающих числовые показатели в консолидированной финансовой отчетности и раскрытие в ней информации. Выбор аудиторских процедур является предметом суждения аудитора, которое основывается на оценке риска существенных искажений консолидированной финансовой отчетности, допущенных вследствие недобросовестных действий или ошибок. В процессе оценки данного риска аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, обеспечивающую составление и достоверность консолидированной финансовой отчетности, с целью выбора соответствующих аудиторских процедур, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля. Аудит также включает в себя оценку надлежащего характера применяемой учетной политики и обоснованности оценочных показателей, полученных руководством аудируемого лица, а также оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Мы полагаем, что полученные в ходе аудита аудиторские доказательства представляют достаточные и надлежащие основания для выражения нашего мнения.

Мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» и его дочерних предприятий по состоянию на 31 декабря 2012 года, их финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Прочие сведения

Целью нашего аудита являлось формирование мнения в отношении консолидированной финансовой отчетности в целом. Сопроводительная информация к консолидированной финансовой отчетности, раскрытая на стр. 85 под заголовком «Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа», представлена для целей дополнительного анализа и не попадает в сферу действия Международных стандартов финансовой отчетности. В ходе проведенной нами аудиторской проверки консолидированной финансовой отчетности мы не выполняли аудиторские процедуры в отношении данной информации и, соответственно, не выражаем мнения в отношении данной информации.



Р.Г. Романенко
Партнер
ООО «Эрнст энд Янг»

1 февраля 2013 года

Сведения об аудируемом лице

Наименование: ОАО «Нефтяная компания «Роснефть»

Данные о регистрации в Едином государственном реестре юридических лиц о юридическом лице: 77№004856711 от 12.08.2002 г.

Местонахождение: 115035, Россия, г. Москва, Софийская набережная, 26/1.

Сведения об аудиторе

Наименование: ООО «Эрнст энд Янг»

Основной государственный регистрационный номер 1027739707203.

Местонахождение: 115035, Россия, г. Москва, Садовническая наб., д. 77, стр. 1.

ООО «Эрнст энд Янг» является членом Некоммерческого партнерства «Аудиторская Палата России» (НП АПР). ООО «Эрнст энд Янг» зарегистрировано в реестре аудиторов и аудиторских организаций НП АПР за номером 3028, а также включено в контрольный экземпляр реестра аудиторов и аудиторских организаций за основным регистрационным номером записи 10201017420.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный баланс

(В миллиардах российских рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2012 г.	2011 г.
АКТИВЫ			
Оборотные активы:			
Денежные средства и их эквиваленты	19	**296**	166
Денежные средства с ограничением к использованию	19	**4**	4
Прочие финансовые активы	20	**86**	150
Дебиторская задолженность	21	**227**	217
Товарно-материальные запасы	22	**132**	126
Авансы выданные и прочие оборотные активы	23	**175**	152
Итого оборотные активы		**920**	815
Внеоборотные активы:			
Основные средства	24	**2 461**	2 231
Нематериальные активы	25	**19**	22
Прочие финансовые активы	26	**24**	34
Инвестиции в зависимые компании и совместную деятельность	27	**269**	114
Банковские кредиты выданные		**13**	13
Отложенные налоговые активы	16	**15**	13
Гудвилл	25	**134**	132
Прочие внеоборотные нефинансовые активы	28	**3**	3
Итого внеоборотные активы		**2 938**	2 562
Итого активы		**3 858**	3 377
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Краткосрочные обязательства:			
Кредиторская задолженность и начисления	29	**208**	181
Займы и кредиты	30	**126**	152
Обязательства по финансовой аренде	30	**3**	1
Обязательства по производным финансовым инструментам	31	**–**	4
Обязательства по налогу на прибыль	16	**7**	3
Обязательства по прочим налогам	32	**77**	66
Резервы	33	**5**	6
Прочие краткосрочные обязательства		**1**	1
Итого краткосрочные обязательства		**427**	414
Долгосрочные обязательства:			
Займы и кредиты	30	**837**	596
Обязательства по финансовой аренде	30	**8**	5
Отложенные налоговые обязательства	16	**252**	234
Резервы	33	**67**	57
Прочие долгосрочные обязательства		**1**	2
Итого долгосрочные обязательства		**1 165**	894
Капитал:			
Уставный капитал	35	**1**	1
Собственные акции, выкупленные у акционеров	35	**(299)**	(224)
Добавочный капитал	35	**385**	386
Прочие фонды и резервы		**(4)**	(5)
Нераспределенная прибыль		**2 147**	1 877
Итого акционерный капитал Роснефти		**2 230**	2 035
Неконтролирующие доли	17	**36**	34
Итого капитал		**2 266**	2 069
Итого обязательства и капитал		**3 858**	3 377

Президент _____ И.И. Сечин 1 февраля 2013 г.

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет о совокупном доходе

(В миллиардах российских рублей, за исключением прибыли на акцию и количества акций)

		За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
	Прим.	**2012 г.**	**2011 г.** *(реклассифицировано)*[1]	**2010 г.** *(реклассифицировано)*[1]
Выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний				
Реализация нефти и газа	8	**1 526**	1 392	1 056
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	8	**1 479**	1 265	810
Вспомогательные услуги и прочая реализация		**42**	45	49
Результаты деятельности зависимых и совместных компаний	27	**31**	16	4
Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний		**3 078**	2 718	1 919
Затраты и расходы				
Производственные и операционные расходы		**220**	189	144
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти		**371**	298	72
Общехозяйственные и административные расходы		**68**	52	51
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку		**241**	216	212
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа		**23**	13	14
Износ, истощение и амортизация	24, 25	**227**	213	202
Налоги, кроме налога на прибыль	9	**645**	498	331
Экспортная пошлина	10	**901**	790	509
Итого затраты и расходы		**2 696**	2 269	1 535
Операционная прибыль		**382**	449	384
Финансовые доходы	11	**24**	20	20
Финансовые расходы	12	**(15)**	(19)	(21)
Прочие доходы	13, 27	**85**	25	27
Прочие расходы	13	**(50)**	(48)	(49)
Курсовые разницы		**11**	(22)	(2)
Прибыль до налогообложения		**437**	405	359
Налог на прибыль	16	**(95)**	(86)	(58)
Чистая прибыль		**342**	319	301
Прочий совокупный доход				
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций		**4**	(1)	(3)
(Расходы)/доходы от изменения справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи		**(3)**	1	–
Итого прочий совокупный доход/(расход), за вычетом налогов		**1**	–	(3)
Общий совокупный доход, за вычетом налогов		**343**	319	298
Чистая прибыль				
относящаяся к акционерам Роснефти		**341**	316	293
относящаяся к неконтролирующим долям		**1**	3	8
Общий совокупный доход, за вычетом налогов				
относящийся к акционерам Роснефти		**342**	316	290
относящийся к неконтролирующим долям		**1**	3	8
Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в рублях) – базовая и разводненная прибыль	18	**36,21**	32,95	30,53
Средневзвешенное количество акций в обращении (миллионов шт.)		**9 416**	9 591	9 598

[1] См. Примечание 3

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале

(В миллиардах российских рублей, за исключением данных по акциям)

	Количество акций (млн шт.)	Уставный капитал	Добавочный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Прочие фонды и резервы	Нераспределенная прибыль	Итого акционерный капитал Роснефти	Неконтролирующие доли	Итого капитал
Остаток на 31 декабря 2010 г.	**9 599**	**1**	**396**	**(221)**	**(5)**	**1 588**	**1 759**	**32**	**1 791**
Чистая прибыль	–	–	–	–	–	316	316	3	319
Общий совокупный доход	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**316**	**316**	**3**	**319**
Выкуп собственных акций (Примечание 35)	(11)	–	–	(3)	–	–	(3)	–	(3)
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям (Примечание 35)	–	–	–	–	–	(27)	(27)	–	(27)
Изменение долей участия в дочерних компаниях (Примечание 35)	–	–	(10)	–	–	–	(10)	(1)	(11)
Остаток на 31 декабря 2011 г.	**9 588**	**1**	**386**	**(224)**	**(5)**	**1 877**	**2 035**	**34**	**2 069**
Чистая прибыль	–	–	–	–	–	**341**	**341**	**1**	**342**
Прочий совокупный доход	–	–	–	–	1	–	1	–	1
Общий совокупный доход	**–**	**–**	**–**	**–**	**1**	**341**	**342**	**1**	**343**
Выкуп собственных акций (Примечание 35)	(350)	–	–	(75)	–	–	(75)	–	**(75)**
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям (Примечание 35)	–	–	–	–	–	(71)	(71)	–	**(71)**
Изменение долей участия в дочерних компаниях (Примечание 35)	–	–	(1)	–	–	–	(1)	1	–
Остаток на 31 декабря 2012 г.	**9 238**	**1**	**385**	**(299)**	**(4)**	**2 147**	**2 230**	**36**	**2 266**

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(В миллиардах российских рублей)

		За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
	Прим.	**2012 г.**	**2011 г.**	**2010 г.**
Операционная деятельность				
Чистая прибыль		**342**	319	301
Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности:				
Износ, истощение и амортизация	24	**227**	213	202
Убыток от реализации и выбытия внеоборотных активов		**9**	19	15
Прибыль от выбытия дочерних обществ	27	**(82)**	–	–
Убыток/(прибыль) от списания активов и обязательств, нетто		**10**	(10)	–
Убыток от обесценения прав на недоказанные запасы		**10**	–	–
Прибыль от выбытия векселей		–	–	(5)
Затраты по непродуктивным скважинам		**3**	4	4
(Прибыль)/убыток от курсовых разниц		**(30)**	31	–
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	27	**(31)**	(16)	(4)
Финансовые расходы	12	**15**	19	21
Финансовые доходы	11	**(24)**	(20)	(20)
Расход по налогу на прибыль	16	**95**	86	58
Убыток от резерва под сомнительные долги		**3**	2	1
Изменения в операционных активах и обязательствах:				
Увеличение дебиторской задолженности, без учета резерва		**(6)**	(88)	(22)
Увеличение денежных средств с ограниченным использованием		**–**	(3)	–
Увеличение товарно-материальных запасов		**(6)**	(61)	(9)
Увеличение авансов выданных и прочих оборотных активов		**(23)**	(15)	–
Увеличение кредиторской задолженности и начислений		**61**	82	13
Увеличение обязательств по прочим налогам		**11**	20	11
(Уменьшение)/увеличение краткосрочных резервов		**(1)**	1	–
(Уменьшение)/увеличение прочих краткосрочных обязательств		**(6)**	(4)	1
Уменьшение прочих долгосрочных обязательств		**–**	(10)	(9)
Выдача долгосрочных банковских займов		**(33)**	(53)	(105)
Погашение долгосрочных банковских займов		**33**	48	106
Приобретение торговых ценных бумаг		**(53)**	(64)	(34)
Реализация торговых ценных бумаг		**57**	68	27
Чистые денежные средства от операционной деятельности до уплаты налога на прибыль и процентов		**581**	568	552
Платежи по налогу на прибыль		**(76)**	(102)	(86)
Проценты полученные		**10**	13	5
Дивиденды полученные		**1**	8	7
Чистые денежные средства от операционной деятельности		**516**	487	478

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет о движении денежных средств (продолжение)

(В миллиардах российских рублей)

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря 2012 г.	2011 г.	2010 г.
Инвестиционная деятельность				
Капитальные затраты		**(466)**	(391)	(264)
Покупка лицензий		**(4)**	(7)	(4)
Приобретение прав на использование товарных знаков «Сочи 2014»		**(1)**	(1)	(1)
Приобретение краткосрочных финансовых активов		**(118)**	(134)	(160)
Выручка от реализации краткосрочных финансовых активов		**162**	197	64
Приобретение долгосрочных финансовых активов		**(3)**	(5)	(9)
Выручка от реализации долгосрочных финансовых активов		**6**	–	5
Приобретение долей в зависимых компаниях и совместной деятельности	27	**(43)**	(47)	–
Приобретение дочерней компании, за вычетом полученных денежных средств	7	**(4)**	–	–
Продажа основных средств		**4**	2	1
Размещение денежных средств по сделке обратного РЕПО		**(15)**	(31)	(12)
Получение денежных средств по сделке обратного РЕПО		**37**	23	1
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		**(445)**	(394)	(379)
Финансовая деятельность				
Поступление краткосрочных кредитов и займов		**50**	25	5
Выплата краткосрочных кредитов и займов		**(39)**	(17)	(20)
Поступление долгосрочных кредитов и займов	30	**371**	124	187
Выплата долгосрочных кредитов и займов		**(137)**	(123)	(163)
Выкуп собственных акций		**(75)**	(3)	–
Приобретение неконтролирующих долей в дочерних обществах		**(2)**	(11)	–
Дивиденды выплаченные акционерам		**(71)**	(27)	(22)
Проценты уплаченные		**(29)**	(24)	(19)
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности		**68**	(56)	(32)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		**139**	37	67
Денежные средства и их эквиваленты в начале отчетного периода	19	**166**	127	60
Эффект от курсовых разниц на денежные средства и их эквиваленты		**(9)**	2	–
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	19	**296**	166	127

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

1. Общие сведения

Основной деятельностью открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» (далее – ОАО «НК «Роснефть») и ее дочерних предприятий (далее совместно именуемых «Компания») является разведка, разработка, добыча и реализация нефти и газа, а также производство, транспортировка и реализация продуктов их переработки в Российской Федерации и за рубежом.

Государственное предприятие («ГП») «Роснефть» было преобразовано в открытое акционерное общество 7 декабря 1995 г. Все активы и обязательства, ранее находившиеся под управлением предприятия ГП «Роснефть», были переданы Компании по балансовой стоимости на дату учреждения вместе с правами собственности, принадлежавшими Правительству Российской Федерации (далее «Государство») в других приватизированных нефтегазовых предприятиях. Передача активов и обязательств была осуществлена в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29 сентября 1995 г. № 971 «О преобразовании государственного предприятия «Роснефть» в открытое акционерное общество «Нефтяная Компания «Роснефть». Такая передача представляет собой реорганизацию активов, находящихся под контролем Государства, и поэтому для ее отражения берется балансовая стоимость. В 2005 году акции «Роснефти» были переданы Государством в качестве взноса в уставный капитал компании ОАО «Роснефтегаз». По состоянию на 31 декабря 2005 г. 100% акций «Роснефти» минус одна акция находились в собственности ОАО «Роснефтегаз», одна акция находилась в собственности Федерального агентства по управлению федеральным имуществом Российской Федерации. В дальнейшем доля ОАО «Роснефтегаз» была снижена в связи с реализацией акций в ходе первичного публичного размещения акций «Роснефти» в России, реализацией глобальных депозитарных расписок, выпускаемых в отношении таких акций на Лондонской бирже, а также в результате обмена акций «Роснефти» на акции присоединяемых дочерних обществ в течение 2006 г. По состоянию на 31 декабря 2012 г. в собственности ОАО «Роснефтегаз» находилось 75,16% акций «Роснефти».

По российскому законодательству природные ресурсы, включая нефть, газ, драгоценные металлы, минералы и другие полезные ископаемые, пригодные для промышленной добычи и находящиеся на территории Российской Федерации, являются собственностью Государства до момента их извлечения (добычи). Закон Российской Федерации № 2395-1 «О недрах» регулирует отношения, связанные с геологической разведкой, использованием и защитой находящихся в недрах полезных ископаемых на территории Российской Федерации. В соответствии с Законом, заниматься разработкой подземных недр можно только при наличии соответствующей лицензии. Лицензия выдается компетентными органами власти и содержит сведения о разрабатываемом участке, сроках, финансовых и прочих условиях недропользования. Компания имеет ряд лицензий, выданных компетентными органами власти на геологическое изучение, разведку и разработку нефтегазовых участков и месторождений на территориях, где располагаются ее дочерние предприятия.

В отношении Компании действуют экспортные квоты, установленные Комиссией Правительства Российской Федерации по вопросам использования систем магистральных нефтегазопроводов и нефтепродуктопроводов, обеспечивающие равнодоступность к имеющей ограниченную пропускную способность нефтяной трубопроводной системе, которая принадлежит и управляется ОАО «АК «Транснефть». Компания экспортирует определенное количество нефти, минуя систему ОАО «АК «Транснефть», что дает возможность увеличивать ее экспортные возможности. За 2012, 2011 и 2010 годы объем поставленной Компанией на экспорт нефти составил, соответственно, 60%, 58% и 57% от объема добычи. Оставшаяся нефть была переработана на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) Компании для дальнейшей реализации нефтепродуктов на внутреннем и внешнем рынках.

2. Основа подготовки финансовой отчетности

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»), включая все принятые и действующие в отчетном периоде Международные стандарты финансовой отчетности и интерпретации Комитета по Международным стандартам финансовой отчетности («КМСФО»), и полностью им соответствует.

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением отдельных финансовых активов и обязательств, отраженных по справедливой стоимости (Примечание 36).

Роснефть и ее дочерние общества ведут учет и подготавливают финансовую отчетность в соответствии с требованиями законодательства в области бухгалтерского учета и налогообложения, а также на основе практики, применяемой в соответствующих юрисдикциях. Представленная консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе первичных данных бухгалтерского учета Компании.

Консолидированная финансовая отчетность Компании представлена в миллиардах российских рублей, кроме случаев, где указано иное.

Консолидированная финансовая отчетность за 2012 год была утверждена к выпуску Президентом Компании 1 февраля 2013 г.

События после отчетной даты проанализированы по 1 февраля 2013 г. включительно, даты выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности.

3. Основные аспекты учетной политики

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отличается от подготовленной в соответствии с законодательством финансовой отчетности, поскольку в ней отражены некоторые корректировки, не проведенные в бухгалтерском учете Компании, но которые необходимы для отражения ее финансового положения, результатов хозяйственной деятельности и движения денежных средств в соответствии с МСФО. Основные корректировки относятся к (1) отражению некоторых расходов; (2) оценке основных средств и начислению износа; (3) отложенным налогам на прибыль; (4) поправкам на переоценку нереализуемых активов; (5) отражению в учете временной стоимости денег; (6) отражению в учете вложений в месторождения нефти и газа и их реализации; (7) принципам консолидации; (8) признанию и раскрытию гарантий, условных обязательств и некоторых активов и обязательств; (9) отражению в учете обязательств, связанных с выбытием активов; (10) объединению компаний и гудвиллу; (11) учету производных финансовых инструментов.

В консолидированной финансовой отчетности отражены хозяйственные операции дочерних предприятий, контролируемых компаний и компаний специального назначения, в которых Компания является основным выгодоприобретателем. Все существенные внутригрупповые операции и остатки по расчетам были взаимоисключены. Для учета вложений в компании, на финансовую и операционную деятельность которых Компания имеет возможность оказывать существенное влияние, используется метод участия в капитале. Также по методу участия в капитале отражаются вложения в предприятия, где Компания имеет большинство голосов, но не осуществляет контроль. Вложения в прочие компании отражены по справедливой или первоначальной стоимости, скорректированной с учетом обесценения, если таковое имеется.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Объединение компаний, гудвилл и прочие нематериальные активы

Приобретения Компанией контрольных пакетов акций сторонних предприятий (или долей в уставном капитале) учитываются по методу приобретения.

Датой приобретения является дата, на которую Компания получает фактический контроль над приобретаемой компанией.

Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса Группа принимает решение, как оценивать неконтрольную долю участия в приобретаемой компании: либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Последующие изменения справедливой стоимости условного вознаграждения, которое может быть активом или обязательством, должны признаваться согласно МСФО (IAS) № 39 либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, то оно не будет переоцениваться.

Гудвилл изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если данное вознаграждение меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней компании, разница признается в составе прибыли или убытка.

Зависимые компании

Инвестиции в зависимые компании учитываются по методу долевого участия в капитале, за исключением случаев, когда они классифицированы как внеоборотные активы, предназначенные для продажи. Согласно этому методу, балансовая стоимость инвестиций в зависимые компании первоначально признается по стоимости приобретения.

Балансовая стоимость инвестиций в зависимые компании увеличивается или уменьшается на признанную долю Компании в прибыли или убытке и прочем совокупном доходе объекта инвестиций после даты приобретения. Принадлежащая Компании доля прибыли или убытка и прочего совокупного дохода зависимой компании признается в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании в составе прибыли или убытка и прочего совокупного дохода, соответственно. Полученные от зависимой компании дивиденды уменьшают балансовую стоимость инвестиций.

Признание доли Компании в убытках зависимой компании происходит не только в пределах балансовой стоимости инвестиции в эту зависимую компанию, но и с учетом других долгосрочных инвестиций, формирующих, по сути, вложения в зависимую компанию, например, займы. Если доля в убытках превышает балансовую стоимость инвестиции в зависимую компанию и стоимость других долгосрочных инвестиций, связанных с вложением в эту зависимую компанию, Компания после достижения нулевого значения данной балансовой стоимости приостанавливает дальнейшее признание доли в убытках. При этом дополнительные убытки обеспечиваются и обязательства признаются только в той степени, в какой Компания приняла на себя юридические обязательства или обязательства, обусловленные сложившейся практикой, или осуществила платежи от имени зависимой компании.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Зависимые компании (продолжение)

Если впоследствии зависимая компания получает прибыль, то Компания возобновляет признание своей доли в этой прибыли только после того, как ее доля в прибыли сравняется с долей непризнанных убытков.

Балансовая стоимость инвестиции в зависимую компанию тестируется на предмет обесценения путем сопоставления ее возмещаемой суммы (наибольшего значения из ценности использования и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу) с ее балансовой стоимостью во всех случаях выявления признаков обесценения.

Совместная деятельность

Компания осуществляет совместную деятельность в форме совместно контролируемых компаний и совместно контролируемых операций.

Совместно контролируемые компании подразумевают создание юридического лица, в котором Компания имеет долю участия наряду с другими участниками совместной деятельности. Доли участия в совместно контролируемых компаниях учитываются по методу долевого участия.

Доля Компании в чистой прибыли или убытке совместно контролируемых компаний признается в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе прибылей и убытков с даты начала совместного контроля до даты его прекращения.

Совместно контролируемые операции подразумевают использование активов и других ресурсов участников, а не учреждение юридического лица, независимого от участников. Каждый участник использует собственные основные средства и товарно-материальные запасы. Он также несет свои расходы и обязательства и привлекает собственное финансирование, представляющее собой его обязательства. Компания учитывает активы, которые она контролирует, расходы и обязательства, которые она несет, и долю в доходах от реализации товаров или услуг совместным предприятием.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе, суммы на банковских счетах Компании, денежные средства в пути и процентные депозиты, которые могут быть отозваны Компанией в любое время без предварительного уведомления или возникновения штрафных санкций, уменьшающих основную сумму депозита. Денежными эквивалентами являются высоколиквидные краткосрочные инвестиции, которые могут быть обменены на известную сумму денежных средств и имеют срок погашения три месяца или менее с даты их покупки. Они учитываются по стоимости приобретения с учетом накопленных процентов, что приблизительно равно их справедливой стоимости. Денежные средства с ограничениями к использованию показываются отдельно в консолидированном балансе, если их сумма существенна.

Финансовые активы

Компания признает финансовый актив в балансе только в том случае, когда она становится стороной по договору в отношении данного финансового инструмента. При первоначальном признании финансовые активы оцениваются по справедливой стоимости, которая, как правило, и составляет цену сделки, т.е. справедливую стоимость выплаченного или полученного вознаграждения.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

При первоначальном признании финансовые активы разделяются на следующие категории: (1) финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; (2) займы выданные и дебиторская задолженность; (3) финансовые активы, удерживаемые до погашения; (4) финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи.

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, включают финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании к переоцениваемым по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретаются, главным образом, с целью продажи или обратной покупки в краткосрочной перспективе; или являются частью портфеля идентифицируемых финансовых инструментов, которые управляются на совокупной основе и недавние сделки с которыми свидетельствуют о фактическом получении прибыли на краткосрочной основе; или являются производными инструментами (кроме случая, когда производный инструмент определен в качестве эффективного инструмента хеджирования). Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, классифицируются в консолидированном балансе как оборотные активы, а изменения справедливой стоимости признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе финансовых доходов или финансовых расходов.

Все производные инструменты отражаются в консолидированных балансах по справедливой стоимости как оборотные финансовые активы, внеоборотные финансовые активы, краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам, долгосрочные обязательства по производным финансовым инструментам. Признание и классификация прибыли или убытка, полученного в результате отражения в учете корректировки производного инструмента по справедливой стоимости, зависит от цели его выпуска или приобретения. Прибыли и убытки по производным инструментам, не предназначенным для операций хеджирования, в соответствии с МСФО (International Accounting Standard («IAS»)) № 39 *«Финансовые инструменты – признание и оценка»* признаются в момент возникновения в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Справедливая стоимость – та сумма, на которую можно обменять актив при совершении сделки между хорошо осведомленными, желающими совершить такую сделку и независимыми друг от друга сторонами.

После первоначального признания справедливая стоимость финансовых инструментов, оцененных по справедливой стоимости, которые котируются на активном рынке, определяется как котировка на покупку активов и котировка на продажу выпущенных обязательств на дату оценки.

Если рынок для финансовых активов не является активным, тогда Компания оценивает справедливую стоимость с использованием следующих методов:

- анализа операций с таким же инструментом, проведенных в недавнем времени между независимыми сторонами;
- текущей справедливой стоимости подобных финансовых инструментов;
- дисконтирования будущих денежных потоков.

Ставка дисконтирования отражает минимально допустимую отдачу на вложенный капитал, при которой инвестор не предпочтет участие в альтернативном проекте по вложению тех же средств с сопоставимой степенью риска.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Займы выданные и дебиторская задолженность включают непроизводные финансовые инструменты с фиксированными или определенными платежами, которые не котируются на активном рынке, не попадают в категорию «финансовые активы, предназначенные для торговли», и которые не были отнесены в категории «переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» или «имеющиеся в наличии для продажи». Если Компания не может возместить сумму первоначального вложения в финансовый актив по причинам, которые не связаны со снижением его качества, то он не включается в эту категорию. После первоначального признания займы выданные и дебиторская задолженность оцениваются по амортизированной стоимости с использованием эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов в консолидированном отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе финансовых расходов.

Компания не классифицирует финансовые активы как «удерживаемые до погашения», если в течение текущего финансового года или двух предыдущих финансовых лет величина таких финансовых активов, проданных или уступленных Компанией до наступления срока погашения, либо в отношении которых она использовала опцион на продажу, превышает незначительную сумму (незначительную по отношению ко всему портфелю инвестиций, удерживаемых до погашения), за исключением следующих операций: (1) продаж, совершенных незадолго до срока погашения или даты осуществления отзыва таким образом, что изменения рыночной ставки процента не оказали существенного влияния на справедливую стоимость финансового актива; (2) продаж, совершенных после того, как компания уже собрала практически всю первоначальную основную сумму финансового актива посредством плановых платежей или предоплаты; или (3) продаж в результате особого события, произошедшего по независящим от Компании причинам, имеющего чрезвычайный характер, когда Компания не могла предпринять какие-либо разумные и обоснованные действия по предупреждению данного события.

Дивиденды и проценты к получению отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе по методу начисления. Сумма начисленных процентов рассчитывается с использованием эффективной ставки процента.

Все прочие финансовые активы, которые не включены в другие категории, относятся к финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи. В частности, к этой категории относятся акции других компаний, которые не включены в первую категорию. Кроме того, при первоначальном признании Компания вправе отнести к этой категории любой финансовый актив.

Финансовые обязательства

Компания признает финансовое обязательство в балансе только в том случае, когда она становится стороной по договору в отношении данного финансового инструмента. При первоначальном признании финансовые обязательства оцениваются по справедливой стоимости, которая, как правило, и составляет цену сделки, т.е. справедливую стоимость выплаченного или полученного вознаграждения.

При первоначальном признании финансовые обязательства разделяются на следующие категории:

- финансовые обязательства, учитываемые по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток;
- прочие финансовые обязательства.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости с отнесением изменений на прибыль или убыток, представляют собой финансовые обязательства, предназначенные для торговли, за исключением тех случаев, когда такие обязательства связаны с поставкой некотируемых долевых инструментов.

При первоначальном признании Компания вправе отнести к этой категории любое финансовое обязательство, за исключением долевых инструментов, которые не имеют котировки на активном рынке и справедливая стоимость которых не может быть достоверно оценена. Однако в дальнейшем это обязательство не может быть включено в иную категорию.

Финансовые обязательства, не отнесенные к финансовым обязательствам, учитываемым по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток относятся к прочим финансовым обязательствам. К прочим финансовым обязательствам относятся, в частности, торговая и прочая кредиторская задолженность и задолженность по кредитам и займам.

После первоначального признания финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости, с отнесением изменений на прибыль или убыток оцениваются по справедливой стоимости, изменения в которой отражаются по счетам прибылей и убытков в консолидированном отчете о совокупном доходе. Прочие финансовые обязательства оцениваются по амортизируемой стоимости.

Компания списывает финансовое обязательство (или часть финансового обязательства) тогда и только тогда, когда оно погашено, то есть, когда указанное в договоре обязательство исполнено, аннулировано или срок его действия истек. Разность между балансовой стоимостью финансового обязательства (или части финансового обязательства) погашенного или переданного другой стороне, и суммой погашения, включая любые переданные неденежные активы или принятые обязательства, относится на счет прибылей и убытков. Ранее признанные компоненты прочего совокупного дохода, относящиеся к данному финансовому обязательству, также включаются в финансовый результат и отражаются в доходах и расходах периода.

Прибыль на акцию

Базовая прибыль на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли, относящейся к обыкновенным акциям, на средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение соответствующего периода. В данной отчетности, в связи с отсутствием конвертируемых в акции ценных бумаг, показатель базовой прибыли на акцию равен показателю разводненной прибыли на акцию.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы, которые в основном представляют собой сырую нефть, продукты нефтепереработки, нефтехимию и материалы, учитываются по средневзвешенной стоимости, кроме случаев, когда их рыночная стоимость за вычетом расходов на продажу и предпродажную подготовку ниже балансовой стоимости. Стоимость материалов, которые используются в производстве, не снижается ниже первоначальной стоимости, если от реализации готовой продукции ожидается прибыль.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Продажа ценных бумаг с обратным выкупом

Ценные бумаги, проданные по сделкам с обратным выкупом («РЕПО»), и ценные бумаги, купленные по сделкам с обратной продажей («обратные «РЕПО»), как правило, не подразумевают продажу ценных бумаг для целей бухгалтерского учета и учитываются как финансирование под обеспечение. Проценты, выплаченные или полученные по сделкам РЕПО и обратного РЕПО, отражаются в составе статьи «Финансовые расходы» или «Финансовые доходы», соответственно, по договорной процентной ставке с использованием метода эффективной процентной ставки.

Основные средства разведки и добычи

Основные средства разведки и добычи включают затраты, связанные с разведкой и оценкой, права на запасы и основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки и добычи).

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

При учете затрат, связанных с разведкой и оценкой, компания применяет метод результативных затрат, учитывая требования МСФО (IFRS) № 6 *«Разведка и оценка полезных ископаемых»*. Согласно методу результативных затрат все затраты, связанные с деятельностью по разведке и оценке (затраты на приобретение лицензий, разведочное и поисково-оценочное бурение) временно капитализируются в центрах затрат по месторождениям с детализацией по скважинам до момента обнаружения экономически обоснованных запасов нефти и газа в ходе осуществления программы бурения.

Промежуток времени, необходимый для проведения такого анализа, зависит от технических особенностей и экономических трудностей в оценке извлекаемости запасов. Если делается вывод, что скважина содержит углеводороды в таких объемах, что их экономически неэффективно добывать, то затраты по скважине списываются на расходы соответствующего периода по статье «Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа» в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Расходы, связанные с разведкой и оценкой, за исключением затрат на сейсмические, топографические, геологические, геофизические изыскания первоначально капитализируются как активы разведки и оценки. Активы, связанные с разведкой и оценкой, учитываются в размере фактических расходов за вычетом обесценения, если таковое было, в качестве объектов основных средств до того момента, пока не будет установлено существование (или отсутствие) запасов промышленного значения. В отношении активов, связанных с разведкой и оценкой, не реже одного раза в год производится технический, промышленный и управленческий анализ, а также обзор наличия индикаторов обесценения. Это необходимо для подтверждения сохранения намерений по разработке или получению экономических выгод от обнаруженных запасов. Если установлено наличие индикаторов обесценения, то проводится тест на обесценение.

В последующем, если запасы промышленного значения были обнаружены, балансовая стоимость, после вычета убытков от обесценения соответствующих активов, связанных с разведкой и оценкой, классифицируется как основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки). Однако если запасы промышленного значения не были обнаружены, капитализированные затраты относятся на расходы после окончания работ по разведке и оценке.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Деятельность по разработке и добыче

Основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки) учитываются по каждому месторождению и представляют собой (1) капитализированные расходы по разработке обнаруженных запасов промышленного назначения и вводу месторождений в эксплуатацию, (2) расходы, связанные с разведкой и оценкой, понесенные при обнаружении запасов промышленного значения, которые были переведены из категории активов разведки и оценки в состав основных средств добычи нефти и газа (на стадии разработки) после обнаружения промышленных запасов.

Стоимость основных средств добычи нефти и газа (на стадии разработки), также включает в себя стоимость приобретения таких активов, непосредственно определимые накладные расходы, капитализированные затраты на финансирование и стоимость признания обязательств, связанных с выбытием активов. Основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки), в большинстве случаев классифицируются в отчетности как незавершенное капитальное строительство.

С момента начала промышленной добычи нефти и газа основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки) переводятся в категорию основных средств добычи нефти и газа (на стадии добычи).

Прочие основные средства

Прочие основные средства отражаются по исторической стоимости на дату их приобретения, кроме приобретенных до 1 января 2009 г. основных средств, которые отражены по условной первоначальной стоимости, за вычетом накопленной амортизации и обесценения. Затраты на содержание, ремонт и замену мелких деталей основных средств относятся на эксплуатационные расходы. Затраты на модернизацию и усовершенствование технических характеристик основных средств увеличивают их стоимость.

При выбытии или списании прочих основных средств, первоначальная стоимость и накопленная амортизация исключаются из учета. Полученный доход или убыток включается в финансовый результат.

Износ, истощение и амортизация

Основные средства добычи нефти и газа амортизируются методом единиц произведенной продукции в разрезе отдельных месторождений с момента начала промышленной добычи нефти и газа.

В методе единиц произведенной продукции для лицензий на право разработки и добычи запасов в качестве базы распределения используются все доказанные запасы месторождений. В методе единиц произведенной продукции для остальных нефтегазовых основных средств (включая стоимость незавершенного капитального строительства) в качестве базы распределения используются доказанные разрабатываемые запасы месторождений.

Прочие основные средства амортизируются линейным методом на всем протяжении расчетного срока полезного использования, начиная с момента, когда основное средство готово к использованию. Исключение составляет амортизация катализаторов, которая рассчитывается методом единиц произведенной продукции.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Износ, истощение и амортизация (продолжение)

Для объектов прочих основных средств используются следующие расчетные сроки полезного использования:

Основные средства	Срок полезного использования, не более
Здания и сооружения	30-45 лет
Машины и оборудование	5-25 лет
Транспорт и прочие основные средства	6-10 лет
Суда для обслуживания буровых платформ	20 лет
Буровые платформы	20 лет

Земля, как правило, имеет неограниченный срок службы, и поэтому не подлежит амортизации.

Права аренды земельных участков амортизируются по линейному методу исходя из предполагаемого срока полезного использования, который составляет в среднем 20 лет.

Обесценение долгосрочных активов

Каждую отчетную дату Компания проверяет наличие или отсутствие признаков обесценения активов или единицы, генерирующей денежные потоки и, в случае их выявления, определяет возмещаемую стоимость соответствующих активов или единицы.

При выявлении существования признаков, указывающих на возможное уменьшение стоимости актива, Компания рассматривает, внутренние и внешние источники информации. Как минимум, рассматривается следующий набор показателей:

Внешние источники информации:

- в течение периода рыночная стоимость актива уменьшилась на существенно более значительную величину, чем можно было ожидать по прошествии времени или нормального использования;
- существенные изменения, имевшие отрицательные последствия для Компании, произошли в течение периода или ожидаются в ближайшем будущем в технологических, рыночных, экономических или юридических условиях, в которых работает Компания, или на рынке, для которого предназначен актив;
- в течение периода увеличились рыночные процентные ставки или другие рыночные показатели прибыльности инвестиций, и эти увеличения, вероятно, повлияют на ставку дисконта, которая используется при расчете ценности использования актива, и существенно уменьшат его возмещаемую сумму;
- балансовая стоимость чистых активов Компании превышает ее рыночную капитализацию.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Обесценение долгосрочных активов (продолжение)

Внутренние источники информации:

- имеются доказательства устаревания или физического повреждения актива;
- существенные изменения, имевшие отрицательные последствия для Компании, произошли в течение периода или ожидаются в ближайшем будущем в степени или способе текущего или предполагаемого использования актива (например, простой актива, пересмотр срока полезного использования актива – из неопределенного в ограниченный по времени);
- информация о дивидендах, полученных от дочерних и ассоциированных компаний, а также совместных предприятий;
- внутренняя отчетность показывает, что текущие или будущие результаты использования актива хуже прогнозируемых, а именно наличие:
  - потоков денежных средств для приобретения актива, или последующих потребностей в денежных средствах для его эксплуатации и обслуживания, которые значительно выше изначально предусмотренных бюджетом;
  - фактических чистых потоков денежных средств или операционной прибыли или убытка от актива, которые значительно хуже, чем заложенные в бюджет;
  - существенного снижения предусмотренных бюджетом чистых потоков денежных средств или операционной прибыли, или существенного увеличения предусмотренных бюджетом убытков, проистекающих из данного актива;
  - операционных убытков или чистых оттоков денежных средств по активу, возникающих при объединении показателей текущего периода с бюджетными показателями для будущих периодов.

Для активов, связанных с разведкой и оценкой на обесценение указывают следующие факторы:

- срок, в течение которого Компания имеет право на проведение разведки на определенной территории, истек в течение отчетного периода или истечет в ближайшем будущем, и ожидается, что он не будет продлен;
- значительные расходы, связанные с разведкой и оценкой минеральных ресурсов на конкретной территории, не являются ни предусмотренными в бюджете, ни запланированными;
- разведка и оценка минеральных ресурсов на конкретной территории не привели к обнаружению минеральных ресурсов промышленного значения, и Компания решила прекратить подобную деятельность на указанной территории;
- наличие достаточной информации, подтверждающей, что, несмотря на вероятное продолжение разработки на определенной территории, маловероятно, что балансовая стоимость актива разведки и оценки будет возмещена в полной мере благодаря успешной разработке или продажи.

Возмещаемая стоимость актива или единицы, генерирующей денежные средства, представляет собой наибольшую из двух величин:

- ценности использования актива (единицы, генерирующей денежные средства) и
- справедливой стоимости актива (единицы, генерирующей денежные средства) за вычетом затрат на его продажу.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Обесценение долгосрочных активов (продолжение)

Если актив не генерирует потоки денежных средств, которые в значительной степени не зависят от денежных потоков, генерируемых другими активами, то его возмещаемая величина определяется в составе единицы, генерирующей денежные потоки.

Первоначально Компания определяет ценность использования единицы, генерирующей денежные потоки. Если балансовая стоимость единицы, генерирующей денежные потоки, превышает ее ценность использования, то Компания определяет справедливую стоимость единицы для определения возмещаемой стоимости. В том случае, если справедливая стоимость единицы меньше её балансовой стоимости признается убыток от обесценения.

Ценность использования определяется путем дисконтирования расчетной величины будущих потоков денежных средств ожидаемых к получению от использования актива или единицы, генерирующей денежные потоки, (включая средства, которые могут быть получены от реализации актива). Величины будущих денежных потоков единицы, генерирующей денежные потоки, определяются на основе прогноза, утвержденного руководителем подразделения, к которым относится рассматриваемая единица.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Компания анализирует, существуют ли объективные доказательства обесценения финансовых активов по всем видам финансовых активов, за исключением финансовых активов, учитываемых по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов. Свидетельства обесценения могут включать в себя (но не ограничиваются) указания на то, что должник или группа должников испытывают финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

Капитализация процентов

Расходы по процентам за пользование заемными средствами, направленными на осуществление капитального строительства и приобретения объектов основных средств, капитализируются при условии, что этих процентных расходов можно было бы избежать, если бы Компания не проводила капитальных вложений. Расходы по процентам капитализируются только в течение непосредственного осуществления строительства до момента ввода основного средства в эксплуатацию.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Договоры лизинга и аренды

Договоры аренды, предусматривающие переход к Компании преимущественно всех рисков и выгод, связанных с владением активом, классифицируются как финансовая аренда (лизинг) и капитализируются на момент вступления договора в силу по справедливой стоимости арендуемого имущества либо (если она ниже первоначальной стоимости) по дисконтированной стоимости минимальных арендных платежей. Арендные платежи равномерно распределяются между финансовыми расходами и уменьшением обязательств по лизингу для обеспечения постоянной ставки процента с остатка обязательств. Финансовые расходы отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

В отношении учета основных средств, полученных в финансовую аренду, используется та же политика, которая применяется в отношении активов, находящихся в собственности. При определении срока полезного использования основных средств, полученных в финансовую аренду, оценивается вероятность перехода права собственности к арендатору в конце договора.
Если нет обоснованной уверенности в том, что арендатор получит право собственности к концу срока финансовой аренды, актив полностью амортизируется на протяжении самого короткого из двух сроков: аренды или полезного использования. Если такая уверенность есть, то актив амортизируется в течение срока полезного использования.

Договоры аренды, по которым арендодатель сохраняет за собой преимущественно все риски и выгоды, связанные с правом собственности на активы, классифицируются в качестве договоров операционной аренды. Платежи по договорам операционного лизинга равномерно относятся на расходы в консолидированном отчете о совокупном доходе в течение срока аренды.

Признание обязательств, связанных с выбытием активов

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

Деятельность Компании по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием скважин, оборудования и прилегающих площадей, установок по сбору и первичной переработке нефти, товарного парка и трубопроводов до магистральных нефтепроводов. Как правило, лицензии и прочие регулирующие документы устанавливают требования по ликвидации данных активов после окончания добычи. Данные требования обязывают Компанию производить ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие действия. Оценка Компанией данных обязательств основывается на действующих требованиях законодательства или лицензий, а также фактических расходах по ликвидации данных активов и другим необходимым действиям. Оценка Компанией данных обязательств основывается на дисконтированной сумме ожидаемых будущих расходов по выводу из эксплуатации данных активов. Ставка дисконтирования пересматривается каждую отчетную дату и отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег и риски, характерные для обязательства.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Признание обязательств, связанных с выбытием активов (продолжение)

Данный резерв пересматривается по состоянию на каждую отчетную дату, в соответствии с толкованием Комитета по интерпретациям МСФО («КИМСФО») №1 *«Изменение в существующих резервах по выводу из эксплуатации»*, следующим образом:

- при изменении оценок будущих денежных потоков (например, стоимость ликвидации одной скважины, срок ликвидации) или ставки дисконтирования, изменения в сумме обязательства включаются в стоимость основного средства, при этом стоимость основного средства не может быть отрицательной и не может превысить возмещаемую стоимость основного средства;
- изменения в сумме обязательств в связи с приближением срока обязательства (изменение дисконта) включается в состав финансовых расходов.

Деятельность компании по переработке и сбыту включает в себя переработку нефти, реализацию через морские терминалы и прочие пункты сбыта, розничную реализацию. Деятельность Компании по нефтепереработке связана с использованием нефтехимических производственных комплексов. Законодательные или договорные обязательства, связанные с выбытием активов, относящихся к нефтехимической, нефтеперерабатывающей и сбытовой деятельности, не признаются ввиду ограниченности истории такой деятельности в данных сегментах, отсутствия четких законодательных требований к признанию обязательств, а также того, что точно определить срок полезного использования таких активов не представляется возможным.

Вследствие описанных выше причин, справедливая стоимость обязательств, связанных с выбытием активов сегмента переработки и сбыта, не может быть рассчитана с разумной степенью точности.

В связи с постоянными изменениями законодательства Российской Федерации в будущем возможны изменения требований и потенциальных обязательств, связанных с выбытием долгосрочных активов.

Налог на прибыль

С 2012 года налоговое законодательство Российской федерации разрешает исчислять налог на прибыль на консолидированной основе. В связи с этим основные общества Компании, в которых отсутствует неконтролирующая доля, были объединены в консолидированную группу налогоплательщиков (Примечание 39). По обществам, не вошедшим в группу консолидированных налогоплательщиков, налог на прибыль исчисляется исходя из их индивидуальной налоговой декларации. В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены отложенные активы и обязательства по налогу на прибыль, которые рассчитываются Компанией в соответствии с МСФО (IAS) №12 *«Налоги на прибыль»*.

Отложенный налог рассчитывается по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчетности.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Налог на прибыль (продолжение)

Отложенное налоговое обязательство признается в отношении всех налогооблагаемых временных разниц, кроме возникающих в результате:

- первоначального признания гудвилла;
- первоначального признания активов и обязательств в результате сделки, которая
  - не является объединением компаний и
  - не влияет ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль;
- инвестиций в дочерние предприятия, когда Компания может контролировать сроки реализации этих временных разниц и существует высокая вероятность того, что эти временные разницы не будут реализованы в обозримом будущем.

Убыток, полученный в предыдущие отчетные периоды и использованный для уменьшения суммы налога на прибыль за текущий период, признается как отложенный налоговый актив.

Отложенный налоговый актив признается только в той мере, в какой существует вероятность получения налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены соответствующие вычитаемые временные разницы, кроме случаев первоначального признания актива или обязательства в операции, которая:

- не является объединением компаний и
- на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль (налоговый убыток).

Компания признает отложенные налоговые активы для всех вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние и зависимые компании и долями участия в совместных компаниях, в той его части, которая отвечает сразу двум следующим условиям:

- временные разницы будут восстановлены в обозримом будущем; и
- возникнет налогооблагаемая прибыль, против которой может быть зачтена временная разница.

Отложенные налоговые активы и обязательства оцениваются по ставкам налога, которые предполагается применять к периоду реализации актива или погашения обязательства, на основе ставок налога (и налогового законодательства), которые действуют или в основном действуют к отчетной дате.

Оценка отложенных налоговых активов и обязательств отражает налоговые последствия, которые могут возникнуть в связи с тем, каким образом Компания намеревается возместить или погасить балансовую стоимость своих активов и обязательств на отчетную дату. Отложенные налоговые активы и обязательства принимаются к зачету, если существует законное право произвести зачет текущих налоговых требований и текущих налоговых обязательств, и когда они относятся к налогу на прибыль, взимаемому одним и тем же налоговым органом, а Компания имеет намерение произвести зачет своих текущих налоговых требований и обязательств.

Балансовая сумма отложенного налогового актива анализируется по состоянию на каждую отчетную дату.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Налог на прибыль (продолжение)

Компания уменьшает балансовую величину отложенного налогового актива в той степени, к какой больше не существует вероятность того, что будет получена достаточная налогооблагаемая прибыль, позволяющая реализовать выгоду от части или всей суммы этого отложенного налогового актива.

Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как внеоборотные отложенные налоговые активы и долгосрочные отложенные налоговые обязательства, соответственно.

Отложенные налоговые активы и обязательства не дисконтируются.

Признание выручки

Выручка признается, когда риски и выгоды от владения товаром переходят к покупателю. Как правило, это происходит в момент перехода права собственности к покупателю, при условии, что цена контрактов фиксирована или существует возможность её определить, а возврат дебиторской задолженности является реальным. В частности, на внутреннем рынке нефть и газ, а также продукты нефтепереработки и материалы обычно считаются реализованными в момент перехода права собственности. При реализации на экспорт, право собственности обычно переходит при пересечении границы Российской Федерации, и Компания несет расходы по транспортировке (за исключением фрахта), пошлинам и налогам на такие продажи (Примечание 9). Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного или ожидаемого вознаграждения, за вычетом торговых или оптовых скидок и возмещаемых налогов.

Реализация вспомогательных услуг признается в момент оказания услуг при условии, что стоимость услуг может быть определена и нет никаких существенных сомнений в возможности получения доходов.

Расходы на транспортировку

Транспортные расходы в консолидированном отчете о совокупном доходе представляют собой все расходы Компании по доставке нефти как на переработку, так и конечным покупателям, а также расходы по доставке нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих заводов конечным потребителям (они могут включать тарифы на транспортировку трубопроводным транспортом и дополнительные расходы по железнодорожной транспортировке, расходы на морской фрахт, погрузочно-разгрузочные работы, портовые сборы и прочие расходы).

Расходы, связанные с эксплуатацией нефтеперерабатывающих производств

Расходы, связанные с ремонтом и профилактическими работами в отношении основных средств предприятий нефтепереработки, отражаются Компанией в том периоде, когда они были понесены.

Расходы на охрану окружающей среды

Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлыми операциями, и не предполагают будущих экономических выгод, относятся на расходы. Обязательства по данным расходам отражаются если существует высокая вероятность проведения оценок состояния окружающей среды и мероприятий по очистке территории, и при этом соответствующие затраты могут быть оценены с разумной степенью точности.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Учет условных обязательств

На дату составления консолидированной финансовой отчетности может существовать ряд условий, которые в дальнейшем под воздействием одного или нескольких факторов, не определенных на дату составления финансовой отчетности, могут привести к убыткам или обязательствам для Компании. Руководство Компании оценивает сумму таких возможных будущих обязательств. Оценка производится на основе предположений и включает в себя фактор субъективности. При определении величины возможных потерь в результате судебных или налоговых разбирательств с участием Компании или требований, которые могут быть предъявлены в виде исков к Компании, руководство Компании, в результате консультаций с юристами и налоговыми консультантами, оценивает как перспективы таких судебных или налоговых разбирательств и предъявления таких требований в судебном порядке, так и возможные суммы возмещения, которое противоположная сторона требует или может потребовать в суде.

Если в результате оценки вероятности появления будущего обязательства выявляется, что обязательство, имеющее денежное выражение, определено с достаточной степенью уверенности (является вероятным), тогда стоимостная оценка такой задолженности отражается в консолидированной финансовой отчетности. В случае если предполагаемое обязательство, имеющее значительную стоимостную оценку, не может быть классифицировано как вероятное, а является лишь возможным, либо стоимостная оценка вероятного обязательства не определена, то в примечаниях к финансовой отчетности включается информация о характере такого обязательства и его стоимостная оценка (если сумма может быть определена с достаточной степенью уверенности и является значительной).

Если вероятность будущего убытка является незначительной, то обычно информация о подобном возможном убытке не включается в примечания к финансовой отчетности, за исключением случаев, когда такой возможный убыток относится к выданной гарантии. В таких случаях сущность гарантии подлежит раскрытию. Однако, в некоторых случаях условные обязательства или другие нетипичные случаи будущих обязательств, могут быть отражены в примечаниях к финансовой отчетности, если, по мнению Руководства, основанному на консультациях с юристами или налоговыми консультантами, информация о таких обязательствах может быть необходима акционерам и другим пользователям финансовой отчетности.

Налоги, полученные от покупателей и перечисленные в бюджет

Из суммы выручки от реализации вычитаются возмещаемые акцизы. Невозмещаемые акцизы и таможенные пошлины не уменьшают сумму выручки и отражаются как расходы по строке «Налоги, за исключением налога на прибыль» в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Налог на добавленную стоимость («НДС») к получению и к оплате отражается, соответственно, в составе Авансов выданных и прочих оборотных активов, и Обязательств по прочим налогам в консолидированном балансе.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Функциональная валюта и валюта презентации

Валютой представления консолидированной финансовой отчетности является российский рубль, который также является функциональной валютой ОАО «НК «Роснефть» и всех его дочерних компаний, осуществляющих деятельность на территории Российской Федерации.

Операции и остатки

Операции в иностранных валютах переведены в функциональную валюту с использованием курса пересчета, приближенного к дате операции. Положительные и отрицательные курсовые разницы, возникающие в результате таких операций и от переоценки денежных активов и обязательств, выраженных в иностранных валютах, по курсу на отчетную дату, признаются в составе прибылей и убытков.

Неденежные активы и обязательства пересчитываются по историческому курсу, действовавшему на даты операций. Неденежные активы и обязательства, признаваемые по справедливой стоимости в иностранных валютах, пересчитываются по курсу на дату определения справедливой стоимости.

Предприятия Компании

Результаты деятельности и финансовое положение всех дочерних, зависимых и совместных предприятий Компании, которые имеют функциональную валюту, отличающуюся от валюты презентации, переведены в валюту презентации следующим образом:

- активы и обязательства в каждом отчете о финансовом положении переведены по курсу на дату отчетности;
- доходы и расходы в каждом отчете о совокупном доходе переведены по среднему курсу (если средний курс с достаточной степенью приближения представлял собой накопленный эффект курсов пересчета, преобладавших на даты операций. В противном случае доходы и расходы переведены по курсу на даты операций); и
- все результирующие разницы, возникшие при пересчете, признаны в качестве отдельного компонента прочего совокупного дохода.

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Принятая учетная политика соответствует учетной политике, применявшейся в предыдущем отчетном году. Новые и пересмотренные стандарты не оказали существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В 2012 году Компания совершила ряд существенных инвестиций в дочерние и зависимые компании (см. Примечание 27). Компания в 2012 году ретроспективно поменяла презентацию статьи Результаты деятельности зависимых компаний в составе консолидированного отчета о совокупном доходе. Суммы доли в прибыли зависимых и совместных компаний в 31 млрд руб., 16 млрд руб., 4 млрд руб. в 2012, 2011 и 2010 гг., соответственно, были перенесены в раздел Выручка от реализации и доход от зависимых компаний и включены в состав операционной прибыли.

4. Существенные вопросы, требующие применения профессионального суждения и оценки

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство Компании должно производить ряд расчетных оценок и формировать ряд допущений, связанных с отражением активов и обязательств, а также раскрытием информации об условных активах и обязательствах. Фактические результаты могут отличаться от таких расчетных оценок.

Наиболее значительные оценочные данные и существенные допущения, используемые руководством Компании при подготовке консолидированной финансовой отчетности, включают в себя следующее:

- оценку нефтегазовых запасов;
- оценку достаточности прав, окупаемости и сроков полезного использования долгосрочных активов;
- обесценение гудвилла (Примечание 25 «Нематериальные активы и гудвилл»);
- создание резервов по сомнительным долгам и устаревшим и медленно оборачивающимся товарно-материальным запасам (Примечание 21 «Дебиторская задолженность» и Примечание 22 «Товарно-материальные запасы»);
- оценку обязательств, связанных с выбытием активов (Примечание 3 «Основные аспекты учетной политики», раздел Признание обязательств, связанных с выбытием активов, и Примечание 33 «Резервы»);
- оценку условных обязательств по налогам и судебным разбирательствам, признание и раскрытие условных обязательств (Примечание 39 «Условные активы и обязательства»);
- оценку активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль (Примечание 3 «Основные аспекты учетной политики», раздел Налог на прибыль и Примечание 16 «Налог на прибыль»);
- оценку обязательств по защите окружающей среды (Примечание 33 «Резервы» и Примечание 39 «Условные активы и обязательства»);
- оценку справедливой стоимости (Примечание 36 «Справедливая стоимость финансовых инструментов»);
- оценку возможности продления существующих договоров и заключение новых договоров операционной аренды;

Допущениями и предположениями, имеющими наибольшее влияние на отчетность, являются допущения, которые используются для оценки экономической целесообразности добычи резервов.

Оценка величины резервов нефтегазовых запасов используется для применения метода единиц произведенной продукции при расчете амортизации и производится в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США (U.S. Securities and Exchange Commission – SEC). Оценки пересматриваются на ежегодной основе.

Подобные допущения и оценки могут меняться по мере получения новой информации, например по результатам:

- получения более детальной информации, относительно резервов (по результатам более детальных инженерных расчетов или в результате дополнительных разведочных скважин);
- проведения дополнительных работ по повышению отдачи месторождений;
- изменения экономических предположений и допущений (например, измерение ценовых факторов).

4. Существенные вопросы, требующие применения профессионального суждения и оценки (продолжение)

В соответствии с МСФО (IAS) № 8 *«Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки»* результат изменения в любой бухгалтерской оценке Компания признает перспективно (начиная с текущей отчетной даты и применительно к будущим периодам) путем включения его в прибыль или убыток в периоде, когда произошло изменение, если оно влияет только на данный период, или в периоде, когда произошло изменение, и в будущих периодах, если оно влияет на данный и будущие периоды.

Изменение в бухгалтерской оценке признается путем корректировки балансовой стоимости соответствующих активов, обязательств или статей собственного капитала.

5. Новые стандарты и интерпретации, разработанные, но еще не принятые на данный момент

В мае 2011 года КМСФО выпустил комплект стандартов по консолидации: МСФО (IFRS) № 10 *«Консолидированная финансовая отчетность»*, МСФО (IFRS) № 11 *«Совместные предприятия»*, МСФО (IFRS) № 12 *«Раскрытия вложений в другие организации»*, пересмотренный МСФО (IAS) № 27 *«Индивидуальная финансовая отчетность»* и пересмотренный МСФО (IAS) № 28 *«Инвестиции в зависимые и совместные компании»*. Комплект новых и пересмотренных стандартов представляет новую модель контроля и подхода к совместным предприятиям, а также новые требования по раскрытию информации. Комплект вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или позднее. Компания будет применять комплект стандартов, начиная с 1 января 2013 г. В результате применения комплекта стандартов Компания ожидает переход с метода долевого участия к учету активов, обязательств, выручки и расходов, связанных с долей участия Компании в некоторой совместной деятельности, в соответствии с МСФО, применимыми для конкретных активов, обязательств, выручки и расходов. Руководство Компании ожидает, что изменение метода учета не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В мае 2011 года КМСФО выпустил МСФО (IFRS) № 13 *«Оценка по справедливой стоимости»* («МСФО (IFRS) № 13»). Новый МСФО (IFRS) № 13 устанавливает требования по оценке по справедливой стоимости и раскрытию информации. МСФО (IFRS) № 13 вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или позднее. Компания будет применять МСФО (IFRS) № 13 начиная с 1 января 2013 г. Руководство Компании ожидает, что МСФО (IFRS) № 13 не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В декабре 2011 года КМСФО внес поправки в МСФО (IFRS) № 7 *«Финансовые инструменты: раскрытия»* («МСФО (IFRS) № 7») и МСФО (IAS) № 32 *«Финансовые инструменты: представление в отчетности»* («МСФО (IAS) № 32»). Поправки уточняют правила сворачивания активов и обязательств и представляют новые связанные с этим требования по раскрытию информации. Поправки к МСФО (IAS) № 32 вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или позднее. Новые требования по раскрытию информации в МСФО (IFRS) № 7 вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или позднее. Компания будет применять обновленный МСФО (IAS) № 32 начиная с 1 января 2014 г., а обновленный МСФО (IFRS) № 7 – с 1 января 2013 г. Руководство Компании ожидает, что поправки не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

5. Новые стандарты и интерпретации, разработанные, но еще не принятые на данный момент (продолжение)

МСФО (IFRS) № 9 *«Финансовые инструменты: классификация и оценка»*, выпущенный по результатам первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСФО (IAS) № 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСФО (IAS) № 39. Стандарт вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2015 г. или после этой даты. В ходе последующих этапов Совет по МСФО рассмотрит учет хеджирования и обесценение финансовых активов. Для представления завершенной картины Группа оценит влияние этого стандарта на соответствующие суммы в финансовой отчетности в увязке с другими этапами проекта после их публикации.

В мае 2012 года КМСФО в результате «Программы 2009-2011 по ежегодному улучшения стандартов» выпустил поправки к различным стандартам. Следующие стандарты в основном подверглись изменениям: МСФО (IAS) № 1 *«Представление финансовой отчетности»*; МСФО (IAS) № 16 *«Основные средства»;* МСФО (IAS) № 32 *«Финансовые инструменты: представление информации»;* МСФО (IAS) № 34 *«Промежуточная финансовая отчетность».* Изменения вводят относительно незначительные изменения с целью уточнить руководство в действующих стандартах. Поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или позднее. Компания будет применять измененные стандарты начиная с 1 января 2013 г. Руководство Компании ожидает, что данные изменения не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками

Управление капиталом

Компания осуществляет управление капиталом для обеспечения продолжения деятельности всех предприятий Компании в обозримом будущем и одновременной максимизации прибыли для акционеров за счет оптимизации соотношения заемных и собственных средств.

Руководство Компании регулярно анализирует отношение чистого долга к задействованному капиталу, чтобы убедиться, что он соответствует требованиям текущего уровня рейтинга Компании.

В состав капитала Компании входят долговые обязательства, которые включают в себя долгосрочные и краткосрочные кредиты и займы, капитал акционеров Роснефти, включающий уставный капитал, резервы и нераспределенную прибыль, а также неконтролирующие доли. Чистый долг Компании не является показателем МСФО и рассчитывается как сумма привлеченных займов и кредитов, как это представлено в бухгалтерском балансе, за минусом денежных средств и их эквивалентов и за вычетом временно размещенных свободных денежных средств в краткосрочные финансовые активы. Коэффициент отношения чистого долга к капиталу позволяет пользователям отчетности оценить существенность величины чистого долга Компании к задействованному капиталу.

Отношение чистого долга к задействованному капиталу Компании рассчитывалось следующим образом:

	На 31 декабря		
	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Общий долг	**963**	748	716
Денежные средства и их эквиваленты	**(296)**	(166)	(127)
Прочие краткосрочные финансовые активы	**(86)**	(150)	(211)
Чистый долг	**581**	432	378
Капитал	**2 266**	2 069	1 791
Итого задействованный капитал	**2 847**	2 501	2 169
Отношение чистого долга к задействованному капиталу, %	**20,4%**	17,3%	17,4%

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Управление финансовыми рисками

В ходе своей деятельности Компания подвержена следующим финансовым рискам: рыночному риску (включая валютный риск, риск изменения процентных ставок, риск изменения цены на товары), кредитному риску и риску ликвидности. Компанией была внедрена система управления рисками, а также разработан ряд процедур, способствующих их количественному измерению, оценке и осуществлению контроля над ними, а также выбору соответствующих способов управления рисками.

Компанией были разработаны, документально оформлены и утверждены положения и политики в отношении рыночного и кредитного рисков, риска ликвидности и использования производных финансовых инструментов.

Валютный риск

Группа осуществляет операции, номинированные в иностранной валюте, в основном, в долларах США и евро, и вследствие колебания валютных курсов подвержена валютному риску. Валютный риск связан с активами, обязательствами, операциями и финансированием, выраженными в иностранной валюте.

Балансовая стоимость монетарных активов и обязательств, деноминированных в иностранной валюте, отличной от функциональной валюты Компании, представлена следующим образом:

	Активы			**Обязательства**		
	На 31 декабря			**На 31 декабря**		
	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**	**2012 г.**	**2011 г.**	**2010 г.**
Доллар США	**451**	291	278	**(711)**	(675)	(637)
Евро	**54**	41	1	**(97)**	(32)	(14)
Итого	**505**	332	279	**(808)**	(707)	(651)

Валютный риск оценивается ежемесячно с использованием анализа чувствительности и поддерживается в рамках параметров, утвержденных в соответствии с политикой Компании. В приведенной ниже таблице показано изменение прибыли Компании до налогообложения при росте/(снижении) рубля по отношению к доллару США и евро.

	Доллары США – влияние			**Евро – влияние**		
	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**	**2012 г.**	**2011 г.**	**2010 г.**
% изменения курса валюты	**10,72%**	12,50%	8,90%	**9,49%**	11,77%	11,05%
Прибыль/(убыток)	**28/(28)**	48/(48)	32/(32)	**4/(4)**	(1)/1	1/(1)

Управление валютным риском по прогнозируемым операционным расходам является неотъемлемой частью программы Компании по управлению рисками, которая направлена на уменьшение потенциального неблагоприятного эффекта от колебаний рыночного обменного курса на результаты операционной деятельности. Компания заключает контракты для экономического хеджирования рисков, связанных с укреплением рубля (Примечание 20, Примечание 26). Данные инструменты не учитываются как операции хеджирования согласно МСФО (IAS) №39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка»*.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Риск изменения процентных ставок

Кредиты и займы, полученные под плавающие процентные ставки, оказывают влияние на годовую прибыль Компании из-за возможных изменений рыночных процентных ставок в части варьируемого элемента общей процентной ставки по кредитам и займам. Такие риски хеджируются Компанией.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. задолженность Компании по кредитам и займам с плавающей процентной ставкой (рассчитываемой на базе ставок LIBOR, EURIBOR или MOSPRIME), не включая сумму процентов к уплате, составляла 632 млрд руб. В течение 2012 и 2011 гг. заемные средства Компании, полученные под плавающие ставки, были, главным образом, выражены в долларах США и евро.

Компания проводит анализ подверженности риску изменения процентных ставок, включая моделирование различных сценариев для оценки влияния изменения процентной ставки на размер годовой прибыли до налогообложения.

В приведенной ниже таблице показана чувствительность прибыли Компании до налогообложения к возможному росту или снижению ставок LIBOR, применимых к варьируемым элементам процентных ставок по кредитам и займам. Увеличение или уменьшение ставок отражает проведенную руководством оценку их возможного изменения.

	Увеличение/уменьшение ставки	**Эффект на прибыль до налогообложения**
	базисные пункты	**млрд руб.**
2012 г.	**+ 5**	–
	- 5	–
2011 г.	+ 15	(1)
	- 15	1
2010 г.	+ 100	(6)
	- 30*	2

* До 0,0% по переменной части

Влияние возможных изменений EURIBOR и MOSPRIME несущественно.

Анализ чувствительности проводится только для кредитов и займов с плавающей процентной ставкой при неизменности всех прочих показателей на основании допущения о том, что сумма задолженности под плавающую процентную ставку на отчетную дату не погашалась в течение всего года. Фактически ставка по кредитам и займам с варьируемым элементом будет изменяться в течение года вместе с колебаниями рыночных процентных ставок.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Риск изменения процентных ставок (продолжение)

Эффект, полученный в результате анализа чувствительности, не учитывает иные возможные изменения в экономической ситуации, которые могут сопутствовать соответствующим изменениям рыночных процентных ставок.

Компания заключает контракты для экономического хеджирования рисков, связанных с увеличением процентных расходов по полученным кредитам (Примечание 20, Примечание 31).

Кредитный риск

Компания контролирует собственную подверженность влиянию кредитного риска. Оценка кредитоспособности внешних контрагентов осуществляется в отношении всех покупателей и их финансовых гарантов, а также продавцов товаров и услуг, действующих на условиях предоплаты. Компания осуществляет постоянный мониторинг финансового состояния контрагентов и контроль риска неплатежей. Максимальная сумма кредитного риска Компании, в случае невыполнения контрагентами своих обязательств, ограничена суммами заключенных контрактов. По состоянию на 31 декабря 2012 г. руководство оценивало риск невыполнения контрагентами своих обязательств как маловероятный.

Также при управлении денежными потоками и кредитными рисками Компания регулярно отслеживает кредитоспособность финансовых и банковских организаций, с которыми осуществляет расчеты по международным торговым операциям и в которых размещает денежные средства на депозиты. Компания в основном сотрудничает с российскими дочерними структурами крупных международных банков, а также с некоторыми крупнейшими российскими банками.

В 2012, 2011 и 2010 году Компания имела одного крупного покупателя, который является международным нефтяным трейдером, на долю которого приходилось не менее 10% совокупной выручки от реализации. Выручка от реализации данному нефтяному трейдеру составила 384 млрд руб., 547 млрд руб. и 293 млрд руб., или, соответственно, 13%, 20% и 15% от совокупной выручки от реализации. Указанная выручка от реализации, в основном, отражена в составе сегмента «Переработка и сбыт» (Примечание 8). Компания не зависит ни от кого из своих крупнейших покупателей или какого-либо одного покупателя, так как для нефти и нефтепродуктов существует ликвидный товарный рынок. По состоянию на 31 декабря 2012 г. сумма текущей задолженности перед Компанией ее крупнейшего покупателя составляла 23 млрд руб., что представляет собой около 10% общей суммы дебиторской задолженности Компании.

Максимальный кредитный риск Компании представлен балансовой стоимостью каждого финансового актива, отраженного в консолидированном балансе.

Риск ликвидности

Компания обладает развитой системой управления риском ликвидности для управления краткосрочным, среднесрочным и долгосрочным финансированием. Компания контролирует риск ликвидности за счет поддержания достаточных резервов, банковских кредитных линий и резервных заемных средств. Руководство осуществляет постоянный мониторинг прогнозируемых и фактических денежных потоков и анализирует графики погашения финансовых активов и обязательств, а также осуществляет ежегодные процедуры детального бюджетирования.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Риск ликвидности (продолжение)

Информация по срокам погашения финансовых обязательств Компании в соответствии с договорными графиками:

Год, закончившийся 31 декабря 2011 г.	По требованию	12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Кредиты и займы	–	123	272	501	896
Обязательства по финансовой аренде	–	1	3	4	8
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	–	97	–	–	97
Остатки на счетах клиентов банка	40	–	–	–	40
Производные финансовые инструменты	4	–	–	–	4

Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.	По требованию	12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Кредиты и займы	**–**	**111**	**533**	**505**	**1 149**
Обязательства по финансовой аренде	**–**	**4**	**6**	**4**	**14**
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	**–**	**117**	**–**	**–**	**117**
Остатки на счетах клиентов банка	**41**	**–**	**–**	**–**	**41**
Производные финансовые инструменты	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**

Из суммы кредитов и займов исключены займы и векселя к уплате компаний, аффилированных с ОАО «НК ЮКОС», которые ранее были учтены на балансе его дочерних обществ, приобретенных Компанией по итогам аукциона реализации активов ОАО «НК ЮКОС». Эти займы и векселя к уплате в настоящий момент оспариваются Компанией (Примечание 30, Примечание 39).

7. Приобретение компаний

В феврале 2012 года Компания приобрела за 4 млрд руб. 100% акций ООО «Центр исследований и разработок», ведущего разработки передовых технологий в области переработки нефти и газа, а также нефтехимии.

В следующей таблице представлено распределение цены приобретения ООО «Центр исследований и разработок» на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

Основные средства	1
Нематериальные активы	2
Итого внеоборотные активы	**3**
Отложенные налоговые обязательства	1
Итого долгосрочные обязательства	**1**
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	**2**
Гудвилл	2
Стоимость приобретения	**4**

7. Приобретение компаний (продолжение)

Гудвилл в размере 2 млрд руб. относится к ожидаемому синергетическому эффекту от внедренения приобретенных инновационных технологий в области переработки нефти и газа, а также нефтехимии. Соответственно, данный гудвилл был отнесен к сегменту «Переработка и сбыт».

В июне 2012 года Компания приобрела за 1 млрд руб. 100% акций ООО «Полярный терминал». ООО «Полярный терминал» находится в стадии реализации инвестиционного проекта по созданию терминала по перевалке нефти и нефтепродуктов. Распределение цены приобретения на активы и обязательства, а также результаты деятельности ООО «Полярный терминал» являются несущественными для раскрытия в данной консолидированной финансовой отчетности.

8. Информация по сегментам

Компания определяет операционные сегменты на основании характера их деятельности. Результаты работы сегментов, отвечающих за основные направления деятельности, регулярно анализируются руководством Компании. Сегмент разведки и добычи занимается разведкой и добычей нефти и природного газа. Сегмент переработки и сбыта занимается переработкой нефти и другого углеводородного сырья в нефтепродукты, а также закупками, реализацией и транспортировкой сырой нефти и нефтепродуктов. Корпоративная и прочие деятельности не являются операционным сегментом и включают в себя общекорпоративную деятельность, деятельность, связанную с обслуживанием месторождений, инфраструктуры и обеспечением деятельности первых двух сегментов, а также с оказанием банковских, финансовых услуг, и прочие виды деятельности. В основном вся деятельность и активы Компании находятся на территории Российской Федерации.

Результаты деятельности сегментов оцениваются как на основе выручки и операционной прибыли, оценка которых производится на той же основе, что и в консолидированной финансовой отчетности, так и в результате переоценки межсегментной деятельности по рыночным ценам.

8. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2012 год:

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
Выручка от реализации и доход от зависимых компаний					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	**45**	**2 976**	**26**	**–**	**3 047**
Межсегментная реализация	**1 169**	**–**	**–**	**(1 169)**	**–**
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	**31**	**–**	**–**	**–**	**31**
Итого выручка от реализации и доход от зависимых компаний	**1 245**	**2 976**	**26**	**(1 169)**	**3 078**
Затраты и расходы					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	**662**	**2 900**	**76**	**(1 169)**	**2 469**
Износ, истощение и амортизация	**192**	**29**	**6**	**–**	**227**
Итого затраты и расходы	**854**	**2 929**	**82**	**(1 169)**	**2 696**
Операционная прибыль	**391**	**47**	**(56)**	**–**	**382**
Финансовые доходы					**24**
Финансовые расходы					**(15)**
Итого финансовые доходы					**9**
Прочие доходы					**85**
Прочие расходы					**(50)**
Курсовые разницы					**11**
Прибыль до налогообложения					**437**
Налог на прибыль					**(95)**
Чистая прибыль					**342**

8. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2011 год:

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
Выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	50	2 621	31	–	2 702
Межсегментная реализация	1 030	–	–	(1 030)	–
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	16	–	–	–	16
Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний	1 096	2 621	31	(1 030)	2 718
Затраты и расходы					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	534	2 503	49	(1 030)	2 056
Износ, истощение и амортизация	184	24	5	–	213
Итого затраты и расходы	718	2 527	54	(1 030)	2 269
Операционная прибыль	378	94	(23)	–	449
Финансовые доходы					20
Финансовые расходы					(19)
Итого финансовые доходы					1
Прочие доходы					25
Прочие расходы					(48)
Курсовые разницы					(22)
Прибыль до налогообложения					405
Налог на прибыль					(86)
Чистая прибыль					319

8. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2010 год:

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
Выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	35	1 846	34	–	1 915
Межсегментная реализация	817	–	–	(817)	–
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	4				4
Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний	856	1 846	34	(817)	1 919
Затраты и расходы					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	383	1 706	61	(817)	1 333
Износ, истощение и амортизация	176	23	3	–	202
Итого затраты и расходы	559	1 729	64	(817)	1 535
Операционная прибыль	297	117	(30)	–	384
Финансовые доходы					20
Финансовые расходы					(21)
Итого финансовые расходы					(1)
Прочие доходы					27
Прочие расходы					(49)
Курсовые разницы					(2)
Прибыль до налогообложения					359
Налог на прибыль					(58)
Чистая прибыль					301

8. Информация по сегментам (продолжение)

Расшифровка выручки от реализации нефти, газа и нефтепродуктов представлена ниже (основана на стране регистрации покупателя):

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Реализация нефти и газа			
Реализация нефти в странах дальнего зарубежья – Европа	**1 033**	955	694
Реализация нефти в странах дальнего зарубежья – Азия	**388**	366	299
Реализация нефти в странах ближнего зарубежья – СНГ, кроме РФ	**78**	54	42
Реализация нефти на внутреннем рынке	**5**	3	8
Реализация газа на внутреннем рынке	**22**	14	13
Всего реализация нефти и газа	**1 526**	1 392	1 056
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии			
Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья – Европа	**636**	500	254
Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья – Азия	**228**	224	182
Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья – СНГ, кроме РФ	**11**	8	5
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	**520**	473	356
Реализация нефтехимии на внутреннем рынке	**11**	10	9
Реализация нефтехимии в странах дальнего и ближнего зарубежья – Европа	**73**	50	4
Всего реализация нефтепродуктов и нефтехимии	**1 479**	1 265	810

9. Налоги, кроме налога на прибыль

Кроме налога на прибыль за годы, оканчивающиеся 31 декабря, Компания начислила следующие налоги:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	**527**	414	274
Акцизы	**79**	55	34
Налог на имущество	**12**	11	9
Прочие налоги	**27**	18	14
Итого налоги	**645**	498	331

10. Экспортная пошлина

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, экспортная пошлина включает:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Экспортная пошлина по реализации нефти и газа	**689**	612	396
Экспортная пошлина по реализации нефтепродуктов и нефтехимии	**212**	178	113
Итого экспортная пошлина	**901**	790	509

11. Финансовые доходы

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, финансовые доходы включают:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Проценты к получению по:			
Депозитам и депозитным сертификатам	**5**	11	11
Займам выданным	**6**	5	6
Векселям полученным	**3**	2	–
Облигациям	**3**	2	–
Прибыль от изменения справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости, признанная в составе прибыли или убытка	**5**	–	2
Прибыль от реализации и выбытия финансовых активов	**1**	–	1
Прочие финансовые доходы	**1**	–	–
Итого финансовые доходы	**24**	20	20

12. Финансовые расходы

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, финансовые расходы включают:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Проценты к уплате по кредитам и займам	**8**	7	11
Реструктуризированные налоговые обязательства	–	3	2
Убыток от изменения справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости, признанная в составе прибыли или убытка	–	3	4
Убыток от реализации и выбытия финансовых активов	**1**	–	–
Прирост резервов, возникающий в результате течения времени	**4**	5	2
Прочие финансовые расходы	**2**	1	2
Итого финансовые расходы	**15**	19	21

Средневзвешенная ставка, используемая для расчета суммы капитализируемых расходов по кредитам и займам, составляет 4,05% годовых, 3,70% годовых и 3,84% годовых в 2012, 2011, и 2010 гг., соответственно.

13. Прочие доходы/расходы

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, прочие доходы включают:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Прибыль от переоценки до справедливой стоимости инвестиции в ООО «Кынско-Часельское нефтегаз» (Примечание 27)	**82**	–	–
Списанная кредиторская задолженность	**–**	22	11
Прочие	**3**	3	16
Итого прочие доходы	**85**	25	27

13. Прочие доходы/расходы (продолжение)

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, прочие расходы включают:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Реализация и выбытие основных средств и нематериальных активов	**9**	19	15
Выбытие компаний и списание непроизводственных активов	**11**	10	6
Обесценение	**10**	4	–
Социальные выплаты, благотворительность, спонсорство, финансовая помощь.	**9**	12	5
Прочие	**11**	3	23
Итого прочие расходы	**50**	48	49

14. Затраты на персонал

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, затраты на персонал включают:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Заработная плата	**94**	75	73
Отчисления в государственные социальные фонды	**20**	16	12
Расход по негосударственному пенсионному плану с установленными взносами	**3**	3	3
Прочие вознаграждения работникам	**6**	3	2
Итого затраты на персонал	**123**	97	90

Затраты на персонал отражаются в составе производственных и операционных расходов, общехозяйственных и административных расходов и прочих расходов в консолидированном отчете о совокупном доходе.

15. Операционная аренда

Договоры операционной аренды имеют различные условия и в основном представляют собой бессрочные договоры аренды объектов нефтегазового комплекса, договоры аренды земельных участков (песчаных карьеров) сроком от трех до пяти лет, железнодорожные вагоны и цистерны сроком менее 12 месяцев и договоры аренды земельных участков – промышленных зон нефтеперерабатывающих заводов Компании. Договоры содержат оговорки о возможном ежегодном пересмотре величины арендной платы и условий договора.

Общая сумма расходов по операционной аренде за годы, оканчивающиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг., составляет 8 млрд руб., 10 млрд руб. и 8 млрд руб., соответственно. Указанные расходы были отражены как производственные и операционные расходы, общехозяйственные и административные расходы и прочие расходы в отчете о совокупном доходе.

15. Операционная аренда (продолжение)

Ниже представлены будущие минимальные арендные платежи согласно неаннулируемым договорам операционной аренды на 31 декабря:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Менее года	**8**	9	7
От 1 до 5 лет	**18**	18	10
Свыше 5 лет	**41**	14	8
Итого будущие минимальные арендные платежи	**67**	41	25

16. Налог на прибыль

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, налог на прибыль включает:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Налог на прибыль за текущий период	**84**	99	90
Корректировки, относящиеся к прошлым периодам	**(5)**	(3)	(5)
Текущий налог на прибыль	**79**	96	85
Отложенный налог, относящийся к возникновению и списанию временных разниц	**16**	(10)	(27)
Расход/(доход) по отложенному налогу на прибыль	**16**	(10)	(27)
Итого налог на прибыль	**95**	86	58

В 2012, 2011 и 2010 гг. для компаний группы, находящихся на территории Российской Федерации, применялась действующая ставка налога на прибыль в размере 20%. Ставка налога на прибыль по дочерним компаниям, находящимся за пределами Российской Федерации, могла быть отличной от 20%, и исчисляться в соответствии с требованиями местных фискальных органов.

16. Налог на прибыль (продолжение)

Временные разницы, возникающие между данными настоящей консолидированной финансовой отчетности и налоговыми данными, привели к возникновению следующих отложенных активов и обязательств по налогу на прибыль:

	31 декабря 2012 г.	Признаны в отчете о прибылях и убытках	31 декабря 2011 г.	Признаны в отчете о прибылях и убытках	31 декабря 2010 г.
Признанные отложенные налоговые активы относятся к следующим статьям					
Краткосрочные финансовые активы	**3**	**2**	1	1	–
Краткосрочная дебиторская задолженность за вычетом резерва	**1**	**–**	1	–	1
Товарно-материальные запасы	**1**	**1**	–	–	–
Долгосрочные финансовые активы	**1**	**–**	1	–	1
Долгосрочная дебиторская задолженность за вычетом резерва	**–**	**–**	–	(1)	1
Основные средства	**1**	**(1)**	2	2	–
Прочие внеоборотные активы	**–**	**(2)**	2	–	2
Краткосрочная кредиторская задолженность и начисления	**3**	**(1)**	4	1	3
Прочие краткосрочные обязательства	**–**	**(1)**	1	–	1
Долгосрочная кредиторская задолженность и начисления	**2**	**1**	1	–	1
Долгосрочные начисленные резервы	**2**	**1**	1	1	–
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	**3**	**2**	1	1	–
Резерв под отложенный актив по налогу на прибыль	**(2)**	**–**	(2)	(1)	(1)
Отложенные налоговые активы	**15**	**2**	13	4	9
Признанные отложенные налоговые обязательства относятся к следующим статьям:					
Стоимость прав на добычу нефти и газа	**(62)**	**1**	(63)	2	(65)
Основные средства и прочее	**(190)**	**(19)**	(171)	4	(175)
Отложенные налоговые обязательства	**(252)**	**(18)**	(234)	6	(240)
Чистые отложенные налоговые обязательства	**(237)**	**(16)**	(221)	10	(231)

16. Налог на прибыль (продолжение)

Сверка между расходами по налогу на прибыль и бухгалтерской прибылью, умноженной на ставку 20% за отчетные годы, завершившиеся 31 декабря, представлена следующим образом:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Прибыль до налогообложения	**437**	405	359
Налог на прибыль, рассчитанный по ставке 20%, установленной законодательством	**87**	81	72
Увеличение/(уменьшение) в результате действия следующих факторов:			
Эффект применения ставок налога на прибыль в других юрисдикциях	**2**	3	2
Эффект льготных ставок налога на прибыль	**(12)**	(6)	(10)
Эффект от необлагаемых налогом доходов и невычитаемых в целях налогообложения расходов	**18**	8	(6)
Налог на прибыль	**95**	86	58

Отложенные налоговые активы, не признанные в консолидированных балансах, в сумме 7 млрд руб., 5 млрд руб. и 5 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг., соответственно, связаны с существованием непризнанных налоговых убытков. Сроки возможного признания данных налоговых убытков истекают в период между 2013 и 2022 гг.

17. Неконтролирующие доли

Неконтролирующие доли включают:

	На 31 декабря 2012 г.		За 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.		За 2011 г.	На 31 декабря 2010 г.		За 2010 г.
	Неконтр. доля (%)	Неконтр. доля в чистых активах	Неконтр. доля в чистой прибыли	Неконтр. доля (%)	Неконтр. доля в чистых активах	Неконтр. доля в чистой прибыли	Неконтр. доля (%)	Неконтр. доля в чистых активах	Неконтр. доля в чистой прибыли
ЗАО Ванкорнефть»	6,04	23	1	6,04	22	5	6,04	18	6
ОАО «Грознефтегаз»	49,00	6	–	49,00	6	–	49,00	6	–
ОАО «Дальневосточный банк»	15,91	–	–	17,94	–	–	90,08	3	–
ОАО «Роснефть-Сахалин»	45,00	2	–	45,00	2	–	45,00	2	–
ОАО «Всероссийский банк развития регионов»	15,33	1	–	15,33	1	–	15,33	1	–
ООО «ПХК ЦСКА»	20,00	2	–	–	–	–	–	–	–
Неконтролирующие доли прочих компаний	различная	2	–	различная	3	(2)	различная	2	2
Неконтролирующие доли на конец отчетного периода		**36**	**1**		**34**	**3**		**32**	**8**

18. Прибыль на акцию

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, базовая прибыль на акцию включает:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Продолжающаяся деятельность			
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	**341**	316	293
Средневзвешенное количество выпущенных обыкновенных акций в обращении (миллионов шт.)	**9 416**	9 591	9 598
Итого базовая прибыль на акцию (рублей)	**36,21**	32,95	30,53

19. Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают:

	На 31 декабря	
	2012 г.	2011 г.
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли	**19**	22
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – иностранная валюта	**206**	62
Депозиты	**69**	80
Прочее	**2**	2
Итого денежные средства и их эквиваленты	**296**	166

Денежные средства на счетах в иностранной валюте представляют собой в основном средства в долларах США.

Депозиты являются процентными и выражены, главным образом, в рублях.

Денежные средства с ограничением к использованию включают:

	На 31 декабря	
	2012 г.	2011 г.
Обязательный резерв в ЦБ РФ	**1**	1
Счет расчетов по совместной деятельности с Группой компаний BP в евро (Примечание 27)	**3**	3
Итого денежные средства с ограничением к использованию	**4**	4

20. Прочие краткосрочные финансовые активы

Прочие краткосрочные финансовые активы включают:

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи:		
Облигации	**14**	13
Вложения в акции и паи	**6**	2
Займы и дебиторская задолженность:		
Займы (Примечание 30)	**14**	2
Займы, выданные ассоциированным компаниям	**1**	4
Векселя полученные, за вычетом резерва	**27**	36
Займы, выданные по сделке обратного РЕПО	–	22
Депозиты и депозитные сертификаты	–	21
Структурированные депозиты	–	31
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, предназначенные для торговли:		
Корпоративные облигации	**10**	16
Государственные облигации	**5**	3
Вложения в акции и паи	**6**	–
Производные финансовые инструменты	**3**	–
Итого прочие краткосрочные финансовые активы	**86**	150

Состав облигаций, имеющихся в наличии для продажи, по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. представлен в таблице ниже:

	2012 г.			2011 г.		
Вид ценных бумаг	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**
Государственные облигации (облигации федерального займа, выпущенные Министерством Финансов РФ)	**3**	6,9%-8,1%	ноябрь 2014 – июль 2015	4	6,1%-11,3%	июль 2012 – январь 2016
Муниципальные облигации	**1**	8,75%-9,25%	июнь 2013 – ноябрь 2018	1	8,0%-17,9%	март 2012 – октябрь 2021
Корпоративные облигации	**10**	4,25%-10,0%	февраль 2013 – ноябрь 2023	8	6,25%-13,0%	февраль 2013 – октябрь 2021
Итого	**14**			13		

Структурированные депозиты выражены в долларах США и составляют 0 млрд руб. и 31 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг., соответственно. Структурированные депозиты размещены под процентные ставки от 5,1% до 7,0% годовых по состоянию на 31 декабря 2011 года. По состоянию на 31 декабря 2012 года все структурированные депозиты были закрыты.

20. Прочие краткосрочные финансовые активы (продолжение)

Банковские депозиты составляют 0 млрд руб. и 21 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг., соответственно. По состоянию на 31 декабря 2011 г. банковские депозиты выражены, главным образом, в долларах США и размещены под процентные ставки от 3,0% до 7,25% годовых. По состоянию на 31 декабря 2012 года все банковские депозиты были закрыты.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. векселя полученные представляют собой процентные корпоративные векселя, выраженные, в основном, в рублях, со сроками погашения до ноября 2014 года и номинальными процентными ставками от 4,25% до 8,50% годовых и беспроцентные корпоративные векселя со сроками погашения до июня 2013 года и средневзвешенной эффективной ставкой 5,94% годовых.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. векселя полученные представляют собой процентные корпоративные векселя со сроками погашения от января 2012 года до декабря 2014 года и номинальными процентными ставками от 3,84% до 7,10% годовых и беспроцентные корпоративные векселя со сроками погашения от января 2012 года до февраля 2014 года и средневзвешенной эффективной ставкой 6,39% годовых. Долгосрочная часть векселей полученных была учтена в составе долгосрочных финансовых вложений (Примечание 26).

Сделки обратного РЕПО обеспечены торговыми ценными бумагами, имеющими справедливую стоимость на 31 декабря 2012 и 2011 гг. в сумме 0 млрд руб. и 22 млрд руб., соответственно.

Состав финансовых активов, предназначенных для торговли, по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. представлен в таблице ниже:

	2012 г.			2011 г.		
Вид ценных бумаг	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**
Государственные и муниципальные облигации	**–**	–	–	3	6,7%-15,0%	декабрь 2012 – февраль 2036
Корпоративные облигации	**10**	2,85%-13,5%	март 2013 – октябрь 2023	16	6,47%-19,0%	февраль 2012– октябрь 2021
Облигации ЦБ РФ	**5**	6,7%-12,0%	январь 2013 – февраль 2036	–	–	–
Вложения в торговые акции компаний с государственным участием	**6**			–		
Итого	**21**			19		

20. Прочие краткосрочные финансовые активы (продолжение)

В 2012 году Компания заключила контракт на проведение серии поставочных конверсионных сделок с опционом (коллар) на продажу долларов США сроком действия до декабря 2013 года. Ежемесячно в определенный день фиксируется текущий обменный курс рубля к доллару. Если в эту дату текущий обменный курс рубля к доллару выйдет за верхнюю или нижнюю рамки границ колебаний курса, то стороны контракта осуществляют покупку-продажу валюты на номинальную сумму 20,5 млн долл. США (0,6 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) по курсам конвертации, установленным в контракте. Оценка справедливой стоимости сделок производится на основании данных, полученных и рассчитанных в системе Bloomberg. Справедливая стоимость серии поставочных конверсионных сделок с опционом (коллар) признана в составе статьи «Прочие краткосрочные финансовые активы – Производные финансовые инструменты» в сумме 1 млрд рублей в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2012 г.

В 2012 году Компания заключила контракты с пятью банками на проведение сделок валютно-процентного SWAP, сроком действия до 2015 года. В соответствии с графиком сделок стороны сделки обязуются осуществлять обмен платежами в одной валюте на платежи в другой валюте в сумме, равной номинальной сумме, умноженной на соответствующую процентную ставку, и осуществить обмен суммами номинальных обязательств в конце срока контракта. Номинальная сумма сделки для Компании 1 982 млн долл. США (60 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) при фиксированной ставке от 1,65% до 2,155% годовых. Номинальная сумма для второй стороны по сделке 62 млрд руб. при фиксированной ставке 7,2% годовых.

В 2012 году Компания заключила контракты с двумя банками на проведение сделок валютно-процентного SWAP, сроком действия до 2017 года. В соответствии с графиком сделок стороны сделки обязуются осуществлять обмен платежами в одной валюте на платежи в другой валюте в сумме, равной номинальной сумме, умноженной на соответствующую процентную ставку, и осуществить обмен суммами номинальных обязательств в конце срока контракта. Номинальная сумма сделки для Компании 641 млн долл. США (19 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) при плавающей ставке USD LIBOR 3M плюс 252 и 268 базисных пункта. Номинальная сумма для второй стороны по сделке 20 млрд руб. при фиксированной ставке 8,6% годовых.

Валютно-процентные SWAP оцениваются в соответствии с кривой доходности, по текущей стоимости предполагаемых будущих денежных потоков на основе рыночных котировок процентных ставок. Справедливая стоимость сделок валютно-процентного SWAP признана в составе статьи «Прочие краткосрочные финансовые активы – Производные финансовые инструменты» в сумме 2 млрд рублей в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2012 г.

21. Дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность включает:

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Торговая дебиторская задолженность покупателей и заказчиков	**194**	183
Ссудная задолженность банков Компании	**19**	24
Прочая дебиторская задолженность	**22**	15
Итого	**235**	222
Оценочный резерв по сомнительным долгам	**(8)**	(5)
Итого дебиторская задолженность за вычетом резерва	**227**	217

21. Дебиторская задолженность (продолжение)

Оценочный резерв по сомнительным долгам формируется на каждую отчетную дату на основании оценок руководства Компании относительно ожидаемых денежных поступлений в счет погашения дебиторской задолженности.

Компания начислила оценочный резерв по сомнительным долгам по всем существенным суммам просроченной дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг.

На 31 декабря 2012 и 2011 гг. дебиторская задолженность не передавалась в залог в качестве обеспечения кредитов и займов, предоставленных Компании.

22. Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы включают:

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Сырая нефть и попутный газ	**45**	46
Нефтепродукты и нефтехимия	**56**	46
Материалы	**20**	23
Незавершенное производство	**11**	11
Итого	**132**	126

Остаток по статье «Материалы», в основном, включает запасные части. Статья «Нефтепродукты и нефтехимия» включает таковые как для реализации, так и для внутреннего использования.

	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Сумма запасов, признанных в качестве расходов	**379**	297	151

Сумма запасов, признанных в качестве расходов в отчетном периоде, отражена в строках «Производственные и операционные расходы», «Стоимость приобретенной нефти и газа, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти» и «Общехозяйственные и административные расходы».

23. Авансы выданные и прочие оборотные активы

Авансы выданные включают:

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
НДС и акцизы к возмещению из бюджета	**81**	62
Авансы, выданные поставщикам	**24**	25
Предоплата по таможенным пошлинам	**54**	51
Расчеты по прочим налогам	**11**	11
Прочие	**5**	3
Итого авансы выданные и прочие оборотные активы	**175**	152

Предоплата по таможенным пошлинам представляет собой, в основном, расходы по экспортной пошлине по экспорту нефти и нефтепродуктов (Примечание 10).

24. Основные средства и незавершенное строительство

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Итого
Первоначальная стоимость				
На 1 января 2011 г.	1 937	378	82	2 397
Поступления	275	103	21	399
Выбытия	(20)	(9)	(5)	(34)
Курсовая разница	5	–	–	5
Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов	7	–	–	7
На 31 декабря 2011 г.	2 204	472	98	2 774
Износ, истощение и убытки от обесценения				
На 1 января 2011 г.	(294)	(60)	(16)	(370)
Начисление износа и истощения	(177)	(24)	(12)	(213)
Выбытия и прочие движения	1	–	–	1
Обесценение активов	–	–	(4)	(4)
Курсовая разница	(4)	–	–	(4)
На 31 декабря 2011 г.	(474)	(84)	(32)	(590)
Чистая балансовая стоимость на 1 января 2011 г.	1 643	318	66	2 027
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2011 г.	1 730	388	66	2 184
Авансы, выданные за основные средства на 1 января 2011 г.	13	9	2	24
Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2011 г.	11	29	7	47
Итого на 1 января 2011 г.	**1 656**	**327**	**68**	**2 051**
Итого на 31 декабря 2011 г.	**1 741**	**417**	**73**	**2 231**
Первоначальная стоимость				
Поступления	298	154	22	474
Выбытия	(15)	(7)	(10)	(32)
Курсовая разница	(6)	–	–	(6)
Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов	5	–	–	5
На 31 декабря 2012 г.	2 486	619	110	3 215
Износ, истощение и убытки от обесценения				
Начисление износа и истощения	(185)	(33)	(11)	(229)
Выбытия и прочие движения	1	1	1	3
Обесценение активов	(10)	–	–	(10)
Курсовая разница	4	–	–	4
На 31 декабря 2012 г.	(664)	(116)	(42)	(822)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2012 г.	1 822	503	68	2 393
Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2012 г.	5	53	10	68
Итого на 31 декабря 2012 г.	**1 827**	**556**	**78**	**2 461**

24. Основные средства и незавершенное строительство (продолжение)

Сумма незавершенного капитального строительства, которое включено в состав Основных средств, на 31 декабря 2012 и 2011 гг. и 1 января 2011 гг. составляла 654 млрд руб., 441 млрд руб. и 302 млрд руб., соответственно.

В течение 2011 года Компания выявила наличие индикаторов обесценения (снижение фрахтовых ставок и тарифов на мировом рынке транспортных услуг) в отношении трех двухкорпусных челночных нефтяных танкеров ледового класса, включенных в категорию «Корпоративная и прочие деятельности» основных средств. Компания произвела сравнение текущей и справедливой стоимостей данных основных средств в соответствии с МСФО (IAS) № 36 *«Обесценение активов»*. Для оценки справедливой стоимости Компания использовала информацию о рыночной стоимости аналогичных нефтяных танкеров. Компания признала убыток от обесценения в размере 4 млрд руб. в составе прочих расходов консолидированного отчета о совокупном доходе за 2011 год.

В течение 2012 года Компания выявила наличие индикаторов обесценения (разведка и оценка запасов полезных ископаемых на определенной территории не привели к обнаружению коммерчески выгодного количества запасов полезных ископаемых, и предприятие решило прекратить производство указанных работ на этой территории) в отношении трех лицензий на геологоразведочную деятельность, включенных в категорию «Разведка и добыча» основных средств. В результате Компания признала убыток от обесценения в размере 10 млрд руб. в составе прочих расходов консолидированного отчета о совокупном доходе за 2012 год.

Износ за 2012 год включает 4 млрд руб. износа, капитализированного в составе стоимости строительства объектов основных средств, а также в составе стоимости товарно-материальных запасов.

Компания капитализировала проценты по кредитам и займам в сумме 24 млрд руб., 14 млрд руб. и 11 млрд руб. в течение 2012, 2011 и 2010 гг., соответственно.

Активы по разведке и оценке

Активы по разведке и оценке ресурсов учитываются в составе сегмента «Разведка и добыча» и включают:

	2012 г.	**2011 г.**
На 1 января	**11**	10
Капитализированные расходы	**4**	7
Реклассификация в активы на стадии разработки	**(4)**	(1)
Списание на расходы	**–**	(5)
На 31 декабря	**11**	11

24. Основные средства и незавершенное строительство (продолжение)

Права на добычу

Права на добычу в составе активов разведки и добычи включают:

	Права на доказанные запасы	Права на недоказанные запасы	Итого
На 1 января 2011 г.			
Первоначальная стоимость	266	99	365
Накопленная амортизация	(30)	–	(30)
Чистая балансовая стоимость на 1 января 2011 г.	**236**	**99**	**335**
Начисление истощения	(15)	–	(15)
Поступления	–	8	8
Реклассификация прав на доказанные запасы из прав на недоказанные запасы	3	(3)	–
На 31 декабря 2011 г.			
Первоначальная стоимость	269	104	373
Накопленная амортизация	(45)	–	(45)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2011 г.	**224**	104	**328**
Начисление истощения	(15)	–	(15)
Поступления	–	6	6
Обесценение активов	–	(10)	(10)
Реклассификация прав на доказанные запасы из прав на недоказанные запасы	2	(2)	–
На 31 декабря 2012 г.			
Первоначальная стоимость	271	98	369
Накопленная амортизация	(60)	–	(60)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2012 г.	**211**	**98**	**309**

Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов

По состоянию на 31 декабря 2012, 2011 и 1 января 2011 гг. сумма резерва под обязательства, связанные с выбытием активов, составила 38 млрд руб. 36 млрд руб. и 32 млрд руб., соответственно, и была включена в состав основных средств.

25. Нематериальные активы и гудвилл

Изменение балансовой стоимости нематериальных активов и гудвилла представлено в таблице ниже:

	Права аренды земли	Прочие нематери-альные активы	Итого нематери-альные активы	Гудвилл
Первоначальная стоимость				
На 1 января 2011 г.	21	8	29	132
Поступления	–	3	3	–
Выбытия	(2)	(2)	(4)	–
На 31 декабря 2011 г.	19	9	28	132
Амортизация				
На 1 января 2011 г.	(4)	(2)	(6)	–
Начисленная амортизация	(1)	(1)	(2)	–
Прочие выбытия	1	1	2	–
На 31 декабря 2011 г.	(4)	(2)	(6)	–
Чистая балансовая стоимость на 1 января 2011 г.	**17**	**6**	**23**	**132**
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2011 г.	**15**	**7**	**22**	**132**
Первоначальная стоимость				
Поступления	–	2	2	2
Выбытия	(1)	(2)	(3)	–
На 31 декабря 2012 г.	18	9	27	134
Амортизация				
Начисленная амортизация	(1)	(1)	(2)	–
На 31 декабря 2012 г.	(5)	(3)	(8)	–
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2012 г.	**13**	**6**	**19**	**134**

Компанией был проведен годовой тест на обесценение гудвилла по состоянию на 1 октября каждого года. Проверка на обесценение производилась в начале четвертого квартала каждого года с использованием наиболее актуальной информации на дату ее проведения. В результате данной годовой проверки обесценения гудвилла в 2012 и 2011 гг. выявлено не было.

Гудвилл, образовавшийся в результате приобретения компаний, был распределен по соответствующим группам единиц, генерирующим денежные средства, являющимся производственными сегментами – сегменту разведки и добычи и сегменту переработки и сбыта. При оценке обесценения гудвилла текущая стоимость производственных сегментов (включая гудвилл) была сопоставлена с их расчётной ценностью от использования.

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Гудвилл		
Разведка и добыча	**21**	21
Переработка и сбыт	**113**	111
Итого	**134**	132

25. Нематериальные активы и гудвилл (продолжение)

Ценность от использования производственных сегментов была определена Компанией при помощи модели дисконтированных денежных потоков. Будущие денежные поступления были скорректированы на риски, применительно к каждому сегменту, и дисконтированы по ставке, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег и рисков, характерных для данного сегмента, по которому не производилась корректировка расчетных оценок будущих потоков денежных средств.

Бизнес-план Компании, утверждаемый Советом Директоров Компании, является первичным источником информации при определении ценности от использования производственных сегментов. Бизнес-план содержит внутренние прогнозы по добыче нефти и газа, прогнозы по объему переработки нефтеперерабатывающих заводов, объемам продаж различных типов нефтепродуктов, а также прогнозы по выручке, операционным издержкам и капитальным вложениям. В качестве первого шага при подготовке данных прогнозов в бизнес-план Компании включается ряд обусловленных внешними условиями допущений, таких как цены на нефть и природный газ, маржа нефтепереработки и маржа по нефтепродуктам, а также уровень инфляции, связанной с ростом издержек производства. Данные предпосылки основываются на существующих ценах, уровнях инфляции рубля и доллара США, других макроэкономических факторах и исторических тенденциях, а также волатильности рынков.

Для определения ценности от использования операционных сегментов была найдена сумма дисконтированных денежных потоков по данным сегментам и остаточной стоимости производственных сегментов. Для определения остаточной стоимости сегментов Компании в пост-прогнозный период использовалась модель Гордона. В указанной модели применялись усредненные темпы падения производства, равные естественным темпам падения добычи для существующих активов при условии отсутствия эксплуатационного бурения. Соответствующие темпы составили 8,0% ежегодного снижения для сегмента «Разведка и добыча» и 0,0% для сегмента «Переработка и сбыт».

Среди перечисленных выше факторов наибольшее значение имели допущения, сделанные в отношении следующих показателей:

- ставка дисконтирования;
- цена на нефть;
- объёмы добычи и переработки.

Чувствительность дисконтированных денежных потоков к их изменению является наиболее сильной.

Ставка дисконтирования определялась на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании до налога на прибыль и составила 6,9% за 2012 год (7,3% в 2011 г.). Для целей проведения теста на обесценение прогноз Компании по цене нефти сорта Urals был основан на прогнозных рыночных ценах. По мнению руководства, возможные разумные изменения в перечисленных допущениях не привели бы к обесценению гудвилла.

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. Компания не имела объектов нематериальных активов с неопределенным сроком полезного использования (за исключением гудвилла). По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. не имелось нематериальных активов, находящихся в залоге.

26. Прочие долгосрочные финансовые активы

Прочие долгосрочные финансовые активы включают:

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Облигации	**1**	1
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи		
Векселя	–	7
Акции ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»	**3**	5
Акции ОАО «Холдинг МРСК»	**3**	–
Долгосрочные займы, выданные ассоциированным компаниям	**11**	13
Ссуды персоналу	**1**	1
Производные финансовые инструменты	**2**	–
Прочие	**3**	7
Итого прочие долгосрочные финансовые активы	**24**	34

Долгосрочные займы, выданные ассоциированным компаниям, по условиям контрактов имеют срок погашения от 3 до 9 лет.

Просроченных долгосрочных финансовых активов, по которым не создан резерв под обесценение, по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. не имеется.

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. признано обесценение акций ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» на сумму 2 млрд руб. и 0 млрд руб, соответственно, а также займов в ассоциированные компании в сумме 0,2 млрд руб. и 0,3 млрд руб., соответственно, и векселей в сумме 0 млрд руб. и 3 млрд руб., соответственно.

Долгосрочные финансовые активы не передавались в залог в обеспечение кредитов и займов, предоставленных Компании по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг.

На 31 декабря 2012 и 2011 гг. Компания не получала в залог долгосрочных финансовых активов.

Акции ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»

В декабре 2010 года Компания заключила соглашение о намерении передать доли в ряде зависимых компаний и одной дочерней компании в обмен на неконтролирующий пакет акций ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС». В мае 2011 года был завершен обмен долей акций зависимых обществ, в результате чего Компания приобрела 0,4% долю в ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС». Обмен 100% доли Компании в ее дочернем обществе на дополнительный пакет акций ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» завершен в июле 2011 года, в результате доля Компании в акционерном капитале ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» увеличилась до 1,36%. По состоянию на 31 декабря 2012 г. инвестиция Компании в ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» учитывается в составе долгосрочных финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи.

Акции ОАО «Холдинг МРСК»

В апреле 2012 года Компанией в рамках участия в дополнительной эмиссии было приобретено 1 588 994 637 шт. обыкновенных акций ОАО «Холдинг МРСК» за счет средств, вырученных от продажи пакетов акций в зависимых компаниях ОАО «Кубаньэнерго» и ОАО «Томская распределительная компания». В результате данного приобретения доля Компании в капитале ОАО «Холдинг МРСК» составила 3,15%. По состоянию на 31 декабря 2012 г. инвестиция Компании в ОАО «Холдинг МРСК» учитывается в составе долгосрочных финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи.

26. Прочие долгосрочные финансовые активы (продолжение)

Производные финансовые инструменты

В 2012 году Компания заключила контракты на проведение серии поставочных форвардных сделок на продажу долларов США сроком действия до 2015 года на номинальную сумму 1 259 млн долл. США (38 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.). Компания осуществляет продажу долларов США в соответствии с графиком сделок по курсам конвертации, установленным в контракте. Сделки оцениваются с использованием рыночных котировок форвардных курсов. Оценка справедливой стоимости производится на основании данных, полученных и рассчитанных в системе Bloomberg. Справедливая стоимость серии поставочных форвардных сделок признана в составе статьи «Прочие долгосрочные финансовые активы – Производные финансовые инструменты» в сумме 2 млрд рублей в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2012 г.

27. Инвестиции в совместные и зависимые компании

Инвестиции в совместные и зависимые компании включают:

Наименование объекта инвестиции	Страна	Доля Компании на 31 декабря 2012 г., %	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Инвестиции в совместные компании				
ООО «Компания «Полярное сияние»	Россия	50,00%	**1**	2
ОАО «Томскнефть» ВНК	Россия	50,00%	**38**	34
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	Россия	25,94%	**30**	16
Rosneft Shell Caspian Vent.	Россия	51,00%	**1**	1
Ruhr Oel GmbH	Германия	50,00%	**47**	46
Тайху Лимитед	Кипр	51,00%	**13**	2
Lanard Holdings LTD (ТЗК Внуково)	Кипр	50,00%	**17**	–
ОАО «НГК «Итера»	Россия	51,00%	**95**	–
ЗАО «Арктикшельфнефтегаз»	Россия	50,00%	**3**	–
Инвестиции в зависимые компании				
ОАО «Кубаньэнерго»	Россия	27,97%	**–**	2
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	Россия	35,33%	**13**	–
Прочие			**11**	11
Итого инвестиции в совместные и зависимые компании			**269**	114

27. Инвестиции в совместные и зависимые компании (продолжение)

Ниже представлена финансовая информация о существенных зависимых и совместных компаниях по состоянию на 31 декабря 2012 г.:

Доля Компании в чистых активах	ОАО Томскнефть ВНК	ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	Тайху Лимитед	Ruhr Oel GmbH	ООО «НГК «ИТЕРА»	ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча»	Активы ТЗК Внуково
Оборотные активы	11	7	10	11	14	1	–
Внеоборотные активы	43	20	46	14	54	8	1
Итого активы	**54**	**27**	**56**	**25**	**68**	**9**	**1**
Краткосрочные обязательства	(22)	(8)	(6)	(19)	(10)	(8)	–
Долгосрочные обязательства	(9)	(1)	(37)	–	(14)	(1)	–
Итого обязательства	**(31)**	**(9)**	**(43)**	**(19)**	**(24)**	**(9)**	**–**
Итого доля Компании в чистых активах	**23**	**18**	**13**	**6**	**44**	**–**	**1**

Доля Компании в чистой прибыли	ОАО Томскнефть ВНК	ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	Тайху Лимитед	Ruhr Oel GmbH	ООО «НГК «ИТЕРА»	ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча»	Активы ТЗК Внуково
Выручка от реализации	55	20	55	24	15	–	2
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	(19)	(3)	(41)	(24)	(12)	–	(2)
Валовая прибыль	**36**	**17**	**14**	**–**	**3**	**–**	**–**
Прочие расходы	(28)	(1)	(3)	–	**(1)**	–	–
Прибыль до налогообложения	**8**	**16**	**11**	**–**	**2**	**–**	**–**
Налог на прибыль	(2)	(2)	(3)	–	–	–	–
Итого доля Компании в чистой прибыли	**6**	**14**	**8**	**–**	**2**	**–**	**–**

27. Инвестиции в совместные и зависимые компании (продолжение)

Ниже представлена финансовая информация о существенных зависимых и совместных компаниях по состоянию на 31 декабря 2011 г.:

Доля Компании в чистых активах	ОАО Томскнефть ВНК	ОАО «Верхне-чонск-нефтегаз»	Тайху Лимитед	Ruhr Oel GmbH
Оборотные активы	11	2	11	8
Внеоборотные активы	52	17	42	16
Итого активы	**63**	**19**	**53**	**24**
Краткосрочные обязательства	(24)	(3)	(7)	–
Долгосрочные обязательства	(13)	(7)	(44)	(17)
Итого обязательства	**(37)**	**(10)**	**(51)**	**(17)**
Итого доля Компании в чистых активах	**26**	**9**	**2**	**7**

Доля Компании в чистой прибыли	ОАО Томскнефть ВНК	ОАО «Верхне-чонск-нефтегаз»	Тайху Лимитед	Ruhr Oel GmbH
Выручка от реализации	52	11	50	13
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	(49)	(1)	(38)	(13)
Валовая прибыль	**3**	**10**	**12**	–
Прочие расходы	(3)	(1)	(3)	–
Прибыль до налогообложения	–	**9**	**9**	–
Налог на прибыль	–	(1)	(2)	–
Итого доля Компании в чистой прибыли	–	**8**	**7**	–

Инвестиции в ОАО «Верхнечонскнефтегаз» и ООО «НГК «ИТЕРА» включают в себя гудвилл в размере 7 млрд руб. и 2 млрд руб. соответственно.

Разница в сумме 39 млрд руб. между стоимостью инвестиций и долей Компании в чистых активах Ruhr Oel GmbH представляет собой корректировки к справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств совместной компании на дату приобретения, а также гудвилл. Данная разница включена в балансовую стоимость инвестиций в Ruhr Oel GmbH.

Разница в сумме 13 млрд руб. между стоимостью инвестиций и долей Компании в чистых активах ООО «Таас-Юрях нефтегаздобыча» представляет собой корректировки к справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств зависимой компании на дату приобретения. Данная разница включена в балансовую стоимость инвестиций в ООО «Таас-Юрях нефтегаздобыча».

Инвестиции в активы ТЗК Внуково предварительно включают в себя корректировки к справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств зависимой компании на дату приобретения, а также гудвилл. Данная разница в сумме 16 млрд руб. включена в балансовую стоимость инвестиций в ТЗК Внуково.

27. Инвестиции в совместные и зависимые компании (продолжение)

Справедливая стоимость инвестиций в зависимые компании, для которых публикуются рыночные котировки, составляет:

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
ОАО «Кубаньэнерго»	–	2

Доля в прибыли/(убытках) существенных зависимых и совместных компаний:

	Доля владения (в процентах) на 31 декабря 2012 г.	**Доля в прибыли/(убытке) компаний, учтенных по методу участия в капитале**		
		2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
ОАО «Томскнефть» ВНК	50,00	**8**	–	1
ООО «Компания «Полярное Сияние»	50,00	**1**	1	–
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	25,94	**14**	8	1
Тайху Лимитед	51,00	**8**	7	3
ООО «НГК «ИТЕРА»	51,00	**2**	–	–
Прочие	различная	**(2)**	–	(1)
Итого доля в прибыли		**31**	16	4

Инвестиции Компании в совместные операции на 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. включают в себя соглашение о разделе продукции (СРП) «Сахалин-1», оператором которого является компания ExxonMobil. СРП «Сахалин-1» учитывается методом пропорциональной консолидации.

ОАО «Томскнефть» ВНК

ОАО «Томскнефть» ВНК является совместным предприятием с ОАО «Газпром нефть», занимающимся разведкой и добычей нефти в Западной Сибири. Соглашение акционеров предусматривает, что ключевые решения касательно деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК должны быть приняты единогласно обоими участниками и ни один из участников не имеет преимущественного права в принятии решений. Инвестиция в ОАО «Томскнефть» ВНК включает в себя гудвилл в размере 10,8 млрд руб.

ООО «Компания «Полярное Сияние» («КПС»)

КПС является обществом с ограниченной ответственностью, принадлежащим на паритетных правах компании «Коноко Филлипс Тиман-Печора Инк.» и Компании. Основной задачей КПС является разработка Ардалинского месторождения и сопутствующих месторождений Тимано-Печорского бассейна, расположенных в 125 км южнее Баренцева моря за Полярным кругом.

ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

ОАО «Верхнечонскнефтегаз» (далее «ВЧНГ») является совместным предприятием с ОАО «ТНК-ВР Холдинг», владеет лицензией на разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, крупнейшего месторождения нефти в Иркутской области.

В 2008 году была начата добыча нефти. Финансирование ВЧНГ осуществляется за счет Компании и партнера в объемах пропорциональных доле каждого в уставном капитале ВЧНГ.

27. Инвестиции в совместные и зависимые компании (продолжение)

Тайху Лимитед / ОАО «Удмуртнефть»

В ноябре 2006 года Компания приобрела 51% долю в капитале компании Тайху Лимитед, совместном предприятии с Китайской Нефтехимической Корпорацией («Синопек»), которое было создано для целей владения и принятия стратегических решений в отношении ОАО «Удмуртнефть». Соглашение акционеров данного совместного предприятия предусматривает, что ключевые решения касательно его деятельности должны быть приняты единогласно обоими участниками и ни один из участников не имеет преимущественного права в принятии решений.

В декабре 2006 года Тайху Лимитед через свою 100% дочернюю компанию завершила сделку по приобретению 96,86% акций ОАО «Удмуртнефть». ОАО «Удмуртнефть» находится в Волго-Уральском регионе Российской Федерации, владеет лицензиями на 24 продуктивных месторождениях углеводородов.

По состоянию на 31 декабря 2012 г., в результате операций с казначейскими акциями, доля Тайху Лимитед в ОАО «Удмуртнефть» увеличилась до 97,14%.

ООО «НГК «ИТЕРА»

В августе 2012 года Компания завершила сделку по приобретению 51% доли в ООО «НГК «ИТЕРА», одного из крупнейших независимых производителей и продавцов природного газа в РФ. Стоимость приобретения состояла из 7 млрд руб., выплаченных денежными средствами, в том числе 2 млрд руб. за компенсацию избытка оборотного капитала и чистого долга на дату завершения сделки, а также справедливой стоимости 100% дочернего общества ООО «Кынско-Часельское нефтегаз» в сумме 86 млрд руб.

В результате переоценки справедливой стоимости выбывшей 100% доли в дочернем обществе ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», владеющем лицензией на ряд нефтегазовых месторождений, Компания признала доход в размере 82 млрд руб. в составе прочих доходов в консолидированном отчете о совокупном доходе. Данное приобретение доли в ООО «НГК «ИТЕРА» учтено как инвестиция в совместно контролируемое предприятие по методу участия в капитале, в соответствии с условиями договора, согласно которым ключевые решения в деятельности компании принимаются единогласно.

Rosneft-Shell Caspian Ventures Limited

Rosneft-Shell Caspian Ventures Limited является совместным предприятием («СП»), в котором Компания имеет 51% участия. Учредительный договор о создании совместного предприятия предусматривает, что основные решения в ходе осуществления деятельности последнего принимаются при условии единогласного их утверждения участниками, и ни один участник не имеет преимущественного права голоса.

6 декабря 1996 г. Компания и СП подписали соглашение с восемью нефтегазовыми компаниями и государственными структурами России и Казахстана о создании Каспийского трубопроводного консорциума («КТК»). Целью консорциума является проектирование, финансирование, прокладка и эксплуатация нефтепровода от месторождений в Западном Казахстане через Россию в порт Новороссийск. СП имеет 7,5% участия в КТК. В октябре 2001 года началась промышленная эксплуатация трубопровода.

27. Инвестиции в совместные и зависимые компании (продолжение)

Ruhr Oel GmbH («ROG»)

В мае 2011 года Компания приобрела 50% долю ROG. ROG является совместным предприятием с группой компаний BP, занимающимся переработкой нефти в Западной Европе.

ЗАО «Арктикшельфнефтегаз»

В феврале 2012 года Компания приобрела 50% в ЗАО «Арктикшельфнефтегаз» (далее – АШНГ) путем покупки 100% доли в ООО «АрктикПроминвест» за 3 млрд руб. АШНГ была создана с целью привлечения частного капитала в разведку и освоение нефтегазовых запасов арктического шельфа в районе Баренцева моря. АШНГ является владельцем лицензии на поиск, разведку и добычу углеводородов на Медынско-Варандейском лицензионном участке сроком до 2025 года. В пределах участка открыто два нефтяных месторождения (Варандей-море и Медынское-море). Данное приобретение учтено как инвестиция в совместно контролируемое предприятие по методу участия в капитале.

ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»

В марте 2012 года Компания приобрела у ООО «Сбербанк Капитал» 35,3% в ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», стоимость указанной доли участия составила 13 млрд руб. ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» владеет лицензиями на добычу нефти на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении, находящемся в 160 км к северу от нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (далее «ВСТО»). Данное приобретение учтено как инвестиция в зависимое общество по методу участия в капитале.

Доля в топливно-заправочном комплексе (далее ТЗК) международного аэропорта Внуково

В апреле 2012 года Компания приобрела 50% в ТЗК международного аэропорта Внуково посредством приобретения доли Ланард Холдингс Лимитед (Кипр) за 16 млрд руб. Международный аэропорт Внуково расположен в московском регионе и является одним из крупнейших авиатранспортных комплексов России. Данное приобретение учтено как инвестиция в совместно контролируемое предприятие по методу участия в капитале.

Прочие инвестиции в зависимые компании

Прочие инвестиции в зависимые компании, в основном, включают инвестиции в акции генерирующих, энерготранспортных, сбытовых и эксплуатационно-ремонтных предприятий электроэнергетического комплекса в Томской области и на юге России.

28. Прочие внеоборотные нефинансовые активы

Прочие долгосрочные нефинансовые активы:

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Предоплаченное страхование	**1**	2
Прочие	**2**	1
Итого прочие долгосрочные нефинансовые активы	**3**	3

29. Кредиторская задолженность и начисления

Кредиторская задолженность и начисления включают:

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	**117**	97
Авансы полученные	**18**	18
Остатки на счетах клиентов банка	**41**	40
Заработная плата и аналогичные начисления	**22**	17
Прочая кредиторская задолженность	**10**	9
Итого кредиторская задолженность и начисления	**208**	181

Краткосрочная кредиторская задолженность обычно погашается в среднем в течение 31 дня (2011 г.: 32 дня). На остатки на счетах клиентов банка начисляется 0,01%-3,0% годовых. Торговая и прочая кредиторская задолженность являются беспроцентными.

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде

Кредиты и займы включают:

		На 31 декабря	
	Валюта	**2012 г.**	**2011 г.**
Долгосрочные			
Банковские кредиты	рубли	**101**	3
Банковские кредиты	доллары США, евро	**648**	658
Облигации	рубли	**20**	–
Еврооблигации	доллары США	**91**	–
Клиентские депозиты	рубли	**8**	5
Клиентские депозиты	доллары США, евро	**3**	2
Прочие заемные средства	рубли	**1**	1
За вычетом: Краткосрочная часть долгосрочных кредитов и займов		**(35)**	(73)
Итого долгосрочные займы и кредиты		**837**	596
Краткосрочные			
Банковские кредиты	рубли	**8**	5
Банковские кредиты (Примечание 20)	доллары США	**12**	–
Клиентские депозиты	рубли	**12**	15
Клиентские депозиты	доллары США, евро	**3**	3
Займы	рубли	**5**	7
Займы – компании, аффилированные с ОАО «НК ЮКОС»	рубли	**8**	8
Векселя к уплате	рубли	**1**	1
Векселя к уплате – компании, аффилированные с ОАО «НК ЮКОС»	рубли	**40**	40
Обязательства по сделке РЕПО	рубли	**2**	–
Текущая часть долгосрочных кредитов		**35**	73
Итого краткосрочные займы и кредиты и текущая часть долгосрочных займов и кредитов		**126**	152
Итого задолженность по кредитам и займам		**963**	748

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Долгосрочные займы и кредиты

Долгосрочные банковские кредиты включают:

Цель привлечения кредита	Валюта	Ставка	Срок погашения	На 31 декабря 2012 г.	На 31 декабря 2011 г.
Кредиты, привлеченные для пополнения оборотных средств	доллары США / евро	от LIBOR+0,58% до LIBOR+2,40%; 4,35%; EURIBOR+2,40%	2013-2017	**167**	148
Кредиты, привлеченные для финансирования целевой хозяйственной деятельности	доллары США	от LIBOR+0,60% до LIBOR+3,25%	2029	**456**	483
Кредиты, привлеченные для финансирования целевой хозяйственной деятельности	рубли	от 7,20% до 8,49%	2015	**101**	3
Кредиты, привлеченные для строительства/покупки основных средств	доллары США / евро	от LIBOR+1,00% до LIBOR+1,35%; 3,23% ; EURIBOR+0,35%	2016-2021	**27**	29
Итого				**751**	663
Затраты на выпуск долговых обязательств				**(2)**	(2)
Итого долгосрочные банковские кредиты				**749**	661

В основном долгосрочные банковские кредиты привлечены от иностранных банков в долларах США и обеспечены экспортными контрактами на поставку сырой нефти. В случае нарушения обязательств по своевременному погашению задолженности по таким кредитам, условия таких кредитных соглашений предоставляют банку кредитору прямое право требования в отношении выручки в сумме неисполненных обязательств, которую покупатель нефти, как правило, перечисляет через счета банков кредиторов. Дебиторская задолженность по таким контрактам составляет 32 млрд руб. и 43 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг., соответственно, и показана в составе торговой дебиторской задолженности покупателей и заказчиков.

В декабре 2011 года Компания получила финансирование по долгосрочному синдицированному кредиту с плавающей процентной ставкой от группы иностранных банков на сумму 1,4 млрд долл. США и 0,47 млрд евро (42,5 млрд руб. и 18,9 млрд руб. по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 года). Кредит подлежит погашению в течение 5 лет.

В апреле 2012 года Компания получила денежные средства по двум долгосрочным необеспеченным кредитам. Кредит в сумме 1,05 млрд долл. США (31,9 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) и 0,85 млрд евро (34,0 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) привлечен от синдиката иностранных банков под плавающую ставку сроком на 5 лет. Кредит привлечен на общекорпоративные цели.

Второе кредитное соглашение на сумму 1,0 млрд долл. США (30,4 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) заключено с российским банком под фиксированную процентную ставку и сроком погашения в 2015 году, который был досрочно погашен в ноябре 2012 года. Кредит привлечен для финансирования финансово-хозяйственной деятельности.

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Долгосрочные займы и кредиты (продолжение)

В третьем квартале 2012 года Компания получила денежные средства по двум долгосрочным необеспеченным кредитам: первый в сумме 0,53 млрд евро (21,3 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) привлечен от синдиката иностранных банков под плавающую ставку сроком на 5 лет и второй на общую сумму 100 млрд руб. от российского банка под фиксированную процентную ставку и сроком погашения в 2015 году. Кредиты привлечены на общекорпоративные цели. По состоянию на 31 декабря 2012 г. средства по кредитам выбраны в полном объеме.

В декабре 2012 года Компания подписала соглашения по привлечению двух долгосрочных кредитов от группы международных банков на общую сумму 16,8 млрд долл. США на финансирование приобретения у компании BP 50% акций ТНК-ВР (Примечание 39). Кредит в сумме 4,1 млрд долл. США (124,5 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) привлекается от группы иностранных банков под плавающую ставку сроком на 5 лет. Второе кредитное соглашение на сумму 12,7 млрд долл. США (385,7 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) заключено с группой иностранных банков под плавающую ставку на 2 года. По состоянию на 31 декабря 2012 г. выборок по указанным кредитам не осуществлялось.

В октябре 2012 года Компания выпустила два транша документарных неконвертируемых процентных облигаций на предъявителя номинальной стоимостью 20 млрд руб. Выплаты по купону будут осуществляться каждые 6 месяцев по фиксированной ставке 8,6% годовых. Срок погашения облигаций наступит в 2017 году.

В четвертом квартале 2012 года Компания привлекла финансирование через размещение еврооблигаций в общей сумме 3 млрд долл. США. Облигации были размещены двумя сериями по номинальной стоимости: первый в сумме 1 млрд долл. США (30,4 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) с купоном 3,149% годовых и сроком обращения до марта 2017 года и второй в сумме 2 млрд долл. США (60,7 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) с купоном 4,199% годовых и сроком обращения до марта 2022 года. Полученные средства будут направлены на общие корпоративные цели.

Клиентские депозиты включают в себя срочные депозиты клиентов дочерних банков, выраженные в рублях и иностранной валюте. На 31 декабря 2012 г. процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 4,00% до 15,12% годовых, и от 0,75% до 9,00% годовых по депозитам в иностранной валюте.

Ряд кредитных соглашений содержит ограничительные условия в финансовой и других областях, которые Компания как заемщик обязана выполнять. Данные ограничительные условия включают в себя соблюдение некоторых финансовых коэффициентов.

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. Компания соблюдает все финансовые и прочие ограничительные условия, содержащиеся в кредитных договорах.

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Краткосрочные займы и кредиты

В мае и в июле 2012 года Компания выдала заем стороннему предприятию на общую сумму 400 млн долл. США (13 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на даты перечисления средств) под процентную ставку 5,5% годовых, сроком на 12 месяцев. В октябре 2012 года Компания осуществила продажу займа иностранному банку за сумму, соответствующую балансовой стоимости актива на дату передачи. При этом банк и Компания заключили соглашение об опционах «пут» и «колл» в отношении прав и обязанностей по договору займа. Опцион «пут» предоставляет банку право в случае неуплаты второй стороной по договору займа какой-либо суммы потребовать от Компании обратного выкупа займа по номинальной стоимости с учетом процентов, начисленных, но не уплаченных до даты требования. Опцион «колл» предоставляет Компании право в любой момент выкупить у банка обратно все права и обязанности по договору займа по номинальной стоимости с учетом процентов, начисленных, но не уплаченных до даты требования. Выданный стороннему предприятию заем продолжает признаваться в составе статьи «Прочие краткосрочные финансовые активы – Займы» (Примечание 20) в сумме 12 млрд рублей в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2012 г. Обязательства перед банком представлены в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2012 г. в составе статьи «Краткосрочные займы и кредиты» в сумме 12 млрд руб.

Клиентские депозиты представляют собой срочные депозиты клиентов дочерних банков Компании, выраженные в рублях и иностранной валюте. На 31 декабря 2012 г. процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 0,01% до 11,00% годовых и валютным депозитам составляет от 0,01% до 7,20% годовых.

Займы, выраженные в рублях, представляют собой займы, привлеченные от компании, учитываемой по методу участия в капитале.

Займы от компаний, аффилированных с ОАО «НК «ЮКОС», включают в себя, в основном, выраженные в рублях займы от «ЮКОС Капитал С.а.р.л.», которые были привлечены под ставку 9% годовых и срок погашения которых наступил в конце 2007 г. Эти займы ранее были учтены на балансе его дочерних обществ, приобретенных Компанией по итогам аукциона реализации активов ОАО «НК «ЮКОС», которые в настоящий момент оспариваются Компанией. Компания частично погасила указанные обязательства в связи с исполнением решения суда в 2010 году (Примечание 39).

Векселя к уплате – компании, аффилированные с ОАО «НК «ЮКОС», в основном, представляют собой заемные средства, ранее учтенные на балансе его дочерних обществ, приобретенных Компанией по итогам аукциона реализации активов ОАО «НК «ЮКОС». Эти векселя в настоящий момент оспариваются Компанией. Векселя, по заявлению взыскателей, в основном, подлежат уплате по предъявлении, и ставка по ним составляет от 0% до 18% годовых (Примечание 39).

В 2012-2011 гг. Компания получала денежные средства по сделкам РЕПО и отражала данные операции как обеспеченный займ. На 31 декабря 2012 г. обязательства Компании по сделкам РЕПО составили 2 млрд руб. Справедливая стоимость ценных бумаг переданных в залог по сделкам РЕПО по состоянию на 31 декабря 2012 г. составила 2,5 млрд руб.

В течение 2012 года Компания не задерживала выплаты по кредитным договорам, договорам займа, а также не имела просрочек по соответствующим процентным выплатам.

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Финансовая аренда

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Долгосрочные обязательства по финансовой аренде	**11**	6
В том числе краткосрочная часть обязательств по финансовой аренде	***3***	*1*

Обязательства по финансовой аренде погашаются следующим образом:

	На 31 декабря 2012 г.		
	Минимальные арендные платежи	**Финансовые расходы**	**Текущая стоимость минимальных арендных платежей**
Менее года	4	(1)	3
От 1 до 5 лет	6	(1)	5
Свыше 5 лет	4	(1)	3
Итого	**14**	**(3)**	**11**

	На 31 декабря 2011 г.		
	Минимальные арендные платежи	**Финансовые расходы**	**Текущая стоимость минимальных арендных платежей**
Менее года	1	–	1
От 1 до 5 лет	3	–	3
Свыше 5 лет	4	(2)	2
Итого	**8**	**(2)**	**6**

Договоры финансовой аренды, заключенные Компанией, не содержат ограничительных условий, заключены на длительный срок и некоторые из них подразумевают выкуп оборудования по истечении арендного срока. Компания заключала договоры финансовой аренды как в рублях, так и в долларах США.

Компания получила в лизинг следующие объекты основных средств, которые отражены в составе статьи «Основных средства» (Примечание 24):

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Машины и оборудование	**8**	1
Транспортные средства	**6**	8
Итого первоначальная стоимость	**14**	9
Минус: накопленная амортизация	**(3)**	(2)
Итого остаточная стоимость основных средств, полученных в лизинг	**11**	7

31. Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам

В декабре 2008 года Компания заключила сделку процентного SWAP на пять лет, применяемую к условной сумме 500 млн долл. США (15 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2008 г.). Данная сделка позволяет конвертировать плавающую ставку LIBOR в определенную фиксированную ставку. Вторая сторона по сделке процентного SWAP имеет право расторгнуть сделку не ранее двух лет с момента ее заключения. Средневзвешенная фиксированная процентная ставка по контракту составляет 1,71% годовых.

В декабре 2007 года Компания заключила сделку процентного SWAP на пять лет, применяемую к условной сумме 3 млрд долл. США (74 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2007 г.). Сделка была завершена в декабре 2012 года. Данная сделка позволяла конвертировать плавающую ставку LIBOR в определенную фиксированную ставку. Вторая сторона по сделке процентного SWAP имела право расторгнуть сделку. Средневзвешенная фиксированная процентная ставка по контракту составляла 3,41% годовых.

Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам включают:

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Сделка процентного SWAP	–	4
Итого краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам	–	4

Процентные SWAP оцениваются в соответствии с кривой доходности, по текущей стоимости предполагаемых будущих денежных потоков на основе рыночных котировок процентных ставок. Оценка справедливой стоимости производится на основании данных, полученных и рассчитанных в системе Bloomberg.

Изменение справедливой стоимости обязательств по действующим процентным SWAP контрактам было отражено как финансовые доходы в сумме 4 млрд руб. и как уменьшение финансовых расходов в сумме 2 млрд руб., в консолидированном отчете о совокупном доходе за 2012 и 2011 гг., соответственно.

32. Краткосрочные обязательства по прочим налогам

Краткосрочные обязательства по прочим налогам включают:

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Налог на добычу полезных ископаемых	**44**	41
НДС	**19**	13
Акцизы	**10**	7
Налог на доходы физических лиц	**1**	–
Налог на имущество	**3**	3
Прочие	–	2
Итого обязательства по прочим налогам	**77**	66

33. Резервы

	Обязательства, связанные с выбытием активов	Резерв на восстановление окружающей среды	Судебные, налоговые иски и прочие	Всего
Остаток на 31 декабря 2010 г., в том числе	**44**	**3**	**5**	**52**
Долгосрочные	44	3	–	47
Краткосрочные	–	–	5	5
Резервы, созданные в течение года	13	–	–	13
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
Изменения оценочных данных	(3)	1	–	(2)
Изменения ставки дисконтирования	(4)	–	–	(4)
Прошествия времени	4	–	–	4
Использовано	–	–	–	–
Остаток на 31 декабря 2011 г., в том числе	**54**	**4**	**5**	**63**
Долгосрочные	54	3	–	57
Краткосрочные	–	1	5	6
Резервы, созданные в течение года	5	1	1	7
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
Изменения оценочных данных	(3)	–	(1)	(4)
Изменения ставки дисконтирования	7	–	–	7
Прошествия времени	4	–	–	4
Использовано	(3)	–	(2)	(5)
Остаток на 31 декабря 2012 г., в том числе	**64**	**5**	**3**	**72**
Долгосрочные	64	3	–	67
Краткосрочные	–	2	3	5

Обязательства, связанные с выбытием активов, представляют собой оценку стоимости затрат на ликвидацию скважин, рекультивацию песчаных карьеров, шламовых амбаров, поврежденных земель, демонтажа трубопроводов и линий электропередач. В части ожидаемых платежей по обязательствам, связанным с выбытием активов, бюджет формируется на годовой основе. В зависимости от складывающейся экономической ситуации в компании фактические расходы могут отличаться от сумм, заложенных в бюджете.

34. Пенсионные обязательства

Планы с установленными взносами

Компания производит отчисления в государственный Пенсионный фонд Российской Федерации. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от суммы заработной платы до налогообложения и относятся на затраты по мере начисления.

34. Пенсионные обязательства (продолжение)

Планы с установленными взносами (продолжение)

Компания также поддерживает корпоративный пенсионный план с заранее определенными взносами для финансирования негосударственных пенсий работников.

Пенсионные отчисления, отраженные в консолидированном отчете о совокупном доходе, составили:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Государственный Пенсионный фонд	**16**	14	10
НПФ «Нефтегарант»	**3**	3	3
Итого пенсионные отчисления	**19**	17	13

35. Акционерный капитал

Обыкновенные акции

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг.:

Разрешенные к выпуску обыкновенные акции:	
количество, млн шт.	10 598
сумма, млрд руб.	0,6
Выпущенные и полностью оплаченные акции:	
количество, млн шт.	10 598
сумма, млрд руб.	0,6
Номинальная стоимость 1 обыкновенной акции, руб.	0,01

Основой для распределения прибыли служит бухгалтерская отчетность ОАО «НК «Роснефть», составленная по российским стандартам, и существенно отличающаяся от отчетности по МСФО (Примечание 3). В соответствии с российским законодательством, такое распределение осуществляется исходя из чистой прибыли текущего года, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. По российскому законодательству, дивиденды не могут быть больше бухгалтерской прибыли, полученной за отчетный период.

10 июня 2011 г. общее годовое собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2010 года в сумме 29 млрд руб. или 2,76 руб. на одну акцию. Из них 27 млрд руб. относятся к акциям в обращении, включая налог на дивиденды по казначейским акциям.

20 июня 2012 г. общее годовое собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2011 года в сумме 37 млрд руб. или 3,45 руб. на одну акцию. Из них 33 млрд руб. относятся к акциям в обращении, включая налог на дивиденды по казначейским акциям. В августе 2012 года утвержденные дивиденды были полностью выплачены.

30 ноября 2012 г. внеочередное общее собрание акционеров утвердило дополнительные дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2011 года в сумме 42 млрд руб. или 4,08 руб. на одну акцию. Из них 38 млрд руб. относятся к акциям в обращении, включая налог на дивиденды по казначейским акциям. В декабре 2012 утвержденные дивиденды были полностью выплачены. Таким образом, сумма дивидендов за 2011 год составила 25% от чистой прибыли Компании по МСФО, относящейся к акционерам Роснефти.

35. Акционерный капитал (продолжение)

Собственные акции, выкупленные у акционеров

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Количество, млн шт.	**1 360**	1 010
Сумма, млрд руб.	**299**	224

В апреле 2011 года Компания выкупила 11 296 701 шт. собственных акций за 2,9 млрд руб. или 258 руб. за одну акцию.

В июне 2012 года Компания выкупила 321 963 949 шт. собственных акций за 68 млрд руб. или 212 руб. за одну акцию.

В августе 2012 года Компания передала 185 794 шт. собственных акций в счет выплаты вознаграждения за 2011 и 2012 года независимым членам совета директоров Компании. Балансовая и рыночная стоимость данного пакета акций составила 0,04 млрд руб. (Примечание 37).

В ноябре 2012 года Компания выкупила 28 513 639 шт. собственных акций за 7 млрд руб. или 249 руб. за одну акцию.

Добавочный капитал

	2012 г.	**2011 г.**
Добавочный капитал на 1 января	**386**	396
Изменение долей участия в дочерних компаниях	**(1)**	(10)
Добавочный капитал на 31 декабря	**385**	386

В 2012 и 2011 годах Компания приобрела дополнительные доли участия в двух дочерних обществах. Эффект от этих операций на общую сумму 1 млрд руб. и 10 млрд руб., соответственно,. был отнесен на уменьшение добавочного капитала.

36. Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств определяется следующим образом:

- справедливая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств, торгующихся на активных ликвидных рынках, определяется в соответствии с рыночными котировками;
- справедливая стоимость прочих финансовых активов и финансовых обязательств определяется в соответствии с общепринятыми моделями на основе анализа дисконтированных денежных потоков с применением цен, используемых в существующих сделках на текущем рынке;
- справедливая стоимость производных финансовых инструментов определена с использованием рыночных котировок. В том случае, когда такие котировки недоступны, справедливая стоимость определяется с использованием моделей оценки, основанных на допущениях, подтверждаемых наблюдаемыми рыночными ценами или ставками, действующими на отчетную дату.

36. Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)

Активы и обязательства Компании, которые оцениваются по справедливой стоимости на повторяющейся основе, представлены в соответствии с иерархией справедливой стоимости в таблице ниже.

	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2012 г.			
	Уровень 1	**Уровень 2**	**Уровень 3**	**Итого**
Активы:				
Оборотные средства				
Торговые ценные бумаги	**13**	**8**	**–**	**21**
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	**5**	**15**	**–**	**20**
Производные финансовые инструменты	**–**	**3**	**–**	**3**
Внеоборотные средства				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	**6**	**–**	**–**	**6**
Производные финансовые инструменты	**–**	**2**	**–**	**2**
Всего активов по справедливой стоимости	**24**	**28**	**–**	**52**

	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2011 г.			
	Уровень 1	**Уровень 2**	**Уровень 3**	**Итого**
Активы:				
Оборотные средства				
Торговые ценные бумаги	9	10	–	19
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	8	7	–	15
Внеоборотные средства				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	5	7	–	12
Всего активов по справедливой стоимости	**22**	**24**	**–**	**46**
Краткосрочные обязательства:				
Производные финансовые инструменты	–	(4)	–	(4)
Всего обязательств по справедливой стоимости	**–**	**(4)**	**–**	**(4)**

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, дебиторской и кредиторской задолженности приблизительно равна их учетной стоимости, отраженной в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

36. Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)

Ниже приводится сопоставление по категориям балансовой стоимости и справедливой стоимости всех финансовых инструментов Компании, которые отражены в консолидированной финансовой отчетности:

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	На 31 декабря		На 31 декабря	
	2012 г.	2011 г.	2012 г.	2011 г.
Финансовые активы				
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток:				
Производные финансовые инструменты	**5**	–	**5**	–
Корпоративные и государственные облигации	**15**	19	**15**	19
Займы выданные:				
Банковские депозиты	–	52	–	52
Займы, выданные ассоциированным компаниям	**12**	17	**12**	17
Прочие	**1**	1	**1**	1

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	На 31 декабря		На 31 декабря	
	2012 г.	2011 г.	2012 г.	2011 г.
Финансовые обязательства				
Финансовые обязательства, оцениваемые по амортизированной стоимости:				
Кредиторская задолженность	**(208)**	(181)	**(208)**	(181)
Кредиты и займы с плавающей ставкой	**(632)**	(642)	**(605)**	(624)
Кредиты и займы с фиксированной ставкой	**(331)**	(106)	**(321)**	(108)
Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток:				
Производные финансовые инструменты	–	(4)	–	(4)
Обязательства по финансовой аренде	**(11)**	(6)	**(11)**	(6)

37. Операции со связанными сторонами

В настоящей консолидированной финансовой отчетности связанными считаются стороны, одна из которых имеет возможность контролировать или осуществлять значительное влияние на операционные и финансовые решения другой стороны. В 2010, 2011 и 2012 гг. Компания осуществляла операции со следующими связанными сторонами: зависимые и совместные компании; совместные операции; предприятия, которые напрямую или косвенно контролируются правительством Российской Федерации; основной управленческий персонал; пенсионные фонды (Примечание 34).

37. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Связанные стороны могут осуществлять сделки, которые несвязанные стороны могут не проводить. Кроме того, такие сделки могут осуществляться на условиях, отличных от условий сделок между несвязанными сторонами.

Раскрытие операций со связанными сторонами представляется агрегированно для компаний, напрямую или косвенно контролируемых правительством Российской Федерации и зависимых и прочих компаний. Помимо этого, в каждом периоде возможно дополнительное раскрытие отдельных существенных операций (остатков и оборотов) с отдельными связанными сторонами.

В рамках текущей деятельности Компания осуществляет операции с другими компаниями, контролируемыми государством. Тарифы на электроэнергию, транспортные тарифы на территории Российской Федерации регулируются Федеральной службой по тарифам, уполномоченным органом Российской Федерации. Кредиты банков предоставляются исходя из рыночных процентных ставок. Налоги начисляются и уплачиваются в соответствии с применимым налоговым законодательством. Реализация нефти и нефтепродуктов связанным сторонам осуществляется в рамках обычной деятельности по ценам, существенно не отличающимся от средних рыночных цен, реализация газа на территории Российской Федерации осуществляется в основном по тарифам, устанавливаемым Федеральной службой по тарификации.

Операции с компаниями, которые напрямую или косвенно контролируются правительством Российской Федерации

Выручка от реализации и доходы

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Реализация нефти и газа	**94**	28	8
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	**30**	25	20
Вспомогательные услуги и прочая реализация	**2**	2	2
Финансовые доходы	**18**	7	7
	144	62	37

Затраты и расходы

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Производственные и операционные расходы	**8**	10	5
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	**187**	181	126
Прочие расходы	**17**	7	–
Финансовые расходы	**4**	–	–
	216	198	131

Прочие операции

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Приобретение финансовых активов и инвестиций	**(6)**	(9)	(1)
Реализация финансовых активов и инвестиций	**–**	1	–
Поступление кредитов	**100**	–	–
Выплата кредитов	**(2)**	(3)	(43)
Кредиты и займы выданные	**–**	(1)	–
Депозиты размещенные	**(10)**	(30)	(105)
Депозиты погашенные	**24**	165	24
Выкуп акций	**(1)**	–	–

37. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с компаниями, которые напрямую или косвенно контролируются правительством Российской Федерации (продолжение)

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Активы		
Денежные средства и их эквиваленты	**188**	55
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	**13**	11
Авансы выданные и прочие оборотные активы	**15**	16
Финансовые активы	**7**	11
	223	93
Обязательства		
Кредиторская задолженность и начисления	**15**	2
Займы и кредиты	**100**	–
	115	2

Операции с совместными компаниями

Выручка от реализации и доходы

	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Вспомогательные услуги и прочая реализация	–	3	2
Финансовые доходы	**1**	1	2
	1	4	4

Затраты и расходы

	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов	**89**	68	37
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	**6**	5	3
Прочие расходы	**1**	5	–
	96	78	40

Прочие операции

	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Выплата кредитов	**(2)**	–	(3)
Погашение кредитов и займов выданных	**5**	3	–

37. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с совместными компаниями (продолжение)

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Активы		
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	–	1
Авансы выданные и прочие оборотные активы	–	–
Финансовые активы	–	6
	–	7
Обязательства		
Кредиторская задолженность и начисления	**7**	1
Займы и кредиты	**5**	7
Итого остатки по счетам взаиморасчетов	**12**	8

Операции с зависимыми компаниями

Покупка нефти у зависимых компаний осуществляется по ценам внутреннего российского рынка.

Долгосрочные займы, выданные связанным сторонам, по условиям контрактов имеют срок погашения от 3 до 9 лет (Примечание 26). Займы предоставляются по процентным ставкам от 5,0% до 10,3% годовых.

Выручка от реализации и доходы

	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Реализация нефти и газа	**1**	2	1
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	**2**	5	4
Вспомогательные услуги и прочая реализация	**4**	6	4
Финансовые доходы	**1**	1	–
	8	14	9

Затраты и расходы

	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов	**19**	12	8
Производственные и операционные расходы	**2**	4	7
Прочие расходы	**7**	3	1
	28	19	16

Прочие операции

	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Приобретение финансовых активов	–	(5)	–
Реализация финансовых активов	–	–	–
Кредиты и займы выданные	**(1)**	–	(5)
Погашение кредитов и займов выданных	–	3	–

37. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с зависимыми компаниями (продолжение)

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря	
	2012 г.	**2011 г.**
Активы		
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	**6**	8
Финансовые активы	**12**	10
	18	18
Обязательства		
Кредиторская задолженность и начисления	**11**	8
	11	8

Операции с негосударственным пенсионным фондом «Нефтегарант»

Затраты и расходы

	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Прочие расходы	**3**	3	3

Прочие операции

	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Выплата кредитов	–	(1)	(1)

Вознаграждение основному управленческому персоналу

В целях подготовки настоящей консолидированной финансовой отчетности к основному управленческому персоналу отнесены: Президент ОАО «НК «Роснефть», Вице-президенты, члены Совета директоров, члены Правления, члены Ревизионной комиссии, Директора департаментов и Руководители самостоятельных подразделений, а также иные должностные лица, наделенные соответствующими полномочиями.

Краткосрочное вознаграждение основного управленческого персонала, включая заработную плату и премии с учетом налога на доходы физических лиц и социальных отчислений, суммы выплаченного выходного пособия и страховых взносов по страхованию основного управленческого персонала составили 9,1 млрд руб., 4,4 млрд руб. и 2,5 млрд руб. в 2012, 2011 и 2010 гг., соответственно.

Решением годового общего собрания акционеров 18 июня 2010 г. было установлено вознаграждение независимым членам Совета Директоров ОАО «НК «Роснефть» – Костину Андрею Леонидовичу, Некипелову Александру Дмитриевичу, Рудлоффу Ханс-Йоргу за период выполнения ими своих обязанностей путем передачи каждому из указанных членов Совета директоров 26 099 штук акций ОАО «НК «Роснефть».

37. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Вознаграждение основному управленческому персоналу (продолжение)

Решением годового общего собрания акционеров 10 июня 2011 г. было утверждено вознаграждение путем передачи пакета акций ОАО «НК «Роснефть» следующим членам Совета директоров ОАО «НК «Роснефть» за период выполнения ими своих обязанностей: Костину Андрею Леонидовичу, Некипелову Александру Дмитриевичу и Рудлоффу Хансу-Йоргу – по 25 238 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Реусу Андрею Георгиевичу и Токареву Николаю Петровичу – по 20 821 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Богданову Владимиру Леонидовичу – 18 928 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Богданчикову Сергею Михайловичу – 14 021 штук акций ОАО «НК «Роснефть».

Решением годового общего собрания акционеров 20 июня 2012 г. было утверждено вознаграждение следующим членам Совета директоров ОАО «НК «Роснефть» за периоды выполнения ими своих обязанностей с 10 июня 2011 г. по 13 сентября 2011 г. и с 13 сентября 2011 г. по 20 июня 2012 г. путем передачи пакета акций ОАО «НК «Роснефть» Некипелову Александру Дмитриевичу – 28 944 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Костину Андрею Леонидовичу и Рудлоффу Хансу-Йоргу – по 26 925 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Шишину Сергею Владимировичу – 24 906 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Токареву Николаю Петровичу и Шугаеву Дмитрию Евгеньевичу – по 22 213 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Богданову Владимиру Леонидовичу – 17 408 штук акций ОАО «НК «Роснефть», а также Варнигу Маттиасу – 16 260 штук акций ОАО «НК «Роснефть» за период выполнения им своих обязанностей с 13 сентября 2011 г. по 20 июня 2012 г.

38. Основные дочерние предприятия

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2012 г. Всего акции	2012 г. Голос. акции	2011 г. Всего акции	2011 г. Голос. акции
Разведка и добыча			%	%	%	%
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Пурнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Северная нефть»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «РН-Астра»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Дагнефтегаз»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**81,22**	**81,22**	81,22	94,96
ОАО «НК «Роснефть»-Дагнефть»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**68,70**	**68,70**	68,70	91,60
ЗАО «Ванкорнефть»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**93,96**	**93,96**	93,96	93,96
ОАО «Грознефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**51,00**	**51,00**	51,00	51,00
ООО «РН-Эксплорейшн»	Россия	Поиск и разведка месторождений	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Кайганнефтегаз»	Россия	Поиск и разведка месторождений	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Восточно-сибирская нефтегазовая компания»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**100,00**	**100,00**	99,52	99,52
ООО «Вал Шатского»	Россия	Разработка нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Самаранефтегаз»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00

38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2012 г. Всего акции	2012 г. Голос. акции	2011 г. Всего акции	2011 г. Голос. акции
Нефтепереработка и сбыт			%	%	%	%
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-МЗ «Нефтепродукт»	Россия	Производство нефтепродуктов	**65,42**	**65,42**	65,42	87,23
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Ачинский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Ангарский завод полимеров»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Сызранский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «Нефтегорский газоперерабатывающий завод»	Россия	Переработка газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «Отрадненский газоперерабатывающий завод»	Россия	Переработка газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-АРТАГ»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**38,00**	**50,67**	38,00	50,67
ОАО «НК «Роснефть»-Алтайнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**64,18**	**78,59**	64,18	78,59
ООО «РН-Архангельскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Кабардино-Балкарская Топливная Компания»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**99,81**	**99,89**	99,81	99,89
ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**89,50**	**96,61**	89,50	96,61
ОАО «НК «Роснефть»-Карачаево-Черкесскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**85,99**	**85,99**	85,99	87,46
ОАО «НК «Роснефть»-Курганнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**83,32**	**90,33**	83,32	90,33
ООО «РН-Находканефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Смоленскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**66,67**	**86,97**	66,67	86,97
ООО «РН-Туапсенефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Востокнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Ставрополье»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Трейд»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00

38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2012 г. Всего акции	2012 г. Голос. акции	2011 г. Всего акции	2011 г. Голос. акции
Нефтепереработка и сбыт (продолжение)			%	%	%	%
ЗАО «Иркутскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Самаранефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «Самара-Терминал»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Бурятнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**97,48**	**98,88**	97,48	98,88
ЗАО «Хакаснефтепродукт» ВНК	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Томскнефтепродукт» ВНК	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Белгороднефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «Брянскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Воронежнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «Липецкнефтепродукт»	Россия	Торговлянефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «Орелнефтепродукт»	Россия	Торговлянефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «Пензанефтепродукт»	Россия	Торговлянефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «Тамбовнефтепродукт»	Россия	Торговлянефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «Ульяновскнефтепродукт»	Россия	Торговлянефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «Ульяновск- Терминал»	Россия	Торговлянефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «РН-Москва»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «НБА-Сервис»	Россия	Торговлянефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Гермес-Москва»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**85,61**	**85,61**	85,61	85,61
ЗАО «Контракт Ойл»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «Мытищинская топливная компания»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Ставропольнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «Ю-Кубань»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Ингушнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
«Роснефть Трейдинг С.А.»	Швейцария	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
«Трампет Лимитед»	Ирландия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «Полярный терминал»	Россия	Торговля нефтепродуктами	**100,00**	**100,00**	–	–

38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2012 г. Всего акции	2012 г. Голос. акции	2011 г. Всего акции	2011 г. Голос. акции
Прочие			%	%	%	%
«Роснефть Интернэшнл Лтд»	Ирландия	Холдинговая компания	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «ЮкосТранссервис»	Россия	Транспортные услуги	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «Роснефтефлот»	Россия	Транспортные услуги	**51,00**	**51,00**	51,00	51,00
ОАО «Всероссийский банк развития регионов» (ВБРР)	Россия	Банковские услуги	**84,67**	**84,67**	84,67	84,67
ОАО «Дальневосточный банк»	Россия	Банковские услуги	**84,09**	**84,67**	82,06	82,62
ЗАО «РН-Шельф-Дальний Восток»	Россия	Корпоративное управление	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ЗАО «РН-Энергонефть»	Россия	Услуги по передаче электроэнергии	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Бурение»	Россия	Услуги по бурению	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «НК «Роснефть-НТЦ»	Россия	Научные и проектно изыскательные работы	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Роснефть-Сахалин»	Россия	НИОКР	**55,00**	**55,00**	55,00	55,00
ООО «ПХК ЦСКА»	Россия	Деятельность в области спорта	**80,00**	**80,00**	100,00	100,00
ООО «Центр исследований и разработок»	Россия	НИОКР	**100,00**	**100,00**	–	–

39. Условные активы и обязательства

Политико-экономическая ситуация в России

В России продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной систем в соответствии с требованиями рыночной экономики. Будущая стабильность российской экономики во многом зависит от хода реформ в указанных областях, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

Российская экономика подвержена влиянию рыночных колебаний и снижения темпов экономического развития в мировой экономике. Мировой финансовый кризис привел к возникновению неопределенности относительно будущего экономического роста, доступности финансирования, а также стоимости капитала, что может в будущем негативно повлиять на финансовое положение, результаты операций и экономические перспективы Компании.

Руководство Компании полагает, что оно предпринимает надлежащие меры по поддержанию экономической устойчивости Компании в текущих условиях.

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Судебные иски

В 2006 году компания «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» (далее – «ЮКОС Капитал С.а.р.л.»), бывшее дочернее предприятие ОАО НК «ЮКОС», инициировала арбитражные процессы против ОАО «Юганскнефтегаз», которое впоследствии было присоединено к Компании, и ОАО «Самаранефтегаз», дочернего предприятия Компании, в различных судах, обвиняя в неисполнении обязательств по шести займам, выраженным в рублях. Международным коммерческим арбитражным судом (далее – МКАС) при Торгово-Промышленной палате Российской Федерации (далее – ТПП РФ) были вынесены четыре решения в пользу «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» против ОАО «Юганскнефтегаз» в отношении четырех займов на общую сумму 12,9 млрд руб. Арбитраж, сформированный в соответствии с правилами Международной Торговой Палаты (далее – МТП), вынес решение против ОАО «Самаранефтегаз» в сумме 3,1 млрд руб. в части суммы основного долга и процентов плюс проценты в размере 9% годовых на вышеуказанную сумму основного долга и процентов за период после вынесения решения в связи с двумя другими займами.

В 2007 году Компания успешно оспорила решения МКАС при ТПП РФ, которые были отменены российским судом, включая Высший арбитражный суд РФ. Тем не менее, «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» подала иск о признании решений МКАС в Нидерландах. Хотя районный суд Амстердама отказал в приведении в исполнение вышеуказанных решений на территории Нидерландов на основании того, что они были надлежащим образом отменены компетентным судом 28 апреля 2009 г., Апелляционный суд Амстердама отменил решение районного суда и разрешил «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» привести в исполнение решение МКАС на территории Нидерландов. 25 июня 2010 г. Верховный Суд Нидерландов вынес решение о признании не подлежащей рассмотрению жалобы Компании на решение Апелляционного суда Амстердама. Несмотря на то, что Компания не согласна с решениями указанных выше голландских судов, 11 августа 2010 г. она их выполнила и произвела соответствующие выплаты в отношении предъявленного Компании иска.

Во время разбирательства в Нидерландах «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» подала дополнительное исковое заявление против Компании в Высокий Суд Правосудия в Лондоне о признании и приведении в исполнение решений МКАС в Англии и Уэльсе, а также присуждении процентов на суммы, указанные в этих решениях.

После осуществления Компанией вышеуказанных выплат «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» продолжает требовать в Высоком Суде Правосудия в Лондоне уплаты процентов, рассчитанных со ссылками на положения закона, сумма которых составляет около 4,6 млрд руб. на дату подачи иска. 14 июня 2011 г. Высокий Суд Правосудия вынес промежуточное решение по двум предварительным вопросам, которые он согласился рассмотреть до вынесения решения по существу иска. Несмотря на то, что суд разрешил оба вопроса в пользу «ЮКОС Капитал С.а.р.л.», он в то же время предоставил Компании возможность обжалования, которой она воспользовалась. 27 июня 2012 г. Апелляционный суд Англии вынес решение в пользу Компании по одному из этих предварительных вопросов. Ни одна из сторон не ходатайствовала о дальнейшем обжаловании. Ожидается возвращение дела в Высокий Суд Правосудия, который установит график дальнейших действий. Заявление Компании в суд в отношении следующего предварительного вопроса будет рассмотрено в суде в марте 2013 г. Компания намерена приложить все возможные усилия для отстаивания своей позиции в рамках оставшихся судебных разбирательств в Англии.

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Судебные иски (продолжение)

В 2007 году были заявлены иски о ничтожности сделок с «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» по займам в российских арбитражных судах в Москве и Самаре. Производство по обоим разбирательствам было приостановлено на некоторое время. Однако 1 февраля 2012 г. Арбитражный суд Самарской области признал недействительными договоры займа между «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» и ОАО «Самаранефтегаз». 17 июля 2012 г. 11 Арбитражный Апелляционный Суд отклонил жалобу «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» на вышеуказанное решение. «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» подал кассационную жалобу на оба решения в Федеральный Арбитражный суд Поволжского округа, слушания по которой назначены на 28 февраля 2013 г.

11 июля 2012 г. Арбитражный Суд г. Москвы признал недействительными договоры займа между «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» и ОАО «Юганскнефтегаз». 9 октября 2012 г. 9 Арбитражный Апелляционный Суд отклонил жалобу «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» на вышеуказанное решение. «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» подал кассационную жалобу в Федеральный арбитражный суд Московского округа на указанные судебные акты, рассмотрение которой назначено на 25 февраля 2013 г.

2 июля 2010 г. «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» подала ходатайство в Федеральный Окружной суд США по Южному Округу штата Нью-Йорк (далее «Окружной суд США») о признании и приведении в исполнение указанного выше решения МТП, вынесенного против ОАО «Самаранефтегаз». В августе 2010 года «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» также начала процесс в Арбитражном суде Самарской области о признании и приведении в исполнение данного решения в Российской Федерации.

15 февраля 2011 г. Арбитражный суд Самарской области отказал в удовлетворении заявления «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» о признании и приведении в исполнение решения. Срок подачи кассационной жалобы на указанное определение истек, но «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» такую жалобу не подала. 20 января 2012 г. ОАО «Самаранефтегаз» подало ходатайство в Окружной суд США о вынесении решения в порядке упрощенного судопроизводства по вопросу наличия у суда компетенции рассматривать спор. По этому вопросу 24 июля 2012 г. Окружной Суд США вынес решение в пользу «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» о наличии у суда компетенции рассматривать спор в отношении ОАО «Самаранефтегаз» в штате Нью-Йорк. «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» и ОАО «Самаранефтегаз» затем подали перекрестные процессуальные документы о рассмотрении спора в порядке упрощенного судопроизводства по вопросу о том, должен ли Окружной суд США привести в исполнение арбитражное решение. Процессуальные документы сторон находятся на рассмотрении суда.

Компания «Юкос Интернешнл ЮК БВ» инициировала против ОАО «НК «Роснефть» и других соответчиков, не связанных с ОАО «НК «Роснефть», разбирательство в Окружном суде Амстердама, требуя возмещения убытков в размере до 333 млн долл. США (10 млрд руб. по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 года) плюс проценты в установленном законом размере, начиная с 7 февраля 2011 г., и расходы. В данном разбирательстве компания «Юкос Интернешнл ЮК БВ» заявила об ущербе, якобы причиненным вынесением судом Амстердама в 2007 г. приказа об аресте счета в банке, что, как заявляет компания «Юкос Интернешнл ЮК БВ», ограничило ее способность инвестировать определенные средства по своему усмотрению. 27 июня 2012 г. состоялось первое судебное заседание по этому делу. 3 октября 2012 г. ОАО «НК «Роснефть» подала возражение на иск. В этом возражении приводятся различные основания защиты, включая то, что суд надлежащим образом вынес приказ об аресте, и что компания «Юкос Интернешнл ЮК БВ» не понесла никаких убытков вследствие размещения своих средств на процентном счете, выбранном ею. 20 февраля 2013 г. должно быть подано ответное заявление компании «Юкос Интернешнл ЮК БВ».

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Судебные иски (продолжение)

Компания и ее дочернее предприятие участвуют в арбитражных процессах в рамках банкротства ОАО «Саханефтегаз» и ОАО «Ленанефтегаз» с целью возврата средств по отдельным договорам займа и договорам поручительства, в общей сумме 1,3 млрд руб., на всю сумму данной задолженности создан резерв.

В 2009-2012 годах в отношении Компании и ее отдельных дочерних (зависимых) обществ Федеральной антимонопольной службой и ее территориальными подразделениями (далее «ФАС России») выносились решения о нарушении отдельных положений антимонопольного законодательства при осуществлении продаж нефтепродуктов, по факту нарушений принимались решения о привлечении к административной ответственности. По состоянию на 31 декабря 2012 г. общая сумма административных штрафов, предъявленных ФАС и ее территориальными органами в отношении Роснефти и ее дочерних обществ, составляет 0,3 млрд руб.

ОАО «НК «Роснефть» и ее дочерние предприятия вовлечены в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления их деятельности. По мнению руководства Компании, конечный результат данных судебных разбирательств не будет иметь существенного влияния на результаты деятельности или финансовое состояние Компании.

Налогообложение

Система налогообложения в Российской Федерации постоянно развивается и меняется. Ряд различных законодательных и нормативных актов в области налогообложения не всегда четко сформулирован. Нередки случаи расхождения во мнениях при их интерпретации между местными, региональными и федеральными налоговыми органами.

В настоящее время действует механизм начисления штрафов и пеней, связанных с отраженными и выявленными нарушениями российских законов, постановлений и соответствующих нормативов. Штрафы и пени начисляются при обнаружении занижения налоговых обязательств. Как следствие, сумма штрафов и пеней может быть существенной по отношению к сумме выявленных налоговых нарушений.

В Российской Федерации налоговая декларация подлежит пересмотру и проверке в течение трех лет. Проведение выездной налоговой проверки или проверки любой налоговой декларации, относящейся к этому году, не означает, что в течение указанного трехлетнего периода не может быть проведена повторная налоговая проверка.

С 1 января 2012 г. принципы определения рыночных цен изменены, перечни лиц, которые могут быть признаны взаимозависимыми, и перечни сделок, являющихся контролируемыми, расширены. Поскольку правоприменительная практика по новым правилам еще не сложилась и некоторые нормы нового закона содержат противоречия, их нельзя назвать вполне определенными. С целью устранения существенного влияния рисков, связанных с трансфертным ценообразованием, на консолидированную отчетность в Компании разработаны методики ценообразования по всем типам контролируемых сделок, стандарт подготовки отчетной документации, проводятся на систематической основе исследования баз данных для определения рыночного уровня цен (рентабельности) по контролируемым сделкам.

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Налогообложение (продолжение)

В ноябре 2012 г. Компания и ФНС Российской Федерации подписали Соглашение о ценообразовании для целей налогообложения в сделках по реализации нефти на российском рынке. Участниками Соглашения также выступили 6 дочерних обществ Компании. Документ определяет принципы и методы ценообразования в обозначенных сделках. Соглашение подписано в рамках нового порядка налогового контроля за соответствием уровня цен в сделках между взаимозависимыми лицами рыночным ценам.

В соответствии с дополнениями к части первой Налогового кодекса РФ, внесенными Федеральным законом РФ от 16 ноября 2011 г. № 321-ФЗ, Компания создала консолидированную группу налогоплательщиков, в состав которой вошло 22 общества Компании, включая ОАО «НК «Роснефть». ОАО «НК «Роснефть» назначено ответственным участником группы. С 1 января 2013 г. в соответствии с условиями заключенного соглашения количество участников консолидированной группы налогоплательщиков увеличено до 44. Руководство Компании полагает, что создание консолидированной группы не влечет за собой существенных изменений налоговой нагрузки в целом по группе для целей настоящей консолидированной финансовой отчетности.

В отчетном периоде налоговые органы продолжали налоговые проверки ОАО «НК «Роснефть» и отдельных дочерних обществ по результатам деятельности за 2008-2011 годы. ОАО «НК «Роснефть» и ее дочерние общества оспаривают ряд предъявленных претензий в порядке досудебного обжалования в Федеральной налоговой службе, а также в судебном порядке в судах Российской Федерации. По мнению руководства Компании, результаты проверок не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение или результаты операций.

На 31 декабря 2012 г. сумма НДС, по которой возможен риск невозмещения налоговым органом, является несущественной. В настоящее время Компания возмещает НДС по текущим декларациям в полном объеме в заявительном порядке.

Руководство Компании полагает, что последствия данных рисков не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое состояние или результаты деятельности Компании. В целом, руководство считает, что Компания уплатила или начислила все установленные законом налоги. Применительно к сделкам, в отношении которых существует неопределенность касательно налогов, кроме налога на прибыль, Компания начислила налоговые обязательства в соответствии с лучшей оценкой руководства вероятного оттока ресурсов, которые потребуются для урегулирования указанных обязательств. Выявленные на отчетную дату возможные обязательства, которые руководство определяет как обязательства, связанные с разным толкованием налогового законодательства и нормативных актов, не начисляются в консолидированной финансовой отчетности.

Инвестиционные обязательства

Компания и её дочерние общества вовлечены в программы по геологоразведке и разработке месторождений, а также по переоснащению перерабатывающих и сбытовых предприятий. Бюджет данных проектов формируется на годовой основе.

Общая сумма законтрактованных, но еще не исполненных поставок, которые относятся к строительству и приобретению имущества, машин и оборудования, составила 340 млрд руб. и 195 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. соответственно.

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Обязательства по охране окружающей среды

Компания проводит периодическую оценку своих обязательств по охране окружающей среды в соответствии с законодательством об охране окружающей среды. Обязательства отражаются в консолидированной финансовой отчетности по мере выявления. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате изменений действующего законодательства, регулирования гражданских споров или изменений в нормативах, не могут быть оценены с достаточной точностью, но они могут оказаться существенными. При существующей системе контроля руководство Компании считает, что в настоящий момент не имеется существенных обязательств, связанных с нанесением ущерба окружающей среде, помимо тех, которые отражены в консолидированной финансовой отчетности.

Долгосрочные контракты

В феврале 2009 года Роснефть заключила с Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией («КННК») долгосрочный контракт на поставку в период с января 2011 года по декабрь 2030 года сырой нефти нефтепроводным транспортом в КНР общим объемом 180 млн тонн на стандартных коммерческих условиях определения цены по согласованной формуле, основанной на рыночных ценах. Впоследствии КННК переуступила все свои права, правовой титул и участие по данному договору Китайской Национальной Объединенной Нефтяной Корпорации.

В апреле 2009 года Роснефть заключила с ОАО «АК «Транснефть» долгосрочный контракт на поставку в период с января 2011 года по декабрь 2030 года сырой нефти нефтепроводным транспортом в КНР общим объемом 120 млн тонн на стандартных коммерческих условиях определения цены по согласованной формуле, основанной на рыночных ценах.

На конец отчетного периода, компания заключила долгосрочные контракты на поставку нефти объемом 270 млн тонн на стандартных коммерческих условиях определения цены при поставках сырой нефти, с обязательствами осуществить поставку в следующие периоды:

	2012 г.
До 1 года	15
От 1 до 2 лет	15
От 2 до 3 лет	15
От 3 до 4 лет	15
От 4 до 5 лет	15
Свыше 5 лет	195
Итого	**270**

В июле 2011 года Компания заключила договор с государственно-контролируемой компанией энергетического сектора на приобретение электроэнергии в объеме 265,5 млрд кВтч по системе «take-or-pay» на рыночных условиях до 30 июня 2026 года.

В ноябре 2012 года Компания заключила контракт с государственно-контролируемой компанией энергетического сектора на поставку газа объёмом до 875 млрд кубометров. Контракт предполагает ежегодные поставки газа, добываемого Компанией, на электростанции с 1 января 2016 г. по 31 декабря 2040 г. в объёме до 35 млрд кубометров в год на условиях «take-or-pay». Цены на газ регулируются государством.

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Долгосрочные контракты (продолжение)

В декабре 2012 года ОАО «НК «Роснефть» и две крупнейшие мировые нефтетрейдинговые компании согласовали основные условия долгосрочных контрактов на поставку нефти по рыночным ценам, которые планируется заключить сроком на 5 лет с предоплатой на общий объем нефти к поставке до 67 млн тонн. Поставки планируется начать в 2013 году. По согласованию сторон предусмотрена возможность замещения объёмов нефти соответствующими объёмами нефтепродуктов на различных направлениях поставки.

Приобретение ТНК-ВР

В октябре 2012 года Компания достигла принципиальной договоренности приобрести в совокупности 100%-ную долю участия в капитале компании ТНК-ВР, третьего по величине производителя углеводородов в России, у ее акционеров, путем двух отдельных приобретений: 50% у компании ВР и 50% у консорциума AAR. Впоследствии Компания подписала окончательные договоры купли-продажи по данным приобретениям: (i) с ВР 22 ноября 2012 г. (далее – «Приобретение у ВР»); и (ii) с консорциумом AAR 12 декабря 2012 (далее – «Приобретение у AAR», а совместно с Приобретением у ВР – «Приобретение «ТНК-ВР»). Приобретение у ВР и Приобретение у AAR не зависят друг от друга.

Согласно условиям Приобретения у ВР, компания ВР должна продать Компании свою 50%-ную долю участия в компании TNK-BP Limited за 17,1 млрд долл. США в денежной форме (плюс начисленные проценты от этой суммы в размере 1,6 млн долл. США в день до даты закрытия сделки, начиная с 18 октября 2012 года, включительно, но исключая дату закрытия сделки) и 12,84% акций ОАО «НК «Роснефть», в настоящее время являющихся казначейскими акциями. Компания ВР получит любые дивиденды по этим акциям, в отношении которых дата составления списка лиц, имеющих право на получение таких дивидендов, приходится на число после 18 октября 2012 г. и не позднее даты закрытия сделки. Завершение сделки Приобретения у ВР зависит от получения разрешений государственных регулирующих органов и ожидается в первой половине 2013 года.

Дополнительно, компания ВР подписала соглашение о приобретении у материнской компании ОАО «НК «Роснефть», ОАО «РОСНЕФТЕГАЗ», 600 млн акций ОАО «НК «Роснефть», что представляет собой 5,66% акций Компании, по цене 8 долл. США за акцию (плюс начисленные на эту сумму проценты по ставке 3,5% годовых до даты закрытия сделки, начиная с 18 октября 2012 года, включительно, но исключая дату закрытия сделки). Компания ВР также получит любые дивиденды по этим акциям, в отношении которых дата составления списка лиц, имеющих право на получение таких дивидендов, приходится на число после 18 октября 2012 г. и не позднее даты закрытия сделки. В результате компания ВР будет владеть 19,75% акций компании «Роснефть», включая 1,25% акций компании «Роснефть», которыми компания ВР владеет сейчас, в связи с чем ВР будет иметь право на два места в Совете директоров Компании.

Согласно условиям Приобретения у AAR Компания приобретет 50%-ную долю участия компании AAR в компании TNK-BP Limited за 28,0 млрд долл. США в денежной форме (плюс начисленные на эту сумму проценты по ставке 3,75% годовых до даты закрытия сделки, начиная с 16 октября 2012 года, включительно, но исключая дату закрытия сделки) при условии получения разрешений регулирующих органов и соблюдения определенных прочих условий. Закрытие сделки ожидается в первой половине 2013 года.

Компания планирует учесть Приобретение «ТНК-ВР» как приобретение бизнеса.

В декабре 2012 года Компания в рамках одобрения на приобретение «ТНК-ВР», предоставленного ФАС России, получила предписание о необходимости осуществлении ряда действий, направленных на обеспечение конкуренции.

39. Условные активы и обязательства (продолжение)

Приобретение ТНК-ВР (продолжение)

Руководство Компании считает, что Приобретение «ТНК-ВР» является стратегически важным для Компании и после завершения позволит ей занять лидирующее положение в мире среди публичных компаний, действующих в нефтегазовом секторе, укрепить свое положение в качестве регионального добывающего лидера в России и Европе, а также создать значительные синергии с компанией «ТНК-ВР», в том числе в сфере совместных предприятий, оптимизации логистики поставок нефти и нефтепродуктов, добычи и реализации природного газа, а также в части оптимизации затрат и активов.

40. События после отчетной даты

В январе 2013 года Компания приобрела дополнительно 20% в уставном капитале ООО «Национальный нефтяной консорциум» («ННК») за 6 млрд руб. В результате данного приобретения доля Компании в капитале ННК составит 40%. ООО «Национальный нефтяной консорциум» осуществляет финансирование проекта по геологоразведке блока Хунин-6 в Венесуэле, реализуемого совместно с дочерним предприятием государственной нефтегазовой компании Венесуэлы – Petróleos de Venezuela S.A. Данное приобретение будет продолжать учитываться как инвестиция в зависимое общество по методу участия в капитале.

41. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)

Раскрытие информации по запасам нефти и газа не является требованием МСФО. Хотя эта информация была подготовлена с необходимой тщательностью и добросовестно раскрывается, необходимо отметить, что представленные данные представляют собой наилучшую оценку руководства. Соответственно, данная информация может не отражать текущие финансовые условия Компании и ее будущие финансовые результаты.

В основном, деятельность Компании осуществляется на территории России, т.е. в пределах одной географической зоны.

Капитализированные затраты, связанные с добычей нефти и газа

	На 31 декабря		
	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Стоимость основных средств, относящихся к доказанным запасам нефти и газа	**2 388**	2 100	1 838
Стоимость основных средств, относящихся к недоказанным запасам нефти и газа	**98**	104	99
Итого капитализированные затраты	**2 486**	2 204	1 937
Накопленные износ и истощение	**(664)**	(474)	(294)
Чистые капитализированные затраты	**1 822**	1 730	1 643

Остаточная стоимость прав на добычу по состоянию на 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. составила 309 млрд руб., 328 млрд руб. и 335 млрд руб., соответственно.

41. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Затраты, связанные с приобретением, разведкой и освоением запасов нефти и газа

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, составили:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Затраты на приобретение недоказанных запасов нефти и газа	**6**	7	4
Затраты на геологоразведочные работы	**23**	13	14
Затраты на разработку	**276**	260	188
Итого затраты	**305**	280	206

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, составили:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Выручка	**1 214**	1 149	947
Затраты на добычу (не включая налоги)	**74**	70	69
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	**15**	27	36
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	**23**	13	14
Износ, истощение и амортизация	**192**	184	176
Прирост резервов, возникающий в результате течения времени	**4**	5	2
Налоги, кроме налога на прибыль	**550**	430	286
Налог на прибыль	**85**	61	57
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	**271**	359	307

Информация об объемах запасов

Для оценки запасов на 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг., Компанией были использованы данные по размерам запасов нефти и газа, полученные в результате проведения независимой оценки специалистами фирмы «ДеГольер энд МакНотон» в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC). Доказанные запасы представляют собой расчетные объемы запасов нефти и газа, которые по данным геологических и инженерных исследований с достаточной долей вероятности будут извлечены из существующих месторождений в будущих периодах при существующих экономических и операционных условиях. В некоторых случаях для извлечения таких запасов могут потребоваться значительные капиталовложения в скважины и вспомогательное оборудование. Доказанные запасы также включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые будут извлечены после окончания сроков действия имеющихся лицензионных соглашений или возникнут в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, успешно опробованных и проверенных на их экономическую выгоду. Доказанные разрабатываемые запасы представляют собой объемы нефти и газа, которые предполагается извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи.

41. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Информация об объемах запасов (продолжение)

Доказанные неразрабатываемые запасы нефти и газа включают в себя запасы, которые могут быть добыты из дополнительных, еще не пробуренных скважин, или из существующих скважин в случае, если требуются существенные затраты для перевода этих скважин на другие горизонты. Запасы, которые могут быть добыты из дополнительных скважин, ограничиваются теми скважинами, которые определенно будут продуктивными после бурения. Доказанные запасы могут считаться таковыми, только если существует определенность относительно продолжительности добычи из существующих продуктивных пластов. Доказанные неразрабатываемые запасы не могут считаться таковыми, если они расположены на территориях, для которых намечено применение технологий увеличения нефтеотдачи, кроме случаев, если такие технологии уже доказали свою эффективность на других участках тех же продуктивных пластов. В результате отраслевой специфики и ограниченного характера данных по месторождениям, оценки запасов могут изменяться по мере поступления дополнительной информации.

Руководство Компании включило в состав доказанных запасов объемы, которые Компания собирается извлечь после окончания срока действия существующих лицензий. Сроки окончания действия имеющихся лицензий на разработку и добычу углеводородов, в целом по Компании находятся в интервале от 2013 до 2051 гг., при этом сроки действия лицензий на наиболее существенные месторождения истекают между 2013 и 2051 гг. В соответствии с действующей редакцией Закона Российской Федерации «О недрах», в настоящее время действует условие выдачи лицензий на срок эксплуатации месторождения полезных ископаемых, исчисляемый исходя из технико-экономического обоснования разработки месторождения полезных ископаемых, обеспечивающего рациональное использование и охрану недр. В соответствии с этим, по мере окончания сроков действия лицензий, выданных на условиях старой редакции Закона Российской Федерации «О недрах», Компания продлевает сроки действия лицензий на право добычи углеводородного сырья на срок до окончания эксплуатации месторождения. Продление лицензий зависит от соблюдения требований действующих лицензионных соглашений. По состоянию на дату отчетности, Компания в основном соответствует требованиям лицензионных соглашений и намеревается соответствовать им в будущем.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа Компании, а также их изменения за годы, окончившиеся 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг., представлены в таблице в миллионах баррелей нефтяного эквивалента (данные по добыче нефти были переведены из тонн в баррели с использованием индивидуальных коэффициентов по месторождениям, величина которых составила от 7,07 до 8,04 баррелей за тонну; данные по добыче газа были переведены из кубических метров в баррели нефтяного эквивалента с использованием коэффициента 35,3/6 кубических метра за баррель).

41. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Информация об объемах запасов (продолжение)

	2012 г. млн б.н.э.	2011 г. млн б.н.э.	2010 г. млн б.н.э.
Запасы на начало года	**16 352**	13 970	13 951
Пересмотр предыдущих оценок запасов	**1 375**	2 201	319
Увеличение, открытие новых запасов	**736**	1 044	541
Приобретение новых запасов	**1**	–	–
Реализация запасов (Примечание 27)	**(806)**	–	–
Добыча	**(885)**	(863)	(841)
Запасы на конец года	**16 773**	16 352	13 970
в том числе:			
Доказанные запасы по СРП Сахалин-1	**87**	95	80
Доказанные разрабатываемые запасы	**10 902**	10 514	9 769
Доля меньшинства в доказанных запасах	**118**	109	122
Доля меньшинства в доказанных разрабатываемых запасах	**86**	71	44

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с данными о доказанных запасах нефти

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с вышеуказанными запасами нефти и газа, рассчитывается в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC). Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти и газа вычисляются на основе применения продажных цен на нефть, конденсат и газ, которые были основаны на средней цене за 12-месячный период (справочная цена), рассчитанной как не взвешенное среднеарифметическое цен на первое число каждого месяца в течение 12-месячного периода, предшествующего окончанию отчетного периода, за исключением случаев, когда цены определены договорными условиями, к объемам чистых расчетных доказанных запасов на конец года. Изменения цен в будущем ограничиваются изменениями, оговоренными в договорах, действовавших на конец каждого отчетного периода. Будущие затраты на разработку и добычу представляют собой расчетные будущие затраты, необходимые для разработки и добычи расчетных доказанных запасов на конец года на основе текущих затрат и расходов, и прогнозов. В определенных случаях применялись будущие значения выше или ниже текущих в зависимости от предполагаемых изменений в условиях эксплуатации, но без учета общей эскалации, возможной в результате инфляции в будущем. Предполагаемые суммы налога на прибыль будущих периодов рассчитываются путем применения налоговых ставок, действовавших на конец отчетного периода. Эти ставки отражают разрешенные вычеты из налогооблагаемой прибыли и налоговые кредиты и применяются к расчетным будущим чистым денежным потокам до налогообложения (за вычетом базы налогообложения соответствующих активов).

Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с использованием 10%-го коэффициента дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок расходов будущих периодов, в течение которых будут извлечены указанные запасы.

41. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с данными о доказанных запасах нефти (продолжение)

Представленная в таблице информация не отражает оценки руководства в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков или стоимости доказанных запасов нефти и газа Компании. Оценки доказанных запасов изменяются по мере поступления новых данных. Более того, вероятные и возможные запасы, которые могут в будущем перейти в категорию доказанных, из расчетов исключаются. Данная оценка, предписываемая в соответствии с вышеуказанными положениями SEC, 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.

	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Поступление денежных средств будущих периодов	**21 113**	18 611	13 677
Затраты будущих периодов на освоение	**(1 098)**	(947)	(1 043)
Затраты будущих периодов на добычу	**(10 830)**	(9 769)	(6 568)
Налог на прибыль будущих периодов	**(1 496)**	(1 280)	(945)
Чистые денежные потоки будущих периодов	**7 689**	6 615	5 121
Дисконт по расчетным срокам денежных потоков	**(4 601)**	(3 899)	(2 846)
Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов	**3 088**	2 716	2 275

	2012 г.	**2011 г.**	**2010 г.**
Дисконтированная стоимость будущих потоков денежных средств на начало года	**2 716**	2 275	2 205
Реализация и передача добытых нефти и газа за вычетом себестоимости и налогов, за исключением налога на прибыль	**(575)**	(622)	(556)
Изменение стоимостных оценок, нетто	**260**	341	370
Изменение будущих затрат на освоение	**(118)**	73	(271)
Затраты на разработку за период	**276**	260	188
Пересмотр предыдущих данных о запасах	**151**	223	52
Увеличение запасов за счет открытия новых запасов, за вычетом соответствующих затрат	**144**	221	106
Чистое изменение налога на прибыль	**30**	(142)	(51)
Начисление дисконта	**272**	228	221
Изменения за счет продажи/покупки месторождений	**(68)**	–	–
Прочие	–	(141)	11
Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов	**3 088**	2 716	2 275

41. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Доля Компании в затратах, запасах и будущих потоках денежных средств компаний, учитываемых по методу долевого участия

	Единица измерения	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Доля в капитализированных затратах, связанных с добычей нефти и газа (итого)	млрд руб.	**121**	77	77
Доля в результатах деятельности по добыче нефти и газа (итого)	млрд руб.	**31**	17	7
Доля в расчетных доказанных запасах нефти и газа	млн барр. нефтяного эквивалента	**2 253**	1 265	1 228
Доля в расчетных доказанных разрабатываемых запасах нефти и газа	млн барр. нефтяного эквивалента	**1 274**	777	760
Доля в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств	млрд руб.	**330**	271	196

Доля прочих (неконтролирующих) акционеров в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств

	Единица измерения	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Доля прочих (неконтролирующих) акционеров в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств	млрд руб.	**29**	32	21

Контактная информация

ОАО «НК «Роснефть»

Юридический адрес:
Россия, 115035, Москва, Софийская набережная, 26/1

Почтовый адрес:
Россия, 117997, Москва, Софийская набережная, 26/1

Телефон для справок:
+7 (499) 517-88-99

Факс:
+7 (499) 517-72-35

E-mail:
postman@rosneft.ru

Корпоративный сайт:
www.rosneft.ru (на русском языке)
www.rosneft.com (на английском языке)



ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированная финансовая отчетность

31 декабря 2013 г.

Содержание

		Стр.
Аудиторское заключение независимого аудитора		3
Консолидированный баланс		5
Консолидированный отчет о совокупном доходе		6
Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале		7
Консолидированный отчет о движении денежных средств		8
Примечания к консолидированной финансовой отчетности		
1.	Общие сведения	10
2.	Основа подготовки финансовой отчетности	11
3.	Основные аспекты учетной политики	11
4.	Существенные вопросы, требующие применения профессионального суждения и оценки	31
5.	Новые стандарты и интерпретации, разработанные, но еще не принятые на данный момент	32
6.	Управление капиталом и финансовыми рисками	33
7.	Приобретение дочерних компаний	37
8.	Информация по сегментам	49
9.	Налоги, кроме налога на прибыль	53
10.	Экспортная пошлина	53
11.	Финансовые доходы	53
12.	Финансовые расходы	54
13.	Прочие доходы/расходы	54
14.	Затраты на персонал	55
15.	Операционная аренда	55
16.	Налог на прибыль	55
17.	Неконтролирующие доли	58
18.	Прибыль на акцию	59
19.	Денежные средства и их эквиваленты	59
20.	Прочие краткосрочные финансовые активы	60
21.	Дебиторская задолженность	62
22.	Товарно-материальные запасы	63
23.	Авансы выданные и прочие оборотные активы	63
24.	Основные средства и незавершенное строительство	64
25.	Нематериальные активы и гудвилл	67
26.	Прочие долгосрочные финансовые активы	69
27.	Инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия	70
28.	Прочие внеоборотные нефинансовые активы	74
29.	Кредиторская задолженность и начисления	74
30.	Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде	75
31.	Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам	81
32.	Краткосрочные обязательства по прочим налогам	82
33.	Резервы	83
34.	Долгосрочная предоплата по договорам поставки нефти	84
35.	Прочие долгосрочные обязательства	84
36.	Пенсионные обязательства	85
37.	Акционерный капитал	85
38.	Справедливая стоимость финансовых инструментов	87
39.	Операции со связанными сторонами	89
40.	Основные дочерние предприятия	94
41.	Условные активы и обязательства	95
42.	События после отчетной даты	103
43.	Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)	104

Совершенствуя бизнес,
улучшаем мир

Ernst & Young LLC
Sadovnicheskaya Nab., 77, bld. 1
Moscow, 115035, Russia
Tel: +7 (495) 705 9700
+7 (495) 755 9700
Fax: +7 (495) 755 9701
www.ey.com/ru

ООО «Эрнст энд Янг»
Россия, 115035, Москва
Садовническая наб., 77, стр. 1
Тел.: +7 (495) 705 9700
+7 (495) 755 9700
Факс: +7 (495) 755 9701
ОКПО: 59002827

Аудиторское заключение независимого аудитора

Акционерам и Совету директоров
ОАО «Нефтяная компания «Роснефть»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» и его дочерних организаций, состоящей из консолидированного баланса по состоянию на 31 декабря 2013 года, консолидированного отчета о совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях в акционерном капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информации о существенных аспектах учетной политики и другой пояснительной информации.

Ответственность аудируемого лица за консолидированную финансовую отчетность

Руководство аудируемого лица несет ответственность за составление и достоверность указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности и за систему внутреннего контроля, необходимую для составления консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

Ответственность аудитора

Наша ответственность заключается в выражении мнения о достоверности консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита.

Мы провели аудит в соответствии с федеральными стандартами аудиторской деятельности, действующими в Российской Федерации, и Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют соблюдения применимых этических норм, а также планирования и проведения аудита таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений.

Аудит включает в себя проведение аудиторских процедур, направленных на получение аудиторских доказательств, подтверждающих числовые показатели в консолидированной финансовой отчетности и раскрытие в ней информации. Выбор аудиторских процедур является предметом суждения аудитора, которое основывается на оценке риска существенных искажений консолидированной финансовой отчетности, допущенных вследствие недобросовестных действий или ошибок. В процессе оценки данного риска аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, обеспечивающую составление и достоверность консолидированной финансовой отчетности, с целью выбора соответствующих аудиторских процедур, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля. Аудит также включает в себя оценку надлежащего характера применяемой учетной политики и обоснованности оценочных показателей, полученных руководством аудируемого лица, а также оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Совершенствуя бизнес,
улучшаем мир

Мы полагаем, что полученные в ходе аудита аудиторские доказательства представляют достаточные и надлежащие основания для выражения нашего мнения.

Мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» и его дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2013 года, их финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Прочие сведения

Целью нашего аудита являлось формирование мнения в отношении консолидированной финансовой отчетности в целом. Сопроводительная информация к консолидированной финансовой отчетности, раскрытая на стр. 104 под заголовком «Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа», представлена для целей дополнительного анализа и не попадает в сферу действия Международных стандартов финансовой отчетности. В ходе проведенной нами аудиторской проверки консолидированной финансовой отчетности мы не выполняли аудиторские процедуры в отношении данной информации и, соответственно, не выражаем мнения в отношении данной информации.



Р.Г. Романенко
Партнер
ООО «Эрнст энд Янг»

4 февраля 2014 года

Сведения об аудируемом лице

Наименование: ОАО «Нефтяная компания «Роснефть»
Данные о регистрации в Едином государственном реестре юридических лиц о юридическом лице: 77№004856711 от 12 августа 2002 г.
Местонахождение: 115035, Россия, г. Москва, Софийская набережная, 26/1.

Сведения об аудиторе

Наименование: ООО «Эрнст энд Янг»
Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 5 декабря 2002 г. и присвоен государственный регистрационный номер 1027739707203.
Местонахождение: 115035, Россия, г. Москва, Садовническая наб., д. 77, стр. 1.
ООО «Эрнст энд Янг» является членом Некоммерческого партнерства «Аудиторская Палата России» (НП АПР).
ООО «Эрнст энд Янг» зарегистрировано в реестре аудиторов и аудиторских организаций НП АПР за номером 3028, а также включено в контрольный экземпляр реестра аудиторов и аудиторских организаций за основным регистрационным номером записи 10201017420.

© Ernst & Young Global Limited

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный баланс

(В миллиардах российских рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
АКТИВЫ				
Оборотные активы:				
Денежные средства и их эквиваленты	19	**275**	299	166
Денежные средства с ограничением к использованию	19	**1**	4	4
Прочие краткосрочные финансовые активы	20	**232**	90	155
Дебиторская задолженность	21	**415**	237	225
Товарно-материальные запасы	22	**202**	134	128
Авансы выданные и прочие оборотные активы	23	**330**	185	160
Итого оборотные активы		**1 455**	949	838
Внеоборотные активы:				
Основные средства	24	**5 330**	2 629	2 371
Нематериальные активы	25	**37**	19	22
Прочие долгосрочные финансовые активы	26	**40**	24	34
Инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия	27	**327**	186	36
Банковские кредиты выданные		**12**	13	13
Отложенные налоговые активы	16	**14**	4	4
Гудвилл	25	**164**	144	142
Прочие внеоборотные нефинансовые активы	28	**12**	3	3
Итого внеоборотные активы		**5 936**	3 022	2 625
Активы, предназначенные для продажи	7	**147**	–	–
Итого активы		**7 538**	3 971	3 463
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ				
Краткосрочные обязательства:				
Кредиторская задолженность и начисления	29	**488**	211	190
Кредиты и займы	30	**684**	143	165
Обязательства по финансовой аренде	30	**4**	3	1
Обязательства по производным финансовым инструментам	31	**6**	–	4
Обязательства по налогу на прибыль	16	**11**	7	3
Обязательства по прочим налогам	32	**161**	83	73
Резервы	33	**22**	5	6
Прочие краткосрочные обязательства		**11**	1	1
Итого краткосрочные обязательства		**1 387**	453	443
Долгосрочные обязательства:				
Кредиты и займы	30	**1 676**	837	596
Обязательства по финансовой аренде	30	**8**	8	5
Отложенные налоговые обязательства	16	**660**	264	241
Резервы	33	**116**	71	60
Предоплата по договорам поставки нефти	34	**470**	–	–
Прочие долгосрочные обязательства	35	**28**	16	14
Итого долгосрочные обязательства		**2 958**	1 196	916
Обязательства по активам, предназначенным для продажи	7	**28**	–	–
Капитал:				
Уставный капитал	37	**1**	1	1
Собственные акции, выкупленные у акционеров	37	–	(299)	(224)
Добавочный капитал	37	**477**	385	386
Прочие фонды и резервы		**(14)**	(6)	(5)
Нераспределенная прибыль		**2 662**	2 202	1 910
Итого акционерный капитал Роснефти		**3 126**	2 283	2 068
Неконтролирующие доли	17	**39**	39	36
Итого капитал		**3 165**	2 322	2 104
Итого обязательства и капитал		**7 538**	3 971	3 463

Президент _____ И.И. Сечин 4 февраля 2014 г.

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет о совокупном доходе

(В миллиардах российских рублей, за исключением прибыли на акцию и количества акций)

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря 2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Выручка от реализации и доход от совместных и ассоциированных предприятий				
Реализация нефти и газа	8	**2 428**	1 526	1 392
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	8	**2 196**	1 498	1 265
Вспомогательные услуги и прочая реализация		**58**	42	45
Доход от совместных и ассоциированных предприятий	27	**12**	23	16
Итого выручка от реализации и доход от совместных и ассоциированных предприятий		**4 694**	3 089	2 718
Затраты и расходы				
Производственные и операционные расходы		**389**	247	189
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти		**432**	319	298
Общехозяйственные и административные расходы		**111**	68	52
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку		**392**	241	216
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа		**17**	23	13
Износ, истощение и амортизация	24, 25	**392**	206	193
Налоги, кроме налога на прибыль	9	**1 024**	672	498
Экспортная пошлина	10	**1 382**	901	790
Итого затраты и расходы		**4 139**	2 677	2 249
Операционная прибыль		**555**	412	469
Финансовые доходы	11	**21**	24	20
Финансовые расходы	12	**(56)**	(15)	(19)
Прочие доходы	13	**242**	87	25
Прочие расходы	13	**(59)**	(50)	(48)
Курсовые разницы		**(71)**	11	(22)
Прибыль до налогообложения		**632**	469	425
Налог на прибыль	16	**(81)**	(104)	(90)
Чистая прибыль		**551**	365	335
Прочий совокупный (расход)/доход – реклассифицируемый впоследствии в состав прибыли или убытка				
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций		**(11)**	2	(1)
Доходы/(расходы) от изменения справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, за вычетом налога		**3**	(3)	1
Итого прочий совокупный расход, реклассифицируемый впоследствии в состав прибыли или убытка, за вычетом налогов		**(8)**	(1)	–
Общий совокупный доход, за вычетом налогов		**543**	364	335
Чистая прибыль				
относящаяся к акционерам Роснефти		**545**	363	331
относящаяся к неконтролирующим долям		**6**	2	4
Общий совокупный доход, за вычетом налогов				
относящийся к акционерам Роснефти		**537**	362	331
относящийся к неконтролирующим долям		**6**	2	4
Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в рублях) – базовая и разводненная прибыль	18	**52,89**	38,55	34,51
Средневзвешенное количество акций в обращении (миллионов шт.)		**10 304**	9 416	9 591

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале

(В миллиардах российских рублей, за исключением данных по акциям)

	Количество акций (млн шт.)	Уставный капитал	Добавочный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Прочие фонды и резервы	Нераспределенная прибыль	Итого акционерный капитал Роснефти	Неконтролирующие доли	Итого капитал
Остаток на 1 января 2012 г.	**9 588**	**1**	**386**	**(224)**	**(5)**	**1 877**	**2 035**	**34**	**2 069**
Эффект от изменений в учетной политике (Примечание 3)	–	–	–	–	–	33	**33**	2	**35**
Остаток на 1 января 2012 г. (пересмотренные данные)	**9 588**	**1**	**386**	**(224)**	**(5)**	**1 910**	**2 068**	**36**	**2 104**
Чистая прибыль	–	–	–	–	–	363	**363**	2	**365**
Прочий совокупный расход	–	–	–	–	(1)	–	**(1)**	–	**(1)**
Общий совокупный доход	**–**	**–**	**–**	**–**	**(1)**	**363**	**362**	**2**	**364**
Выкуп собственных акций (Примечания 7, 37)	(350)	–	–	(75)	–	–	**(75)**	–	**(75)**
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям (Примечание 37)	–	–	–	–	–	(71)	**(71)**	–	**(71)**
Изменение долей участия в дочерних компаниях (Примечание 37)	–	–	(1)	–	–	–	**(1)**	1	**–**
Остаток на 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	**9 238**	**1**	**385**	**(299)**	**(6)**	**2 202**	**2 283**	**39**	**2 322**
Чистая прибыль	–	–	–	–	–	545	**545**	6	**551**
Прочий совокупный расход	–	–	–	–	(8)	–	**(8)**	–	**(8)**
Общий совокупный доход	**–**	**–**	**–**	**–**	**(8)**	**545**	**537**	**6**	**543**
Продажа собственных выкупленных акций (Примечания 7, 37)	1 360	–	28	299	–	–	**327**	–	**327**
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям (Примечание 37)	–	–	–	–	–	(85)	**(85)**	–	**(85)**
Приобретение дочерних компаний (Примечание 7)	–	–	–	–	–	–	**–**	114	**114**
Продажа 9,99% акций ОАО «РН Холдинг» (Примечание 37)	–	–	(125)	–	–	–	**(125)**	224	**99**
Добровольное предложение о приобретении акций ОАО «РН Холдинг» (Примечание 37)	–	–	189	–	–	–	**189**	(342)	**(153)**
Прочие движения	–	–	–	–	–	–	**–**	(2)	**(2)**
Остаток на 31 декабря 2013 г.	**10 598**	**1**	**477**	**–**	**(14)**	**2 662**	**3 126**	**39**	**3 165**

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет о движении денежных средств

(В миллиардах российских рублей)

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря 2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Операционная деятельность				
Чистая прибыль		**551**	365	335
Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности:				
Износ, истощение и амортизация	24,25	**392**	206	193
Убыток от реализации и выбытия основных средств и нематериальных активов	13	**13**	9	19
Обесценение активов	13	**9**	10	4
Неденежный доход от сделок по приобретениям, нетто	7, 13	**(205)**	(82)	–
Прибыль от списания активов и обязательств, нетто		–	(1)	(24)
Затраты по непродуктивным скважинам		**5**	3	4
Убыток/(прибыль) от курсовых разниц		**94**	(30)	31
Доход от совместных и ассоциированных предприятий	27	**(12)**	(23)	(16)
Убыток от выбытия предприятий и непроизводственных активов	13	**5**	11	10
Финансовые расходы	12	**56**	15	19
Финансовые доходы	11	**(21)**	(24)	(20)
Проценты, уплаченные по долгосрочной предоплате по договорам поставки нефти		**(5)**	–	–
Расход по налогу на прибыль	16	**81**	104	90
Прибыль от списания векселей	30	**(32)**	–	–
(Прибыль)/убыток от изменения резерва под сомнительные долги		**(1)**	3	2
Изменения в операционных активах и обязательствах:				
Увеличение дебиторской задолженности, без учета резерва		**(112)**	(15)	(88)
Увеличение товарно-материальных запасов		**(7)**	(6)	(61)
Уменьшение/(увеличение) денежных средств с ограниченным использованием		**8**	–	(3)
Увеличение авансов выданных и прочих оборотных активов		**(59)**	(22)	(15)
Увеличение кредиторской задолженности и начислений		**33**	55	82
Увеличение обязательств по прочим налогам		**16**	8	20
Увеличение/(уменьшение) краткосрочных резервов		**11**	(1)	1
Увеличение/(уменьшение) прочих краткосрочных обязательств		**3**	(6)	(4)
Увеличение/(уменьшение) прочих долгосрочных обязательств		**4**	3	(10)
Увеличение долгосрочной предоплаты по договорам поставки нефти		**470**	–	–
Выдача долгосрочных займов дочерними банками		**(24)**	(33)	(53)
Погашение долгосрочных займов, выданных дочерними банками		**25**	33	48
Приобретение торговых ценных бумаг		**(22)**	(53)	(64)
Реализация торговых ценных бумаг		**21**	57	68
Чистые денежные средства от операционной деятельности до уплаты налога на прибыль и процентов		**1 297**	586	568
Платежи по налогу на прибыль		**(91)**	(76)	(102)
Проценты полученные		**7**	10	13
Дивиденды полученные		**–**	1	8
Чистые денежные средства от операционной деятельности		**1 213**	521	487

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированный отчет о движении денежных средств (продолжение)

(В миллиардах российских рублей)

		За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
	Прим.	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Инвестиционная деятельность				
Капитальные затраты		**(560)**	(473)	(391)
Покупка лицензий		**(12)**	(4)	(7)
Приобретение прав на использование товарных знаков «Сочи 2014»		**(1)**	(1)	(1)
Приобретение краткосрочных финансовых активов		**(237)**	(118)	(134)
Выручка от реализации краткосрочных финансовых активов		**77**	162	197
Приобретение долгосрочных финансовых активов		**(9)**	(3)	(5)
Выручка от реализации долгосрочных финансовых активов		**1**	6	–
Приобретение долей в совместных и ассоциированных предприятиях	27	**(76)**	(43)	(47)
Приобретение дочерних компаний, за вычетом полученных денежных средств	7	**(1 407)**	(4)	–
Продажа основных средств		**5**	4	2
Размещение денежных средств по сделке обратного РЕПО		**(7)**	(15)	(31)
Получение денежных средств по сделке обратного РЕПО		**6**	37	23
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		**(2 220)**	(452)	(394)
Финансовая деятельность				
Поступление краткосрочных кредитов и займов	30	**96**	55	25
Выплата краткосрочных кредитов и займов		**(24)**	(39)	(17)
Поступление долгосрочных кредитов и займов	30	**1 103**	351	124
Выплата долгосрочных кредитов и займов		**(254)**	(137)	(123)
Выпуск облигаций	30	**110**	20	–
Погашение прочих финансовых обязательств		**(12)**	–	–
Средства от реализации акций дочерних обществ	37	**97**	–	–
Выкуп собственных акций		–	(75)	(3)
Приобретение неконтролирующих долей в дочерних обществах		–	(2)	(11)
Дивиденды выплаченные акционерам		**(85)**	(71)	(27)
Проценты уплаченные		**(63)**	(29)	(24)
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности		**968**	73	(56)
Чистое (уменьшение)/увеличение денежных средств и их эквивалентов		**(39)**	142	37
Денежные средства и их эквиваленты в начале отчетного периода	19	**299**	166	127
Эффект от курсовых разниц на денежные средства и их эквиваленты		**15**	(9)	2
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	19	**275**	299	166

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

1. Общие сведения

Основной деятельностью Открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» (далее – ОАО «НК «Роснефть») и ее дочерних предприятий (далее по тексту совместно именуемых «Компания») является разведка, разработка, добыча и реализация нефти и газа, а также производство, транспортировка и реализация продуктов их переработки в Российской Федерации и за рубежом.

Государственное предприятие («ГП») «Роснефть» было преобразовано в открытое акционерное общество 7 декабря 1995 г. Все активы и обязательства, ранее находившиеся под управлением предприятия ГП «Роснефть», были переданы Компании по балансовой стоимости на дату учреждения вместе с правами собственности, принадлежавшими Правительству Российской Федерации (далее «Государство») в других приватизированных нефтегазовых предприятиях. Передача активов и обязательств была осуществлена в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29 сентября 1995 г. № 971 «О преобразовании государственного предприятия «Роснефть» в открытое акционерное общество «Нефтяная Компания «Роснефть». Такая передача представляет собой реорганизацию активов, находящихся под контролем Государства, и поэтому для ее отражения берется балансовая стоимость. В 2005 году акции «Роснефти» были переданы Государством в качестве взноса в уставный капитал компании ОАО «РОСНЕФТЕГАЗ». По состоянию на 31 декабря 2005 г. 100% акций «Роснефти» минус одна акция находились в собственности ОАО «РОСНЕФТЕГАЗ», одна акция находилась в собственности Федерального агентства по управлению федеральным имуществом Российской Федерации. В дальнейшем доля ОАО «РОСНЕФТЕГАЗ» была снижена в связи с реализацией акций в ходе первичного публичного размещения акций «Роснефти» в России, реализацией глобальных депозитарных расписок, выпускаемых в отношении таких акций на Лондонской бирже, а также в результате обмена акций «Роснефти» на акции присоединяемых дочерних обществ в течение 2006 г. В марте 2013 г., в рамках сделки по приобретению ТНК-ВР (Примечание 7), ОАО «РОСНЕФТЕГАЗ» реализовало BP plc. («ВР») 5,66 % акций ОАО «НК «Роснефть». По состоянию на 31 декабря 2013 г. в собственности ОАО «РОСНЕФТЕГАЗ» находилось 69,50% акций «Роснефти».

По российскому законодательству природные ресурсы, включая нефть, газ, драгоценные металлы, минералы и другие полезные ископаемые, пригодные для промышленной добычи и находящиеся на территории Российской Федерации, являются собственностью Государства до момента их извлечения (добычи). Закон Российской Федерации № 2395-1 «О недрах» регулирует отношения, связанные с геологической разведкой, использованием и защитой находящихся в недрах полезных ископаемых на территории Российской Федерации. В соответствии с Законом, заниматься разработкой подземных недр можно только при наличии соответствующей лицензии. Лицензия выдается компетентными органами власти и содержит сведения о разрабатываемом участке, сроках, финансовых и прочих условиях недропользования. Компания имеет ряд лицензий, выданных компетентными органами власти на геологическое изучение, разведку и разработку нефтегазовых участков, шельфа и месторождений на территориях, где располагаются ее дочерние предприятия.

В отношении Компании действуют экспортные квоты, установленные Комиссией Правительства Российской Федерации по вопросам использования систем магистральных нефтегазопроводов и нефтепродуктопроводов, обеспечивающие равнодоступность к имеющей ограниченную пропускную способность нефтяной трубопроводной системе, которая принадлежит и управляется ОАО «АК «Транснефть». Компания экспортирует определенное количество нефти, минуя систему ОАО «АК «Транснефть», что дает возможность увеличивать ее экспортные возможности. Оставшаяся нефть перерабатывается на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) Компании и заводах третьих лиц для дальнейшей реализации нефтепродуктов на внутреннем и внешнем рынках.

2. Основа подготовки финансовой отчетности

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»), включая все принятые и действующие в отчетном периоде Международные стандарты финансовой отчетности и интерпретации Комитета по Международным стандартам финансовой отчетности («КМСФО»), и полностью им соответствует.

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением отдельных финансовых активов и обязательств, отраженных по справедливой стоимости (Примечание 38).

Роснефть и ее дочерние общества ведут учет и предоставляют финансовую отчетность в соответствии с требованиями законодательства в области бухгалтерского учета и налогообложения, а также на основе практики, применяемой в соответствующих юрисдикциях. Представленная консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе первичных данных бухгалтерского учета Компании.

Консолидированная финансовая отчетность Компании представлена в миллиардах российских рублей, кроме случаев, где указано иное.

Консолидированная финансовая отчетность за 2013 год была утверждена к выпуску Президентом Компании 4 февраля 2014 г.

События после отчетной даты проанализированы по 4 февраля 2014 г. включительно, даты выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности.

3. Основные аспекты учетной политики

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отличается от финансовой отчетности, составляемой в соответствии с правилами Российской Федерации, поскольку в ней отражены некоторые корректировки, не проведенные в бухгалтерском учете Компании, но которые необходимы для отражения ее финансового положения, результатов хозяйственной деятельности и движения денежных средств в соответствии с МСФО. Основные корректировки относятся к (1) отражению некоторых расходов; (2) оценке основных средств и начислению износа; (3) отложенным налогам на прибыль; (4) поправкам на переоценку нереализуемых активов; (5) отражению в учете временной стоимости денег; (6) отражению в учете вложений в месторождения нефти и газа и их реализации; (7) принципам консолидации; (8) признанию и раскрытию гарантий, условных обязательств и некоторых активов и обязательств; (9) объединению компаний и гудвиллу; (10) учету производных финансовых инструментов; (10) распределению цены приобретения на стоимость приобретенных активов и принятых обязательств.

В консолидированной финансовой отчетности отражены хозяйственные операции дочерних предприятий, контролируемых компаний и компаний специального назначения, в которых Компания является основным выгодоприобретателем. Все существенные внутригрупповые операции и остатки по расчетам были взаимоисключены. Для учета вложений в компании, на финансовую и операционную деятельность которых Компания имеет возможность оказывать существенное влияние, используется метод участия в капитале. Также по методу участия в капитале отражаются вложения в предприятия, где Компания имеет большинство голосов, но не осуществляет контроль. Вложения в прочие компании отражены по справедливой или первоначальной стоимости, скорректированной с учетом обесценения, если таковое имеется.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Объединение компаний, гудвилл и прочие нематериальные активы

Приобретения Компанией контрольных пакетов акций сторонних предприятий (или долей в уставном капитале) учитываются по методу приобретения.

Датой приобретения является дата, на которую Компания получает фактический контроль над приобретаемой компанией.

Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса Группа принимает решение, как оценивать неконтрольную долю участия в приобретаемой компании: либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Последующие изменения справедливой стоимости условного вознаграждения, которое может быть активом или обязательством, должны признаваться согласно МСФО (IAS) 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка»* либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, то оно не будет переоцениваться.

Гудвилл изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия над справедливой стоимостью чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если данное вознаграждение меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней компании, разница признается в составе прибыли или убытка.

Ассоциированные предприятия

Инвестиции в ассоциированные предприятия учитываются по методу долевого участия в капитале, за исключением случаев, когда они классифицированы как внеоборотные активы, предназначенные для продажи. Согласно этому методу, балансовая стоимость инвестиций в ассоциированные предприятия первоначально признается по стоимости приобретения.

Балансовая стоимость инвестиций в ассоциированные предприятия увеличивается или уменьшается на признанную долю Компании в прибыли или убытке и прочем совокупном доходе объекта инвестиций после даты приобретения. Принадлежащая Компании доля прибыли или убытка и прочего совокупного дохода ассоциированного предприятия признается в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании в составе прибыли или убытка и прочего совокупного дохода, соответственно. Полученные от ассоциированного предприятия дивиденды уменьшают балансовую стоимость инвестиций.

Признание доли Компании в убытках ассоциированного предприятия происходит не только в пределах балансовой стоимости инвестиции в это ассоциированное предприятие, но и с учетом других долгосрочных инвестиций, формирующих, по сути, вложения в ассоциированное предприятие, например, займы. Если доля в убытках превышает балансовую стоимость инвестиции в ассоциированное предприятие и стоимость других долгосрочных инвестиций, связанных с вложением в это ассоциированное предприятие, Компания после достижения нулевого значения данной балансовой стоимости приостанавливает дальнейшее признание доли в убытках. При этом дополнительные убытки обеспечиваются и обязательства признаются только в той степени, в какой Компания приняла на себя юридические обязательства или обязательства, обусловленные сложившейся практикой, или осуществила платежи от имени ассоциированного предприятия.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Ассоциированные предприятия (продолжение)

Если впоследствии ассоциированное предприятие получает прибыль, то Компания возобновляет признание своей доли в этой прибыли только после того, как ее доля в прибыли сравняется с долей непризнанных убытков.

Балансовая стоимость инвестиции в ассоциированное предприятие тестируется на предмет обесценения путем сопоставления ее возмещаемой суммы (наибольшего значения из ценности использования и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу) с ее балансовой стоимостью во всех случаях выявления признаков обесценения.

Совместная деятельность

Компания осуществляет совместную деятельность в форме совместных предприятий и совместных операций.

Совместное предприятие предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем над деятельностью, прав на чистые активы деятельности. Совместное предприятие подразумевает создание юридического лица, в котором Компания имеет долю участия наряду с другими участниками совместной деятельности. Доли участия в совместно контролируемых предприятиях учитываются по методу долевого участия.

Доля Компании в чистой прибыли или убытке совместно контролируемого предприятия признается в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе прибыли или убытка с даты начала совместного контроля до даты его прекращения.

Совместно контролируемая операция предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем над деятельностью, прав на активы и ответственности по обязательствам, связанным с деятельностью. В связи со своей долей участия в совместной операции Компания признает: свои активы, включая свою долю в совместных активах; свои обязательства, включая свою долю в совместных обязательствах; свою выручку от продажи доли в продукции, произведенной в результате совместной операции; свою долю выручки от продажи продукции, произведенной в результате совместной операции; свои расходы, включая долю в совместных расходах.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе, суммы на банковских счетах Компании, денежные средства в пути и процентные депозиты, которые могут быть отозваны Компанией в любое время без предварительного уведомления или возникновения штрафных санкций, уменьшающих основную сумму депозита. Денежными эквивалентами являются высоколиквидные краткосрочные инвестиции, которые могут быть обменены на известную сумму денежных средств и имеют срок погашения три месяца или менее с даты их покупки. Они учитываются по стоимости приобретения с учетом накопленных процентов, что приблизительно равно их справедливой стоимости. Денежные средства с ограничениями к использованию показываются отдельно в консолидированном балансе, если их сумма существенна.

Финансовые активы

Компания признает финансовый актив в балансе только в том случае, когда она становится стороной по договору в отношении данного финансового инструмента. При первоначальном признании финансовые активы оцениваются по справедливой стоимости, которая, как правило, и составляет цену сделки, т.е. справедливую стоимость выплаченного или полученного вознаграждения.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

При первоначальном признании финансовые активы разделяются на следующие категории: (1) финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; (2) займы выданные и дебиторская задолженность; (3) финансовые активы, удерживаемые до погашения; (4) финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи.

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, включают финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании к переоцениваемым по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретаются, главным образом, с целью продажи или обратной покупки в краткосрочной перспективе; или являются частью портфеля идентифицируемых финансовых инструментов, которые управляются на совокупной основе и недавние сделки, с которыми свидетельствуют о фактическом получении прибыли на краткосрочной основе; или являются производными инструментами (кроме случая, когда производный инструмент определен в качестве эффективного инструмента хеджирования). Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, классифицируются в консолидированном балансе как оборотные активы, а изменения справедливой стоимости признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе финансовых доходов или финансовых расходов.

Все производные инструменты отражаются в консолидированных балансах по справедливой стоимости как оборотные финансовые активы, внеоборотные финансовые активы, краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам, долгосрочные обязательства по производным финансовым инструментам. Признание и классификация прибыли или убытка, полученного в результате отражения в учете корректировки производного инструмента по справедливой стоимости, зависит от цели его выпуска или приобретения. Прибыли и убытки по производным инструментам, не предназначенным для операций хеджирования, в соответствии с МСФО (IAS) 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка»* признаются в момент возникновения в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Справедливая стоимость – цена, которая была бы получена при продаже актива или уплачена при передаче обязательства при проведении операции на добровольной основе между участниками рынка на дату оценки.

После первоначального признания справедливая стоимость финансовых инструментов, оцененных по справедливой стоимости, которые котируются на активном рынке, определяется как котировка на покупку активов и котировка на продажу выпущенных обязательств на дату оценки.

Если рынок для финансовых активов не является активным, тогда Компания оценивает справедливую стоимость с использованием следующих методов:

- анализа операций с таким же инструментом, проведенных в недавнем времени между независимыми сторонами;
- текущей справедливой стоимости подобных финансовых инструментов;
- дисконтирования будущих денежных потоков.

Ставка дисконтирования отражает минимально допустимую отдачу на вложенный капитал, при которой инвестор не предпочтет участие в альтернативном проекте по вложению тех же средств с сопоставимой степенью риска.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Займы выданные и дебиторская задолженность включают непроизводные финансовые инструменты с фиксированными или определенными платежами, которые не котируются на активном рынке, не попадают в категорию «финансовые активы, предназначенные для торговли», и которые не были отнесены в категории «переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» или «имеющиеся в наличии для продажи». Если Компания не может возместить сумму первоначального вложения в финансовый актив по причинам, которые не связаны со снижением его качества, то он не включается в эту категорию. После первоначального признания займы выданные и дебиторская задолженность оцениваются по амортизированной стоимости с использованием эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов в консолидированном отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе финансовых расходов.

Компания не классифицирует финансовые активы как «удерживаемые до погашения», если в течение текущего финансового года или двух предыдущих финансовых лет величина таких финансовых активов, проданных или уступленных Компанией до наступления срока погашения, либо в отношении которых она использовала опцион на продажу, превышает незначительную сумму (незначительную по отношению ко всему портфелю инвестиций, удерживаемых до погашения), за исключением следующих операций: (1) продаж, совершенных незадолго до срока погашения или даты осуществления отзыва таким образом, что изменения рыночной ставки процента не оказали существенного влияния на справедливую стоимость финансового актива; (2) продаж, совершенных после того, как компания уже собрала практически всю первоначальную основную сумму финансового актива посредством плановых платежей или предоплаты; или (3) продаж в результате особого события, произошедшего по независящим от Компании причинам, имеющего чрезвычайный характер, когда Компания не могла предпринять какие-либо разумные и обоснованные действия по предупреждению данного события.

Дивиденды и проценты к получению отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе по методу начисления. Сумма начисленных процентов рассчитывается с использованием эффективной ставки процента.

Все прочие финансовые активы, которые не включены в другие категории, относятся к финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи. В частности, к этой категории относятся акции других компаний, которые не включены в первую категорию. Кроме того, при первоначальном признании Компания вправе отнести к этой категории любой финансовый актив.

Финансовые обязательства

Компания признает финансовое обязательство в балансе только в том случае, когда она становится стороной по договору в отношении данного финансового инструмента. При первоначальном признании финансовые обязательства оцениваются по справедливой стоимости, которая, как правило, и составляет цену сделки, т.е. справедливую стоимость выплаченного или полученного вознаграждения.

При первоначальном признании финансовые обязательства разделяются на следующие категории:

- финансовые обязательства, учитываемые по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток;
- прочие финансовые обязательства.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости с отнесением изменений на прибыль или убыток, представляют собой финансовые обязательства, предназначенные для торговли, за исключением тех случаев, когда такие обязательства связаны с поставкой некотируемых долевых инструментов.

При первоначальном признании Компания вправе отнести к этой категории любое финансовое обязательство, за исключением долевых инструментов, которые не имеют котировки на активном рынке и справедливая стоимость которых не может быть достоверно оценена. Однако в дальнейшем это обязательство не может быть включено в иную категорию.

Финансовые обязательства, не отнесенные к финансовым обязательствам, учитываемым по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток относятся к прочим финансовым обязательствам. К прочим финансовым обязательствам относятся, в частности, торговая и прочая кредиторская задолженность и задолженность по кредитам и займам.

После первоначального признания финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости, с отнесением изменений на прибыль или убыток оцениваются по справедливой стоимости, изменения в которой отражаются по счетам прибылей и убытков в консолидированном отчете о совокупном доходе. Прочие финансовые обязательства оцениваются по амортизируемой стоимости.

Компания списывает финансовое обязательство (или часть финансового обязательства) тогда и только тогда, когда оно погашено, то есть, когда указанное в договоре обязательство исполнено, аннулировано или срок его действия истек. Разность между балансовой стоимостью финансового обязательства (или части финансового обязательства) погашенного или переданного другой стороне, и суммой погашения, включая любые переданные неденежные активы или принятые обязательства, относится на счет прибылей и убытков. Ранее признанные компоненты прочего совокупного дохода, относящиеся к данному финансовому обязательству, также включаются в финансовый результат и отражаются в доходах и расходах периода.

Прибыль на акцию

Базовая прибыль на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли, относящейся к обыкновенным акциям, на средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение соответствующего периода. В данной отчетности, в связи с отсутствием конвертируемых в акции ценных бумаг, показатель базовой прибыли на акцию равен показателю разводненной прибыли на акцию.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы, которые в основном представляют собой сырую нефть, продукты нефтепереработки, нефтехимию и материалы, учитываются по средневзвешенной стоимости, кроме случаев, когда их рыночная стоимость за вычетом расходов на продажу и предпродажную подготовку ниже балансовой стоимости. Стоимость материалов, которые используются в производстве, не снижается ниже первоначальной стоимости, если от реализации готовой продукции ожидается прибыль.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Продажа ценных бумаг с обратным выкупом

Ценные бумаги, проданные по сделкам с обратным выкупом («РЕПО»), и ценные бумаги, купленные по сделкам с обратной продажей («обратные «РЕПО»), как правило, не подразумевают продажу ценных бумаг для целей бухгалтерского учета и учитываются как финансирование под обеспечение. Проценты, выплаченные или полученные по сделкам РЕПО и обратного РЕПО, отражаются в составе статьи «Финансовые расходы» или «Финансовые доходы», соответственно, по договорной процентной ставке с использованием метода эффективной процентной ставки.

Основные средства разведки и добычи

Основные средства разведки и добычи включают затраты, связанные с разведкой и оценкой, права на запасы и основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки и добычи).

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

При учете затрат, связанных с разведкой и оценкой, компания применяет метод результативных затрат, учитывая требования МСФО (IFRS) 6 *«Разведка и оценка полезных ископаемых»*. Согласно методу результативных затрат все затраты, связанные с деятельностью по разведке и оценке (затраты на приобретение лицензий, разведочное и поисково-оценочное бурение), временно капитализируются в центрах затрат по месторождениям с детализацией по скважинам до момента обнаружения экономически обоснованных запасов нефти и газа в ходе осуществления программы бурения.

Промежуток времени, необходимый для проведения такого анализа, зависит от технических особенностей и экономических трудностей в оценке извлекаемости запасов. Если делается вывод, что скважина содержит углеводороды в таких объемах, что их экономически неэффективно добывать, то затраты по скважине списываются на расходы соответствующего периода по статье «Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа» в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Расходы, связанные с разведкой и оценкой, за исключением затрат на сейсмические, топографические, геологические, геофизические изыскания первоначально капитализируются как активы разведки и оценки. Активы, связанные с разведкой и оценкой, учитываются в размере фактических расходов за вычетом обесценения, если таковое было, в качестве объектов основных средств до того момента, пока не будет установлено существование (или отсутствие) запасов промышленного значения. Первоначальная стоимость активов разведки и оценки, приобретенных в рамках объединения компаний, формируется в результате распределения цены приобретения. Распределение стоимости между правами на добычу доказанных и недоказанных запасов осуществляется на основании соответствующих данных по размерам запасов нефти и газа. В отношении активов, связанных с разведкой и оценкой, не реже одного раза в год производится технический, промышленный и управленческий анализ, а также обзор наличия индикаторов обесценения. Это необходимо для подтверждения сохранения намерений по разработке или получению экономических выгод от обнаруженных запасов. Если установлено наличие индикаторов обесценения, то проводится тест на обесценение.

В последующем, если запасы промышленного значения были обнаружены, балансовая стоимость, после вычета убытков от обесценения соответствующих активов, связанных с разведкой и оценкой, классифицируется как основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки). Однако если запасы промышленного значения не были обнаружены, капитализированные затраты относятся на расходы после окончания работ по разведке и оценке.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Деятельность по разработке и добыче

Основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки) учитываются по каждому месторождению и представляют собой (1) капитализированные расходы по разработке обнаруженных запасов промышленного назначения и вводу месторождений в эксплуатацию, (2) расходы, связанные с разведкой и оценкой, понесенные при обнаружении запасов промышленного значения, которые были переведены из категории активов разведки и оценки в состав основных средств добычи нефти и газа (на стадии разработки) после обнаружения промышленных запасов.

Стоимость основных средств добычи нефти и газа (на стадии разработки) также включает в себя стоимость приобретения таких активов, непосредственно определимые накладные расходы, капитализированные затраты на финансирование и стоимость признания обязательств, связанных с выбытием активов. Основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки) в большинстве случаев классифицируются в отчетности как незавершенное капитальное строительство.

С момента начала промышленной добычи нефти и газа основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки) переводятся в категорию основных средств добычи нефти и газа (на стадии добычи).

Прочие основные средства

Прочие основные средства отражаются по исторической стоимости на дату их приобретения, кроме приобретенных до 1 января 2009 г. основных средств, которые отражены по условной первоначальной стоимости, за вычетом накопленной амортизации и обесценения. Затраты на содержание, ремонт и замену мелких деталей основных средств относятся на эксплуатационные расходы. Затраты на модернизацию и усовершенствование технических характеристик основных средств увеличивают их стоимость.

При выбытии или списании прочих основных средств, первоначальная стоимость и накопленная амортизация исключаются из учета. Полученный доход или убыток включается в финансовый результат.

Износ, истощение и амортизация

Основные средства добычи нефти и газа амортизируются методом единиц произведенной продукции в разрезе отдельных месторождений с момента начала промышленной добычи нефти и газа.

В методе единиц произведенной продукции для лицензий на право разработки и добычи запасов в качестве базы распределения используются все доказанные запасы месторождений. В методе единиц произведенной продукции для остальных нефтегазовых основных средств в качестве базы распределения используются доказанные разрабатываемые запасы месторождений.

Прочие основные средства амортизируются линейным методом на всем протяжении расчетного срока полезного использования, начиная с момента, когда основное средство готово к использованию. Исключение составляет амортизация катализаторов, которая рассчитывается методом единиц произведенной продукции.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Износ, истощение и амортизация (продолжение)

Для объектов прочих основных средств используются следующие расчетные сроки полезного использования:

Основные средства	Срок полезного использования, не более
Здания и сооружения	30-45 лет
Машины и оборудование	5-25 лет
Транспорт и прочие основные средства	6-10 лет
Суда для обслуживания буровых платформ	20 лет
Буровые платформы	20 лет

Земля, как правило, имеет неограниченный срок службы, и поэтому не подлежит амортизации.

Права аренды земельных участков амортизируются по линейному методу исходя из предполагаемого срока полезного использования, который составляет в среднем 20 лет.

Государственные субсидии на капитальное строительство

Компания признает субсидии на капитальное строительство, предоставляемые местными органами власти, когда существует достаточно оснований для того, чтобы считать, что Компания выполнит условия получения субсидий, и что они будут получены. Субсидии на капитальное строительство учитываются как уменьшение поступлений по активу, для строительства которого они были получены.

Обесценение долгосрочных активов

Каждую отчетную дату Компания проверяет наличие или отсутствие признаков обесценения активов или единицы, генерирующей денежные потоки и, в случае их выявления, определяет возмещаемую стоимость соответствующих активов или единицы.

При выявлении существования признаков, указывающих на возможное уменьшение стоимости актива, Компания рассматривает внутренние и внешние источники информации. Как минимум, рассматривается следующий набор показателей:

Внешние источники информации:

- в течение периода рыночная стоимость актива уменьшилась на существенно более значительную величину, чем можно было ожидать по прошествии времени или нормального использования;
- существенные изменения, имевшие отрицательные последствия для Компании, произошли в течение периода или ожидаются в ближайшем будущем в технологических, рыночных, экономических или юридических условиях, в которых работает Компания, или на рынке, для которого предназначен актив;
- в течение периода увеличились рыночные процентные ставки или другие рыночные показатели прибыльности инвестиций, и эти увеличения, вероятно, повлияют на ставку дисконта, которая используется при расчете ценности использования актива, и существенно уменьшат его возмещаемую сумму;
- балансовая стоимость чистых активов Компании превышает ее рыночную капитализацию.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Обесценение долгосрочных активов (продолжение)

Внутренние источники информации:

- имеются доказательства устаревания или физического повреждения актива;
- существенные изменения, имевшие отрицательные последствия для Компании, произошли в течение периода или ожидаются в ближайшем будущем в степени или способе текущего или предполагаемого использования актива (например, простой актива, пересмотр срока полезного использования актива – из неопределенного в ограниченный по времени);
- информация о дивидендах, полученных от дочерних компаний, а также ассоциированных и совместных предприятий;
- внутренняя отчетность показывает, что текущие или будущие результаты использования актива хуже прогнозируемых, а именно наличие:
  - потоков денежных средств для приобретения актива, или последующих потребностей в денежных средствах для его эксплуатации и обслуживания, которые значительно выше изначально предусмотренных бюджетом;
  - фактических чистых потоков денежных средств или операционной прибыли или убытка от актива, которые значительно хуже, чем заложенные в бюджет;
  - существенного снижения предусмотренных бюджетом чистых потоков денежных средств или операционной прибыли, или существенного увеличения предусмотренных бюджетом убытков, проистекающих из данного актива;
  - операционных убытков или чистых оттоков денежных средств по активу, возникающих при объединении показателей текущего периода с бюджетными показателями для будущих периодов.

Для активов, связанных с разведкой и оценкой на обесценение указывают следующие факторы:

- срок, в течение которого Компания имеет право на проведение разведки на определенной территории, истек в течение отчетного периода или истечет в ближайшем будущем, и ожидается, что он не будет продлен;
- значительные расходы, связанные с разведкой и оценкой минеральных ресурсов на конкретной территории, не являются ни предусмотренными в бюджете, ни запланированными;
- разведка и оценка минеральных ресурсов на конкретной территории не привели к обнаружению минеральных ресурсов промышленного значения, и Компания решила прекратить подобную деятельность на указанной территории;
- наличие достаточной информации, подтверждающей, что, несмотря на вероятное продолжение разработки на определенной территории, маловероятно, что балансовая стоимость актива разведки и оценки будет возмещена в полной мере благодаря успешной разработке или продаже.

Возмещаемая стоимость актива или единицы, генерирующей денежные средства, представляет собой наибольшую из двух величин:

- ценности использования актива (единицы, генерирующей денежные средства) и
- справедливой стоимости актива (единицы, генерирующей денежные средства) за вычетом затрат на его продажу.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Обесценение долгосрочных активов (продолжение)

Если актив не генерирует потоки денежных средств, которые в значительной степени не зависят от денежных потоков, генерируемых другими активами, то его возмещаемая величина определяется в составе единицы, генерирующей денежные потоки.

Первоначально Компания определяет ценность использования единицы, генерирующей денежные потоки. Если балансовая стоимость единицы, генерирующей денежные потоки, превышает ее ценность использования, то Компания определяет справедливую стоимость единицы для определения возмещаемой стоимости. В том случае, если справедливая стоимость единицы меньше её балансовой стоимости признается убыток от обесценения.

Ценность использования определяется путем дисконтирования расчетной величины будущих потоков денежных средств, ожидаемых к получению от использования актива или единицы, генерирующей денежные потоки (включая средства, которые могут быть получены от реализации актива). Величины будущих денежных потоков единицы, генерирующей денежные потоки, определяются на основе прогноза, утвержденного руководителем подразделения, к которым относится рассматриваемая единица.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Компания анализирует, существуют ли объективные доказательства обесценения финансовых активов по всем видам финансовых активов, за исключением финансовых активов, учитываемых по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов. Свидетельства обесценения могут включать в себя (но не ограничиваются) указания на то, что должник или группа должников испытывают финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

Капитализация процентов

Расходы по процентам за пользование заемными средствами, направленными на осуществление капитального строительства и приобретения объектов основных средств, капитализируются при условии, что этих процентных расходов можно было бы избежать, если бы Компания не проводила капитальных вложений. Расходы по процентам капитализируются только в течение непосредственного осуществления строительства до момента ввода основного средства в эксплуатацию.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Договоры лизинга и аренды

Договоры аренды, предусматривающие переход к Компании преимущественно всех рисков и выгод, связанных с владением активом, классифицируются как финансовая аренда (лизинг) и капитализируются на момент вступления договора в силу по справедливой стоимости арендуемого имущества либо (если она ниже первоначальной стоимости) по дисконтированной стоимости минимальных арендных платежей. Арендные платежи равномерно распределяются между финансовыми расходами и уменьшением обязательств по лизингу для обеспечения постоянной ставки процента с остатка обязательств. Финансовые расходы отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

В отношении учета основных средств, полученных в финансовую аренду, используется та же политика, которая применяется в отношении активов, находящихся в собственности. При определении срока полезного использования основных средств, полученных в финансовую аренду, оценивается вероятность перехода права собственности к арендатору в конце договора.

Если нет обоснованной уверенности в том, что арендатор получит право собственности к концу срока финансовой аренды, актив полностью амортизируется на протяжении самого короткого из двух сроков: аренды или полезного использования. Если такая уверенность есть, то актив амортизируется в течение срока полезного использования.

Договоры аренды, по которым арендодатель сохраняет за собой преимущественно все риски и выгоды, связанные с правом собственности на активы, классифицируются в качестве договоров операционной аренды. Платежи по договорам операционного лизинга равномерно относятся на расходы в консолидированном отчете о совокупном доходе в течение срока аренды.

Признание обязательств, связанных с выбытием активов

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

Деятельность Компании по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием скважин, оборудования и прилегающих площадей, установок по сбору и первичной переработке нефти, товарного парка и трубопроводов до магистральных нефтепроводов. Как правило, лицензии и прочие регулирующие документы устанавливают требования по ликвидации данных активов после окончания добычи. Данные требования обязывают Компанию производить ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие действия. Оценка Компанией данных обязательств основывается на действующих требованиях законодательства или лицензий, а также фактических расходах по ликвидации данных активов и другим необходимым действиям. Оценка Компанией данных обязательств основывается на дисконтированной сумме ожидаемых будущих расходов по выводу из эксплуатации данных активов. Ставка дисконтирования пересматривается каждую отчетную дату и отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег и риски, характерные для обязательства.

Данный резерв пересматривается по состоянию на каждую отчетную дату, в соответствии с толкованием Комитета по интерпретациям МСФО («КИМСФО») 1 *«Изменение в существующих резервах по выводу из эксплуатации»*, следующим образом:

- при изменении оценок будущих денежных потоков (например, стоимость ликвидации одной скважины, срок ликвидации) или ставки дисконтирования, изменения в сумме обязательства включаются в стоимость основного средства, при этом стоимость основного средства не может быть отрицательной и не может превысить возмещаемую стоимость основного средства;
- изменения в сумме обязательств в связи с приближением срока обязательства (изменение дисконта) включается в состав финансовых расходов.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Признание обязательств, связанных с выбытием активов (продолжение)

Деятельность компании по переработке и сбыту включает в себя переработку нефти, реализацию через морские терминалы и прочие пункты сбыта, розничную реализацию. Деятельность Компании по нефтепереработке связана с использованием нефтехимических производственных комплексов. Законодательные или договорные обязательства, связанные с выбытием активов, относящихся к нефтехимической, нефтеперерабатывающей и сбытовой деятельности, не признаются ввиду ограниченности истории такой деятельности в данных сегментах, отсутствия четких законодательных требований к признанию обязательств, а также того, что точно определить срок полезного использования таких активов не представляется возможным.

Вследствие описанных выше причин, справедливая стоимость обязательств, связанных с выбытием активов сегмента переработки и сбыта, не может быть рассчитана с разумной степенью точности.

В связи с постоянными изменениями законодательства Российской Федерации в будущем возможны изменения требований и потенциальных обязательств, связанных с выбытием долгосрочных активов.

Налог на прибыль

С 2012 года налоговое законодательство Российской федерации разрешает исчислять налог на прибыль на консолидированной основе. В связи с этим основные общества Компании были объединены в консолидированную группу налогоплательщиков (Примечание 41). По обществам, не вошедшим в группу консолидированных налогоплательщиков, налог на прибыль исчисляется исходя из их индивидуальной налоговой декларации. В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены отложенные активы и обязательства по налогу на прибыль, которые рассчитываются Компанией в соответствии с МСФО (IAS) 12 *«Налоги на прибыль»*.

Отложенный налог рассчитывается по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчетности.

Отложенное налоговое обязательство признается в отношении всех налогооблагаемых временных разниц, кроме возникающих в результате:

- первоначального признания гудвилла;
- первоначального признания активов и обязательств в результате сделки, которая:
  - не является объединением компаний и
  - не влияет ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль;
- инвестиций в дочерние предприятия, когда Компания может контролировать сроки реализации этих временных разниц и существует высокая вероятность того, что эти временные разницы не будут реализованы в обозримом будущем.

Убыток, полученный в предыдущие отчетные периоды и использованный для уменьшения суммы налога на прибыль за текущий период, признается как отложенный налоговый актив.

Отложенный налоговый актив признается только в той мере, в какой существует вероятность получения налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены соответствующие вычитаемые временные разницы, кроме случаев первоначального признания актива или обязательства в операции, которая:

- не является объединением компаний и
- на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль (налоговый убыток).

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Налог на прибыль (продолжение)

Компания признает отложенные налоговые активы для всех вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании и долями участия в совместных и ассоциированных предприятиях, в той его части, которая отвечает сразу двум следующим условиям:

- временные разницы будут восстановлены в обозримом будущем и
- возникнет налогооблагаемая прибыль, против которой может быть зачтена временная разница.

Отложенные налоговые активы и обязательства оцениваются по ставкам налога, которые предполагается применять к периоду реализации актива или погашения обязательства, на основе ставок налога (и налогового законодательства), которые действуют или в основном действуют к отчетной дате.

Оценка отложенных налоговых активов и обязательств отражает налоговые последствия, которые могут возникнуть в связи с тем, каким образом Компания намеревается возместить или погасить балансовую стоимость своих активов и обязательств на отчетную дату. Отложенные налоговые активы и обязательства принимаются к зачету, если существует законное право произвести зачет текущих налоговых требований и текущих налоговых обязательств, и когда они относятся к налогу на прибыль, взимаемому одним и тем же налоговым органом, а Компания имеет намерение произвести зачет своих текущих налоговых требований и обязательств.

Балансовая сумма отложенного налогового актива анализируется по состоянию на каждую отчетную дату.

Компания уменьшает балансовую величину отложенного налогового актива в той степени, к какой больше не существует вероятность того, что будет получена достаточная налогооблагаемая прибыль, позволяющая реализовать выгоду от части или всей суммы этого отложенного налогового актива.

Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как внеоборотные отложенные налоговые активы и долгосрочные отложенные налоговые обязательства, соответственно.

Отложенные налоговые активы и обязательства не дисконтируются.

Признание выручки

Выручка признается, когда риски и выгоды от владения товаром переходят к покупателю. Как правило, это происходит в момент перехода права собственности к покупателю, при условии, что цена контрактов фиксирована или существует возможность её определить, а возврат дебиторской задолженности является реальным. В частности, на внутреннем рынке нефть и газ, а также продукты нефтепереработки и материалы обычно считаются реализованными в момент перехода права собственности. При реализации на экспорт право собственности обычно переходит при пересечении границы Российской Федерации, и Компания несет расходы по транспортировке (за исключением фрахта), пошлинам и налогам на такие продажи (Примечание 10). Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного или ожидаемого вознаграждения, за вычетом торговых или оптовых скидок и возмещаемых налогов.

Реализация вспомогательных услуг признается в момент оказания услуг при условии, что стоимость услуг может быть определена и нет никаких существенных сомнений в возможности получения доходов.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Расходы на транспортировку

Транспортные расходы в консолидированном отчете о совокупном доходе представляют собой все коммерческие расходы Компании по доставке нефти как на переработку, так и конечным покупателям, а также расходы по доставке нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих заводов сбытовым предприятиям и конечным потребителям (они могут включать тарифы на транспортировку трубопроводным транспортом и дополнительные расходы по железнодорожной транспортировке, расходы на морской фрахт, погрузочно-разгрузочные работы, портовые сборы и прочие расходы).

Расходы, связанные с эксплуатацией нефтеперерабатывающих производств

Расходы, связанные с ремонтом и профилактическими работами в отношении основных средств предприятий нефтепереработки, отражаются Компанией в том периоде, когда они были понесены.

Расходы на охрану окружающей среды

Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлыми операциями, и не предполагают будущих экономических выгод, относятся на расходы. Обязательства по данным расходам отражаются если существует высокая вероятность проведения оценок состояния окружающей среды и мероприятий по очистке территории, и при этом соответствующие затраты могут быть оценены с разумной степенью точности.

Учет условных обязательств

На дату составления консолидированной финансовой отчетности может существовать ряд условий, которые в дальнейшем под воздействием одного или нескольких факторов, не определенных на дату составления финансовой отчетности, могут привести к убыткам или обязательствам для Компании. Руководство Компании оценивает сумму таких возможных будущих обязательств. Оценка производится на основе предположений и включает в себя фактор субъективности. При определении величины возможных потерь в результате судебных или налоговых разбирательств с участием Компании или требований, которые могут быть предъявлены в виде исков к Компании, руководство Компании, в результате консультаций с юристами и налоговыми консультантами, оценивает как перспективы таких судебных или налоговых разбирательств и предъявления таких требований в судебном порядке, так и возможные суммы возмещения, которое противоположная сторона требует или может потребовать в суде.

Если в результате оценки вероятности появления будущего обязательства выявляется, что обязательство, имеющее денежное выражение, определено с достаточной степенью уверенности (является вероятным), тогда стоимостная оценка такой задолженности отражается в консолидированной финансовой отчетности. В случае если предполагаемое обязательство, имеющее значительную стоимостную оценку, не может быть классифицировано как вероятное, а является лишь возможным, либо стоимостная оценка вероятного обязательства не определена, то в примечаниях к финансовой отчетности включается информация о характере такого обязательства и его стоимостная оценка (если сумма может быть определена с достаточной степенью уверенности и является значительной).

Если вероятность будущего убытка является незначительной, то обычно информация о подобном возможном убытке не включается в примечания к финансовой отчетности, за исключением случаев, когда такой возможный убыток относится к выданной гарантии. В таких случаях сущность гарантии подлежит раскрытию. Однако, в некоторых случаях условные обязательства или другие нетипичные случаи будущих обязательств, могут быть отражены в примечаниях к финансовой отчетности, если, по мнению Руководства, основанному на консультациях с юристами или налоговыми консультантами, информация о таких обязательствах может быть необходима акционерам и другим пользователям финансовой отчетности.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Налоги, полученные от покупателей и перечисленные в бюджет

Из суммы выручки от реализации вычитаются возмещаемые акцизы. Невозмещаемые акцизы и таможенные пошлины не уменьшают сумму выручки и отражаются как расходы по строке «Налоги, за исключением налога на прибыль» в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Налог на добавленную стоимость («НДС») к получению и к оплате отражается, соответственно, в составе Авансов выданных и прочих оборотных активов, и Обязательств по прочим налогам в консолидированном балансе.

Функциональная валюта и валюта презентации

Валютой представления консолидированной финансовой отчетности является российский рубль, который также является функциональной валютой ОАО «НК «Роснефть» и всех его дочерних компаний, осуществляющих деятельность на территории Российской Федерации. Функциональной валютой иностранных дочерних компаний в большинстве случаев является доллар США.

Операции и остатки

Операции в иностранных валютах переведены в функциональную валюту с использованием курса пересчета, приближенного к дате операции. Положительные и отрицательные курсовые разницы, возникающие в результате таких операций и от переоценки денежных активов и обязательств, выраженных в иностранных валютах, по курсу на отчетную дату, признаются в составе прибыли или убытка.

Неденежные активы и обязательства пересчитываются по историческому курсу, действовавшему на даты операций. Неденежные активы и обязательства, признаваемые по справедливой стоимости в иностранных валютах, пересчитываются по курсу на дату определения справедливой стоимости.

Предприятия Компании

Результаты деятельности и финансовое положение всех дочерних, совместных и ассоциированных предприятий Компании, которые имеют функциональную валюту, отличающуюся от валюты презентации, переведены в валюту презентации следующим образом:

- активы и обязательства в каждом отчете о финансовом положении переведены по курсу на дату отчетности;
- доходы и расходы в каждом отчете о совокупном доходе переведены по среднему курсу (если средний курс с достаточной степенью приближения представлял собой накопленный эффект курсов пересчета, преобладавших на даты операций. В противном случае доходы и расходы переведены по курсу на даты операций); и
- все результирующие разницы, возникшие при пересчете, признаны в качестве отдельного компонента прочего совокупного дохода.

Предоплата по договорам поставки нефти

В процессе осуществления своей деятельности Компания заключает долгосрочные контракты на поставку нефти. Условия контрактов могут требовать от покупателя осуществления предоплаты.

Компания рассматривает исполнение контрактов на поставку нефти в качестве обычных договоров продажи, заключеных и удерживаемых с целью получения или поставки нефинансовой статьи в соответствии с ожидаемыми потребностями Компании в закупках, продажах или потреблении. Контракты обычной продажи исключены из области действия стандартов МСФО (IAS) 32 *«Финансовые инструменты: представление в отчетности»* и МСФО (IAS) 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка»*.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Предоплата по договорам поставки нефти (продолжение)

Условия, необходимые для того, чтобы контракт удовлетворял определению обычной продажи, считаются невыполненными, если применимо хотя бы одно из следующего:

- возможность произвести расчеты по договору на нетто-основе не очевидна из условий, однако Компания имеет сложившуюся практику производить расчеты по аналогичным договорам на нетто-основе (с контрагентом, путем заключения компенсирующего соглашения, продажи договора до его исполнения или истечения срока действия);
- для аналогичных договоров Компания имеет сложившуюся практику получать товар и продавать его в скором времени после поставки в целях получения прибыли от краткосрочных колебаний в цене или наценки.

Предоплата под поставки товаров, либо соответствующие отложенные доходы учитываются в качестве нефинансовых обязательств, так как отток экономических выгод, связанных с ними, представляет собой поставку товаров и услуг, а не договорное обязательство на выплату денежных средств или поставку других финансовых активов.

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Принятая учетная политика соответствует учетной политике, применявшейся в предыдущем отчетном году, за исключением применения новых стандартов и интерпретаций, вступивших в силу 1 января 2013 г., и добровольного изменения учетной политики, описанных ниже.

Начиная с 1 января 2013 г., Компания применила добровольное изменение учетной политики, которое имеет эффект на предыдущие отчетные периоды. В методе единиц произведенной продукции для нефтегазовых основных средств (исключая лицензии) в качестве базы распределения используются доказанные разрабатываемые запасы месторождений. Капитализированные затраты, относящиеся к данной категории запасов, включаются в амортизационную базу с целью надлежащего соответствия текущих расходов и добычи. В ряде случаев надежное соотнесение капитализированных затрат с доказанными разрабатываемыми запасами является затруднительным.

Например, если месторождение разработано не полностью, может существовать стоимость незавершенного капитального строительства, которая не относится полностью или частично к доказанным разрабатываемым запасам. С целью улучшения соответствия текущих расходов и добычи Компания приняла решение исключить стоимость незавершенного капитального строительства из амортизационной базы при применении метода единиц произведенной продукции для нефтегазовых основных средств. Данное изменение учтено как изменение учетной политики и применено ретроспективно. Эффект от изменения учетной политики для отчетных периодов, заканчивающихся 31 декабря 2012 г. и 2011 г., – уменьшение начисленного износа, истощения и амортизации на 32 млрд. руб. и 20 млрд. руб., соответственно. Общий накопленный эффект от изменения учетной политики по состоянию на 31 декабря 2012 г. – увеличение нераспределенной прибыли на 59 млрд. руб. Эффект на чистую прибыль, относящуюся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в рублях) – базовую и разводненную прибыль для отчетного периода, закончившегося 31 декабря 2012 г. – увеличение на 2,7 руб.

Компания впервые применила отдельные стандарты и изменения, дата вступления в силу которых 1 января 2013 г.

Изменения и эффект применения каждого нового/измененного стандарта описаны ниже.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

Компания применила комплект стандартов по консолидации: МСФО (IFRS) 10 *«Консолидированная финансовая отчетность»*, МСФО (IFRS) 11 *«Совместная деятельность»*, МСФО (IFRS) 12 *«Раскрытия вложений в другие организации»*. Комплект новых стандартов представляет новую модель контроля и подхода к учету совместной деятельности, а также новые требования по раскрытию информации. В результате применения комплекта стандартов Компания перешла с метода долевого участия к учету активов, обязательств, выручки и расходов, связанных с долей участия Компании в некоторой совместной деятельности, в соответствии с МСФО, применимыми для конкретных активов, обязательств, выручки и расходов. Данное изменение потребовало пересмотра результатов отчетности за предыдущие отчетные периоды.

Дополнительно, применение стандарта МСФО (IFRS) 12 *«Раскрытия вложений в другие организации»* требует дополнительных раскрытий в годовой консолидированной финансовой отчетности.

МСФО (IFRS) 13 *«Оценка по справедливой стоимости»* устанавливает единый источник правил по МСФО для всех оценок справедливой стоимости. МСФО (IFRS) 13 не вносит изменений на указание ситуаций, когда предприятие должно использовать справедливую стоимость, а предоставляет руководство, каким образом должна быть рассчитана справедливая стоимость для целей МСФО, когда применение справедливой стоимости необходимо или разрешено. Применение МСФО (IFRS) 13 не оказало существенного влияния на оценку справедливой стоимости, проводимую Компанией. МСФО (IFRS) 13 содержит специальные требования по раскрытию информации о справедливой стоимости. Некоторые из раскрытий являются обязательными для консолидированной отчетности. Компания представила данные раскрытия в Примечании 38.

МСФО (IAS) 1 *«Представление финансовой отчетности»*. Изменения к МСФО (IAS) 1 вводят группировку статей, представленных в прочем совокупном доходе. Статьи, которые могут быть впоследствии реклассифицированы в состав прибыли или убытка теперь должны быть представлены отдельно от статей, которые никогда не будут реклассифицированы. Изменения затрагивают только презентацию и не оказывают влияния на финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Некоторые другие новые стандарты и изменения, которые включают: изменения к МСФО (IFRS) 7 *«Финансовые инструменты: раскрытия»* и МСФО (IAS) 32 *«Финансовые инструменты: представление в отчетности»*, МСФО (IAS) 19 *«Вознаграждения работникам»* (версия 2011), изменения, вызванные Программой 2009-2011 по ежегодному улучшению стандартов, к стандартам МСФО (IAS) 1 *«Представление финансовой отчетности»*, МСФО (IAS) 16 *«Основные средства»*, МСФО (IAS) 32 *«Финансовые инструменты: представление информации»*, МСФО (IAS) 34 *«Промежуточная финансовая отчетность»* применяются впервые в 2013 году. Применение данных стандартов не оказало существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Ниже представлено влияние первого применения МСФО (IFRS) 11 *«Совместная деятельность»* на консолидированный баланс на 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. и консолидированный отчет о совокупном доходе за 2012 год. В результате применения стандарта Компания перешла с метода долевого участия к учету активов, обязательств, выручки и расходов, связанных с долей участия Компании в Ruhr Oel GmbH, совместной деятельности с группой компаний BP по переработке и сбыту нефти в Западной Европе, а также в ОАО «Томскнефть» ВНК (Томскнефть), совместной деятельности с ОАО «Газпром нефть» по разведке и добыче нефти в Западной Сибири.

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

В представленном в данной финансовой отчетности консолидированном отчете о совокупном доходе за год, оканчивающийся 31 декабря 2011 г., доля Компании в Ruhr Oel GmbH и Томскнефть отражена методом долевого участия в составе статьи «Доход от совместных и ассоциированных предприятий».

Влияние на консолидированный баланс:

	На 31 декабря 2012 г.			На 1 января 2012 г.		
	Ruhr Oel GmbH	Томск нефть	Итого	Ruhr Oel GmbH	Томск нефть	Итого
Увеличение оборотных активов:						
Денежные средства и их эквиваленты	–	3	3	–	–	–
Прочие финансовые активы	2	2	4	2	3	5
Дебиторская задолженность	10	–	10	8	–	8
Товарно-материальные запасы	1	1	2	1	1	2
Авансы выданные и прочие оборотные активы	1	–	1	1	1	2
Итого увеличение оборотных активов	**14**	**6**	**20**	**12**	**5**	**17**
Увеличение/(уменьшение) внеоборотных активов:						
Основные средства	57	42	99	60	40	100
Инвестиции в Ruhr Oel GmbH	(47)	–	(47)	(46)	–	(46)
Инвестиции в Томскнефть	–	(38)	(38)	–	(34)	(34)
Инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия	2	–	2	2	–	2
Отложенные налоговые активы	–	2	2	–	2	2
Гудвилл	–	10	10	–	10	10
Итого увеличение внеоборотных активов	**12**	**16**	**28**	**16**	**18**	**34**
Итого увеличение активов	**26**	**22**	**48**	**28**	**23**	**51**
Увеличение краткосрочных обязательств:						
Кредиторская задолженность и начисления	4	1	5	7	2	9
Кредиты и займы	5	12	17	2	11	13
Обязательства по прочим налогам	2	4	6	3	4	7
Итого увеличение краткосрочных обязательств	**11**	**17**	**28**	**12**	**17**	**29**
Увеличение долгосрочных обязательств:						
Отложенные налоговые обязательства	4	5	9	4	5	9
Резервы	–	4	4	–	3	3
Прочие долгосрочные обязательства	13	–	13	12	–	12
Итого увеличение долгосрочных обязательств	**17**	**9**	**26**	**16**	**8**	**24**
Уменьшение капитала:						
Прочие фонды и резервы	(2)	–	(2)	–	–	–
Нераспределенный убыток	–	(4)	(4)	–	(2)	(2)
Итого уменьшение капитала	**(2)**	**(4)**	**(6)**	–	**(2)**	**(2)**
Итого увеличение обязательств и капитала	**26**	**22**	**48**	**28**	**23**	**51**

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

Влияние на консолидированный отчет о совокупном доходе:

	За год, оканчивающийся 31 декабря 2012 г.		
	Ruhr Oel GmbH	**Томскнефть**	**Итого**
Выручка от реализации и доход от совместных и ассоциированных предприятий			
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	–	**1**	**1**
Доход от совместных и ассоциированных предприятий	–	(8)	(8)
Итого выручка от реализации и доход от совместных и ассоциированных предприятий	**–**	**(7)**	**(7)**
Затраты и расходы			
Производственные и операционные расходы	15	12	27
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	(19)	(51)	(70)
Износ, истощение и амортизация	4	7	11
Налоги, кроме налога на прибыль	–	27	27
Итого затраты и расходы	**–**	**(5)**	**(5)**
Операционный убыток	–	(2)	(2)
Прочие доходы	–	2	**2**
Прибыль до налогообложения	**–**	–	–
Налог на прибыль	–	(2)	(2)
Чистый убыток	**–**	**(2)**	**(2)**
Прочий совокупный расход – реклассифицируемый впоследствии в состав убытка			
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций	(2)	–	(2)
Итого прочий совокупный расход, за вычетом налогов – реклассифицируемый впоследствии в состав убытка	**(2)**	–	**(2)**
Общий совокупный расход, за вычетом налогов	**(2)**	**(2)**	**(4)**
Чистый убыток	**–**	**(2)**	**(2)**
относящийся к акционерам Роснефти	–	(2)	(2)
относящийся к неконтролирующим долям	–	–	–
Общий совокупный расход, за вычетом налогов	**(2)**	**(2)**	**(4)**
относящийся к акционерам Роснефти	(2)	(2)	(4)
относящийся к неконтролирующим долям	–	–	–

Влияние на консолидированный отчет о движении денежных средств:

	За 2012 год
Чистые денежные средства от операционной деятельности	5
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(7)
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности	5
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	**3**

4. Существенные вопросы, требующие применения профессионального суждения и оценки

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство Компании должно производить ряд расчетных оценок и формировать ряд допущений, связанных с отражением активов и обязательств, а также раскрытием информации об условных активах и обязательствах. Фактические результаты могут отличаться от таких расчетных оценок.

Наиболее значительные оценочные данные и существенные допущения, используемые руководством Компании при подготовке консолидированной финансовой отчетности, включают в себя следующее:

- оценку нефтегазовых запасов;
- оценку достаточности прав, окупаемости и сроков полезного использования долгосрочных активов;
- обесценение гудвилла (Примечание 25 «Нематериальные активы и гудвилл»);
- создание резервов по сомнительным долгам и устаревшим и медленно оборачивающимся товарно-материальным запасам (Примечание 21 «Дебиторская задолженность» и Примечание 22 «Товарно-материальные запасы»);
- оценку обязательств, связанных с выбытием активов (Примечание 3 «Основные аспекты учетной политики», раздел Признание обязательств, связанных с выбытием активов, и Примечание 33 «Резервы»);
- оценку условных обязательств по налогам и судебным разбирательствам, признание и раскрытие условных обязательств (Примечание 41 «Условные активы и обязательства»);
- оценку активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль (Примечание 3 «Основные аспекты учетной политики», раздел Налог на прибыль и Примечание 16 «Налог на прибыль»);
- оценку обязательств по защите окружающей среды (Примечание 33 «Резервы» и Примечание 41 «Условные активы и обязательства»);
- оценку справедливой стоимости (Примечание 38 «Справедливая стоимость финансовых инструментов»);
- оценку возможности продления существующих договоров и заключение новых договоров операционной аренды;
- распределение цены приобретения на стоимость приобретенных активов и принятых обязательств (Примечание 7 «Приобретение дочерних компаний»).

Допущениями и предположениями, имеющими наибольшее влияние на отчетность, являются допущения, которые используются для оценки экономической целесообразности добычи резервов.

Оценка величины нефтегазовых запасов используется для применения метода единиц произведенной продукции при расчете амортизации и производится в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США (U.S. Securities and Exchange Commission – SEC). Оценки пересматриваются на ежегодной основе.

Подобные допущения и оценки могут меняться по мере получения новой информации, например по результатам:

- получения более детальной информации, относительно резервов (по результатам более детальных инженерных расчетов или в результате дополнительных разведочных скважин);
- проведения дополнительных работ по повышению отдачи месторождений;
- изменения экономических предположений и допущений (например, измерение ценовых факторов).

5. Новые стандарты и интерпретации, разработанные, но еще не принятые на данный момент

В декабре 2011 года КМСФО внес поправки в МСФО (IAS) 32 *«Финансовые инструменты: представление в отчетности»* («МСФО (IAS) 32»). Поправки уточняют правила зачета активов и обязательств и представляют новые связанные с этим требования по раскрытию информации. Поправки к МСФО (IAS) 32 вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или позднее. Компания будет применять обновленный МСФО (IAS) 32 начиная с 1 января 2014 г. Руководство Компании ожидает, что поправки не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В мае 2013 КМСФО выпустил поправку к МСФО (IAS) 36 *«Обесценение активов»*, содержащую требования о раскрытии информации о возмещаемой сумме для нефинансовых активов. Поправка требует дополнительных раскрытий об оценке активов (или групп активов), которые были обесценены, и их возмещаемая сумма была определена как справедливая стоимость за вычетом расходов на продажу. Поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или позднее этой даты. Компания будет применять поправки в МСФО (IAS) 36 начиная с 1 января 2014 г. Руководство Компании ожидает, что поправки в МСФО (IAS) 36 не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В мае 2013 КМСФО выпустил интерпретацию IFRIC 21 *«Обязательные платежи»*. Интерпретация определяет обязывающее событие для признания обязательства как операцию, приводящую к необходимости уплаты налога в соответствии с действующим законодательством. Интерпретация вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или позднее. Компания будет применять IFRIC 21 начиная с 1 января 2014 г. Руководство Компании ожидает, что требования IFRIC 21 не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В июне 2013 КМСФО выпустил поправку *«Новация деривативов и продолжение учета хеджирования»* к стандарту МСФО (IAS 39) *«Финансовые инструменты: признание и оценка». В* соответствии с данной поправкой разрешается продолжение учета хеджирования в случае новации производного инструмента, при условии соблюдения определенных критериев. Поправки к МСФО (IAS) 39 вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или позднее. Компания будет применять поправки в МСФО (IAS) 39 начиная с 1 января 2014 г. Руководство Компании ожидает, что поправки в МСФО (IAS) 39 не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В ноябре 2013 года КМСФО выпустил поправки в МСФО (IFRS) 9 *«Финансовые инструменты»*, которые вводят новую модель учета хеджирования, а также связанные с этим поправки в МСФО (IFRS) 7 *«Финансовые инструменты: раскрытие информации»* и МСФО (IAS) 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка»*. В настоящее время не установлена обязательная дата вступления поправок в силу, досрочное применение разрешается, дата введения в действие обновленного стандарта МСФО (IFRS) 9 будет объявлена по окончании проекта по учету финансовых инструментов. Компания не будет применять обновленный МСФО (IFRS) 9 начиная с 1 января 2014 г.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками

Управление капиталом

Компания осуществляет управление капиталом для обеспечения продолжения деятельности всех предприятий Компании в обозримом будущем и одновременной максимизации прибыли для акционеров за счет оптимизации соотношения заемных и собственных средств.

Руководство Компании регулярно анализирует отношение чистого долга к задействованному капиталу, чтобы убедиться, что он соответствует требованиям текущего уровня рейтинга Компании.

В состав задействованного капитала Компании входят долговые обязательства, которые включают в себя долгосрочные и краткосрочные кредиты и займы, часть прочих краткосрочных обязательств, капитал акционеров Роснефти, включающий уставный капитал, резервы и нераспределенную прибыль, а также неконтролирующие доли. Чистый долг Компании не является показателем МСФО и рассчитывается как сумма привлеченных займов и кредитов, как это представлено в бухгалтерском балансе, плюс часть прочих краткосрочных обязательств, минус денежные средства и их эквиваленты, минус временно свободные денежные средства, размещенные в краткосрочные финансовые активы. Коэффициент отношения чистого долга к капиталу позволяет пользователям отчетности оценить существенность величины чистого долга Компании к задействованному капиталу.

Отношение чистого долга к задействованному капиталу Компании рассчитывалось следующим образом:

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**
Общий долг	**2 367**	980
Денежные средства и их эквиваленты	**(275)**	(299)
Прочие краткосрочные финансовые активы	**(232)**	(90)
Чистый долг	**1 860**	591
Капитал	**3 165**	2 322
Итого задействованный капитал	**5 025**	2 913
Отношение чистого долга к задействованному капиталу, %	**37,0%**	20,3%

Управление финансовыми рисками

В ходе своей деятельности Компания подвержена следующим финансовым рискам: рыночному риску (включая валютный риск, риск изменения процентных ставок, риск изменения цены на товары), кредитному риску и риску ликвидности. Компанией была внедрена система управления рисками, а также разработан ряд процедур, способствующих их количественному измерению, оценке и осуществлению контроля над ними, а также выбору соответствующих способов управления рисками.

Компанией были разработаны, документально оформлены и утверждены положения и политики в отношении рыночного и кредитного рисков, риска ликвидности и использования производных финансовых инструментов.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Валютный риск

Группа осуществляет операции, номинированные в иностранной валюте, в основном в долларах США и евро, и вследствие колебания валютных курсов подвержена валютному риску. Валютный риск связан с активами, обязательствами, операциями и финансированием, выраженными в иностранной валюте.

Балансовая стоимость монетарных активов и обязательств, деноминированных в иностранной валюте, отличной от функциональной валюты Компании, представлена следующим образом:

	Активы		**Обязательства**	
	На 31 декабря		**На 31 декабря**	
	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**	**2013 г.**	**2012 г. (пересмотренные данные)**
Доллар США	**518**	451	**(1 966)**	(711)
Евро	**67**	66	**(133)**	(106)
Итого	**585**	517	**(2 099)**	(817)

Валютный риск оценивается ежемесячно с использованием анализа чувствительности и поддерживается в рамках параметров, утвержденных в соответствии с политикой Компании. В приведенной ниже таблице показано изменение прибыли Компании до налогообложения при росте/(снижении) рубля по отношению к доллару США и евро.

	Доллары США – влияние			**Евро – влияние**		
	2013 г.	**2012 г.**	**2011 г.**	**2013 г.**	**2012 г.**	**2011 г.**
% изменения курса валюты	**9,77%**	10,72%	12,50%	**7,86%**	9,49%	11,77%
Прибыль/(убыток)	**142/(142)**	28/(28)	48/(48)	**5/(5)**	4/(4)	(1)/1

Управление валютным риском по прогнозируемым операционным расходам является неотъемлемой частью программы Компании по управлению рисками, которая направлена на уменьшение потенциального неблагоприятного эффекта от колебаний рыночного обменного курса на результаты операционной деятельности. Компания заключает контракты для экономического хеджирования рисков, связанных с укреплением рубля (Примечания 20, 26, 31). Данные инструменты не учитываются как операции хеджирования согласно МСФО (IAS) 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка».*

Риск изменения процентных ставок

Кредиты и займы, полученные под плавающие процентные ставки, оказывают влияние на годовую прибыль Компании из-за возможных изменений рыночных процентных ставок в части варьируемого элемента общей процентной ставки по кредитам и займам. Такие риски хеджируются Компанией, но данные операции не учитываются как операции хеджирования согласно МСФО (IAS) 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка».*

По состоянию на 31 декабря 2013 г. задолженность Компании по кредитам и займам с плавающей процентной ставкой, рассчитываемой только на базе ставок LIBOR и EURIBOR, составляла 1 763 млрд руб. (не включая сумму процентов к уплате). В течение 2013 и 2012 гг. заемные средства Компании, полученные под плавающие ставки, были, главным образом, выражены в долларах США и евро.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Риск изменения процентных ставок (продолжение)

Компания проводит анализ подверженности риску изменения процентных ставок, включая моделирование различных сценариев для оценки влияния изменения процентной ставки на размер годовой прибыли до налогообложения.

В приведенной ниже таблице показана чувствительность прибыли Компании до налогообложения к возможному росту или снижению ставок LIBOR, применимых к варьируемым элементам процентных ставок по кредитам и займам. Увеличение или уменьшение ставок отражает проведенную руководством оценку их возможного изменения.

	Увеличение/уменьшение ставки	**Эффект на прибыль до налогообложения**
	базисные пункты	**млрд руб.**
2013 г.	**+ 6**	**(1)**
	- 6	**1**
2012 г.	+ 5	–
	- 5	–
2011 г.	+ 15	(1)
	- 15	1

Влияние возможных изменений EURIBOR несущественно.

Анализ чувствительности проводится только для кредитов и займов с плавающей процентной ставкой при неизменности всех прочих показателей на основании допущения о том, что сумма задолженности под плавающую процентную ставку на отчетную дату не погашалась в течение всего года. Фактически ставка по кредитам и займам с варьируемым элементом будет изменяться в течение года вместе с колебаниями рыночных процентных ставок.

Эффект, полученный в результате анализа чувствительности, не учитывает иные возможные изменения в экономической ситуации, которые могут сопутствовать соответствующим изменениям рыночных процентных ставок.

Компания заключает контракты для экономического хеджирования рисков, связанных с увеличением процентных расходов по привлеченным кредитам и займам (Примечания 20, 26, 31).

Кредитный риск

Компания контролирует собственную подверженность влиянию кредитного риска. Оценка кредитоспособности внешних контрагентов осуществляется в отношении всех покупателей и их финансовых гарантов, а также продавцов товаров и услуг, действующих на условиях предоплаты. Компания осуществляет постоянный мониторинг финансового состояния контрагентов и контроль риска неплатежей. Максимальная сумма кредитного риска Компании, в случае невыполнения контрагентами своих обязательств, ограничена суммами заключенных контрактов. По состоянию на 31 декабря 2013 г. руководство оценивало риск невыполнения контрагентами своих обязательств как маловероятный.

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Кредитный риск (продолжение)

Также при управлении денежными потоками и кредитными рисками Компания регулярно отслеживает кредитоспособность финансовых и банковских организаций, с которыми осуществляет расчеты по международным торговым операциям и в которых размещает денежные средства на депозиты. Компания в основном сотрудничает с российскими дочерними структурами крупных международных банков, а также с некоторыми крупнейшими российскими банками. Максимальный кредитный риск Компании представлен балансовой стоимостью каждого финансового актива, отраженного в консолидированном балансе.

Риск ликвидности

Компания обладает развитой системой управления риском ликвидности для управления краткосрочным, среднесрочным и долгосрочным финансированием. Компания контролирует риск ликвидности за счет поддержания достаточных резервов, банковских кредитных линий и резервных заемных средств. Руководство осуществляет постоянный мониторинг прогнозируемых и фактических денежных потоков и анализирует графики погашения финансовых активов и обязательств, а также осуществляет ежегодные процедуры детального бюджетирования.

Информация по срокам погашения финансовых обязательств Компании в соответствии с договорными графиками:

Год, закончившийся 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	По требованию	12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Кредиты и займы	–	112	533	505	**1 150**
Обязательства по финансовой аренде	–	4	6	4	**14**
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	–	117	–	–	**117**
Заработная плата и связанные начисления	–	22	–	–	**22**
Остатки на счетах клиентов банка	41	–	–	–	**41**
Прочая кредиторская задолженность	–	13	–	–	**13**

Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	По требованию	12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Кредиты и займы	–	721	1 359	556	**2 636**
Обязательства по финансовой аренде	–	5	6	3	**14**
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	–	187	–	–	**187**
Заработная плата и связанные начисления	–	45	–	–	**45**
Добровольное предложение о приобретении акций ОАО «РН Холдинг» (Примечание 37)	153	–	–	–	**153**
Остатки на счетах клиентов банка	36	–	–	–	**36**
Прочая кредиторская задолженность	–	22	–	–	**22**
Производные финансовые инструменты	–	6	–	–	**6**
Часть краткосрочных обязательств	–	7	–	–	**7**

Из суммы кредитов и займов исключены займы и векселя к уплате компаний, аффилированных с ОАО «НК ЮКОС», которые ранее были учтены на балансе его дочерних обществ, приобретенных Компанией по итогам аукциона реализации активов ОАО «НК ЮКОС». Эти займы и векселя к уплате в настоящий момент оспариваются Компанией (Примечания 30, 41).

7. Приобретение дочерних компаний

Приобретение ТНК-ВР

21 марта 2013 г. Компания завершила приобретение в совокупности 100%-ной доли участия в капитале компании TNK-BP Limited, конечной холдинговой компании ТНК-ВР, и ее дочерней компании TNK Industrial Holdings Limited (совместно с их дочерними предприятиями именуемых «ТНК-ВР»).

ТНК-ВР – вертикально-интегрированная группа компаний с диверсифицированным портфелем активов в разведке, добыче, переработке и сбыте в России, Украине, Белоруссии, Венесуэле, Вьетнаме и Бразилии. ТНК-ВР являлась третьей крупнейшей нефтяной группой компаний в России по добыче нефти. ТНК-ВР осуществляет деятельность в ключевых регионах добычи углеводородов в России, включая Западную Сибирь, Волго-Уральский бассейн и Восточную Сибирь.

Справедливая стоимость совокупного переданного возмещения составила 1 767 млрд руб. на дату приобретения. Приобретение осуществлялось путем двух независимых сделок с ВР и консорциумом AAR.

Совокупная стоимость приобретения представлена ниже:

50% доля в ТНК-ВР, приобретенная у ВР:	
Денежное возмещение в сумме 16,65 млрд долл. США, по официальному курсу Центрального банка Российской Федерации (далее – «ЦБ РФ») на дату приобретения	515
1 360 449 797 казначейских акций Роснефти (что составляет 12,84% уставного капитала) по справедливой стоимости	327
50% доля в ТНК-ВР, приобретенная у AAR:	
Денежное возмещение в сумме 27,73 млрд долл. США, по официальному курсу ЦБ РФ на дату приобретения	858
Итого денежное возмещение и долевые финансовые инструменты	**1 700**
Справедливая стоимость инвестиции в ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	67
Итого стоимость приобретения	**1 767**

Справедливая стоимость казначейских акций Роснефти, переданных в обмен на акции ТНК-ВР, была определена на основании цены закрытия по глобальным депозитарным распискам Роснефти на Лондонской фондовой бирже на 21 марта 2013 г.

До сделки по покупке ТНК-ВР доля Компании в ОАО «Верхнечонскнефтегаз» («ВЧНГ») составляла 25,94%. В рамках сделки по приобретению ТНК-ВР увеличение доли Компании в ВЧНГ до контролирующей было отражено в соответствии с МСФО (IFRS) 3 *«Объединение бизнеса»* как поэтапное приобретение бизнеса. Соответствующая дооценка неконтролирующей доли Компании в ВЧНГ до ее справедливой стоимости на сумму 38 млрд руб. отражена в составе строки «Прочие доходы» консолидированного отчета о совокупном доходе за 2013 г. Справедливая стоимость неконтролирующей доли в ВЧНГ в размере 67 млрд руб. учтена в составе переданного возмещения.

Приобретение компании ТНК-ВР не предусматривает обязательств по условному возмещению.

7. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

Приобретение ТНК-ВР (продолжение)

В ходе сделки были приобретены следующие компании:

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	Всего акции	Голос. акции
			%	%
Разведка и добыча				
ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	94,67	96,51
ОАО «Варьеганнефтегаз»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	89,34	90,91
ООО «СП «Ваньеганнефть»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	94,67	96,51
ОАО «ТНК-Нягань»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	94,67	96,51
ОАО «Тюменнефтегаз»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	94,67	96,51
ОАО «Оренбургнефть»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	95,13	96,61
ООО «Бугурусланнефть»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	95,13	96,61
ОАО «Корпорация Юганефть»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	75,30	76,77
ОАО «Самотлорнефтегаз»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	94,67	96,51
ОАО «ТНК-Нижневартовск»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	94,67	96,51
ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	94,67	96,51
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	70,05	71,42
ООО «ТНК-Уват»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	94,67	96,51
ООО «Тагульское»	РФ	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ОАО «Сузун»	РФ	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
TNK Vietnam B.V.	Нидерланды	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00
Переработка, логистика и сбыт				
ООО «Нижневартовское нефтеперерабатывающее объединение»	РФ	Производство нефтепродуктов	94,67	96,51
ЗАО «РНПК»	РФ	Производство нефтепродуктов	94,67	96,51
ОАО «Саратовский НПЗ»	РФ	Производство нефтепродуктов	81,01	87,98
ЗАО «Карелиянефтепродукт»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ООО «Курскоблнефтепродукт»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ОАО «Калуганефтепродукт»	РФ	Торговля нефтепродуктами	93,04	96,51
ОАО «Рязаньнефтепродукт»	РФ	Торговля нефтепродуктами	93,55	96,51
ОАО «Туланефтепродукт»	РФ	Торговля нефтепродуктами	87,51	92,29
ЗАО «ПКЭК»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ОАО «ТНК-Столица»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ООО «ЗСНП»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ОАО «Саратовнефтепродукт»	РФ	Торговля нефтепродуктами	87,98	90,29
ООО «ТНК-ВР Северная столица»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ООО «ТНК смазочные материалы»	РФ	Торговля нефтепродуктами	97,33	98,25
ЗАО «ТНК Юг Менеджмент»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ООО «ТНК-ВР Маркетинг»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ОАО «ТНК-Ярославль»	РФ	Торговля нефтепродуктами	89,03	90,76
ИООО «ТНК-БиПи Запад»	Беларусь	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «ТНК-Индастриз»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ЗАО Топливозаправочная компания «Кольцово»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ООО «ТЗК-Актив»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ПРАТ «ЛИНИК»	Украина	Производство нефтепродуктов	95,21	95,21
TNK Trade Limited	Республика Кипр	Торговля нефтью и нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «Красноленинский НПЗ»	РФ	Производство нефтепродуктов	94,67	96,51
Прочие				
TNK Industrial Holdings Limited	Британские Виргинские Острова	Холдинговая Компания	100,00	100,00
TNK-BP Limited	Британские Виргинские Острова	Холдинговая Компания	100,00	100,00
TNK-BP International Limited	Британские Виргинские Острова	Холдинговая Компания	100,00	100,00
TNK Pipelines Vietnam B.V.	Нидерланды	Транспортные услуги	100,00	100,00
Novy Investments Limited	Республика Кипр	Холдинговая Компания	100,00	100,00
TNK Management Company Limited	Республика Кипр	Холдинговая Компания	100,00	100,00
ОАО «ТНК-ВР Холдинг»	РФ	Холдинговая Компания	94,67	96,51
ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»	РФ	Корпоративное управление	100,00	100,00

7. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

Приобретение ТНК-ВР (продолжение)

В течение второго и третьего кварталов 2013 года ряд приобретенных дочерних обществ был переименован.

В результате приобретения Компания увеличила мощности по добыче нефти и производству нефтепродуктов, вышла на новые географические рынки сбыта и существенно расширила свою сеть розничной продажи нефтепродуктов. Руководство Компании полагает, что приобретение ТНК-ВР позволит Компании занять лидирующее положение в мире среди публичных компаний, действующих в нефтегазовом секторе, укрепить свое положение в качестве регионального добывающего лидера в России и Европе, а также достичь значительного синергетического эффекта с компанией ТНК-ВР, в том числе в сфере совместных предприятий, оптимизации логистики поставок нефти и нефтепродуктов, добычи и реализации природного газа, а также в части оптимизации затрат и активов.

Компания учла приобретение ТНК-ВР как приобретение бизнеса. Компания консолидировала результаты деятельности приобретенного бизнеса с даты получения контроля над ТНК-ВР – 21 марта 2013 г.

Ниже представлено распределение цены приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

АКТИВЫ	
Оборотные активы:	
Денежные средства и их эквиваленты	178
Денежные средства с ограничением к использованию	5
Дебиторская задолженность	53
Товарно-материальные запасы	60
Авансы выданные и прочие оборотные активы	79
Итого оборотные активы	**375**
Внеоборотные активы:	
Основные средства	2 235
Нематериальные активы	24
Прочие финансовые активы	13
Инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия	207
Отложенные налоговые активы	9
Прочие внеоборотные нефинансовые активы	9
Итого внеоборотные активы	**2 497**
Итого активы	**2 872**

7. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

Приобретение ТНК-ВР (продолжение)

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	
Краткосрочные обязательства:	
Кредиторская задолженность и начисления	117
Кредиты и займы	31
Обязательства по налогу на прибыль	3
Обязательства по прочим налогам	61
Резервы	7
Прочие краткосрочные обязательства	12
Итого краткосрочные обязательства	**231**
Долгосрочные обязательства:	
Кредиты и займы	203
Отложенные налоговые обязательства	344
Резервы	39
Прочие долгосрочные обязательства	9
Итого долгосрочные обязательства	**595**
Итого обязательства	**826**
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	**2 046**
Неконтролирующая доля, оцениваемая по справедливой стоимости	(112)
Доход от выгодной покупки	(167)
Стоимость приобретения	**1 767**

Потоки денежных средств при приобретении ТНК-ВР:

Чистая сумма денежных средств, приобретенная с ТНК-ВР	178
Уплаченная сумма денежных средств	(1 373)
Чистый отток денежных средств	**(1 195)**

Доход от выгодной покупки активов ТНК-ВР объясняется исключительным положением Компании на российском рынке. Компания оказалась единственным потенциальным покупателем активов ТНК-ВР, который имел возможность предложить оплату приобретения подобного масштаба преимущественно денежными средствами без отсрочки платежа. Дополнительно переговорную позицию Компании усилило заключение двух независимых сделок с BP и консорциумом AAR, в каждой из которых была приобретена неконтролирующая 50% доля.

Отложенные налоговые обязательства в сумме 344 млрд руб., в основном, относятся к переоценке основных средств.

Справедливая стоимость дебиторской задолженности на дату приобретения приблизительно равна неоплаченным сумам, в соответствии с заключенными договорами. В составе дебиторской задолженности нет сумм, безнадежных к взысканию.

Чистый отток денежных средств в сумме 1 195 млрд руб. был представлен в строке «Приобретение дочерних компаний, за вычетом полученных денежных средств» в составе инвестиционной деятельности консолидированного отчета о движении денежных средств за 2013 г.

С 21 марта 2013 г. (даты приобретения) суммы выручки и чистой прибыли ТНК-ВР, включенные в консолидированный отчет о совокупном доходе за 2013 г., составили 1 551 млрд руб. и 107 млрд руб., соответственно.

Если бы приобретение ТНК-ВР состоялось в начале отчетного периода (1 января 2013 г.), то выручка и чистая прибыль объединенной компании за 2013 г., составили бы 5 069 млрд руб. и 582 млрд руб., соответственно.

7. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

Приобретение ООО «Базовый авиатопливный оператор» и ООО «ГенералАвиа»

В мае 2013 года Компания приобрела за 6 млрд руб. 100% долю в ООО «Базовый авиатопливный оператор» и ООО «Генерал Авиа», занимающихся реализацией, хранением и заправкой авиационного топлива в аэропортах Краснодара, Сочи, Анапы, Геленджика и Абакана.

Ниже представлено предварительное распределение цены приобретения ООО «Базовый авиатопливный оператор» и ООО «Генерал Авиа» на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

АКТИВЫ	
Внеоборотные активы:	
Основные средства	7
Итого внеоборотные активы	**7**
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	
Долгосрочные обязательства:	
Отложенные налоговые обязательства	1
Итого долгосрочные обязательства	**1**
Стоимость приобретения	**6**

Приобретение ООО «НГК «ИТЕРА»

2 июля 2013 г. Компания приобрела 49% в ООО «НГК «ИТЕРА», одном из крупнейших независимых производителей и продавцов природного газа в Российской Федерации. В результате данного приобретения доля Компании в капитале ООО «НГК «ИТЕРА» составила 100%. Данное приобретение было отражено как поэтапное приобретение бизнеса в соответствии с МСФО (IFRS) 3 *«Объединение бизнеса»*.

Предварительная справедливая стоимость совокупного переданного возмещения составила 191 млрд руб. на дату приобретения и включает в себя денежное возмещение в размере 95 млрд руб. и предварительную справедливую стоимость неконтролирующей доли в ООО «НГК «ИТЕРА» в размере 96 млрд руб.

В ходе сделки были приобретены следующие компании:

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	Всего акции	Голос. акции
			%	%
Разведка и добыча				
ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00
ОАО «Братскэкогаз»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	79,00	79,00
ОАО «Сибнефтегаз»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	48,94	48,94
ОАО «Пургаз»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	49,00	49,00
Нефтепереработка и сбыт				
ООО «Сибгазтранзит»	РФ	Торговля газом	100,00	100,00
ЗАО «Уралсевергаз»	РФ	Торговля газом	67,00	67,00
SIA «ITERA Latvija»	Латвия	Торговля газом	66,00	66,00
Прочие				
ООО «НГК «ИТЕРА»	РФ	Холдинговая Компания	100,00	100,00
ООО «Фирма «Проект»	РФ	Холдинговая Компания	100,00	100,00
ООО «Линко-оптим»	РФ	Холдинговая Компания	100,00	100,00
ООО «ОВИТ»	РФ	Холдинговая Компания	100,00	100,00
ООО «ИТЕРА Финанс»	РФ	Финансовые услуги	100,00	100,00
ООО «ЭК «ЭНЕКО»	РФ	Холдинговая Компания	100,00	100,00
ЗАО «Регионгазинвест»	РФ	Производство тепловой энергии	100,00	100,00
ОАО «Расчетный центр Урала»	РФ	Расчетные операции	99,90	99,90
ITERA-Turkmenistan Ltd.	Кипр	Холдинговая Компания	100,00	100,00
Davonte Holdings Ltd.	Кипр	Холдинговая Компания	100,00	100,00

7. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

Приобретение ООО «НГК «ИТЕРА» (продолжение)

Приобретение ООО «НГК «ИТЕРА» повышает эффективность в управлении бизнеса, создает новые возможности для его роста, формирует устойчивую платформу для последовательной реализации газовой стратегии Компании.

Ниже представлено предварительное распределение цены приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

АКТИВЫ	
Оборотные активы:	
Денежные средства и их эквиваленты	1
Дебиторская задолженность	11
Авансы выданные и прочие оборотные активы	2
Итого оборотные активы	**14**
Внеоборотные активы:	
Основные средства	92
Прочие финансовые активы	4
Инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия	128
Отложенные налоговые активы	1
Итого внеоборотные активы	**225**
Итого активы	**239**
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	
Краткосрочные обязательства:	
Кредиторская задолженность и начисления	6
Кредиты и займы	12
Итого краткосрочные обязательства	**18**
Долгосрочные обязательства:	
Кредиты и займы	10
Отложенные налоговые обязательства	19
Итого долгосрочные обязательства	**29**
Итого обязательства	**47**
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	**192**
Неконтролирующая доля, оцениваемая по предварительной справедливой стоимости	(1)
Стоимость приобретения	**191**

Распределение цены приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств по состоянию на 31 декабря 2013 г. является предварительным. Распределение цены приобретения не было завершено вследствие сложности сделки по приобретению и неопределенностей, связанных с оценкой справедливой стоимости основных средств, инвестиций и отложенных налоговых обязательств. Распределение цены приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств будет завершено в течение 12 месяцев с даты приобретения.

Справедливая стоимость дебиторской задолженности на дату приобретения приблизительно равна неоплаченным суммам, в соответствии с заключенными договорами. В составе дебиторской задолженности нет сумм, безнадежных к взысканию.

Приобретение ООО «НГК «ИТЕРА» не предусматривает обязательств по условному возмещению.

7. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

Приобретение ООО «ТНК-Шереметьево»

30 сентября 2013 г. Компания приобрела долю в размере 50% в уставном капитале ООО «ТНК-Шереметьево», владеющего 74,9% в ЗАО «ТЗК Шереметьево», за 300 млн долл. США (9,7 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на дату приобретения). В результате данного приобретения доля Компании в уставном капитале ООО «ТНК-Шереметьево» составила 100%. ЗАО «ТЗК Шереметьево» является основным оператором топливно-заправочного комплекса в Международном Аэропорту Шереметьево, осуществляющим деятельность по реализации, хранению и заправке авиационного топлива.

Приобретение дополнительной доли в размере 50% в уставном капитале ООО «ТНК-Шереметьево» отражено в соответствии с МСФО (IFRS) 3 *«Объединение бизнеса»* как поэтапное приобретение бизнеса. Справедливая стоимость ранее имевшейся неконтролирующей доли в ООО «ТНК-Шереметьево» в размере 9 млрд руб. и займ, полученный ООО «ТНК-Шереметьево» от Компании в размере 5,5 млрд руб. учтены в составе стоимости приобретения.

Начиная с 30 сентября 2013 года, активы и обязательства ООО «ТНК-Шереметьево» и ЗАО «ТЗК-Шереметьево» консолидируются Компанией. В октябре 2013 года ООО «ТНК-Шереметьево» было переименовано в ООО «РН-Аэро Шереметьево». Стоимость приобретения дополнительных 50% в уставном капитале ООО «ТНК-Шереметьево» была полностью оплачена в октябре 2013 г.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. оценка справедливой стоимости активов и обязательств не была завершена. Предварительное распределение стоимости приобретения отражено на основании исторической балансовой стоимости активов и обязательств. Вся сумма превышения цены приобретения над справедливой стоимостью чистых активов ООО «ТНК-Шереметьево» отражена в качестве гудвилла. Распределение стоимости приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств будет завершено в течение 12 месяцев с даты приобретения.

7. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

Приобретение ООО «ТНК-Шереметьево» (продолжение)

Ниже представлено предварительное распределение совокупной стоимости приобретения ООО «ТНК-Шереметьево»:

АКТИВЫ	
Оборотные активы:	
Денежные средства и их эквиваленты	3
Дебиторская задолженность	2
Прочие оборотные активы	1
Итого оборотные активы	**6**
Внеоборотные активы:	
Основные средства	3
Прочие внеоборотные активы	2
Итого внеоборотные активы	**5**
Итого активы	**11**
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	
Краткосрочные обязательства:	
Кредиторская задолженность	4
Краткосрочные кредиты и займы	2
Итого краткосрочные обязательства	**6**
Итого обязательства	**6**
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	**5**
Неконтролирующая доля, оцениваемая по предварительной справедливой стоимости	(1)
Гудвилл	20
Стоимость приобретения	**24**

По предварительной оценке гудвилл в размере 20 млрд руб. преимущественно относится к ожидаемому синергетическому эффекту от получения доступа к премиальному каналу сбыта в Международном аэропорту Шереметьево, крупнейшем по потреблению авиатоплива и объему транспортного сообщения аэропорту России. Вся сумма гудвилла не принимается к вычету при расчете налогооблагаемой прибыли.

Приобретение ООО «ТНК-Шереметьево» не предусматривает обязательств по условному возмещению.

7. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

Приобретение ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»

В октябре 2013 г. Компания завершила серию сделок по приобретению в совокупности 65% в ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», доведя свою долю до 100%, а также выкупила основную часть финансовой задолженности данного общества. Общая стоимость приобретения 65% доли, с учетом выкупа задолженности, составила 3 139 млн долл. США (101 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на дату приобретения). ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» владеет лицензиями на разработку Центрального блока и Курунгского лицензионного участка Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Приобретение дополнительной доли в размере 65% в уставном капитале ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» отражено в соответствии с МСФО (IFRS) 3 *«Объединение бизнеса»* как поэтапное приобретение бизнеса. Предварительная справедливая стоимость ранее имевшейся неконтролирующей доли в ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» в размере 13 млрд руб.. учтена в составе предварительной стоимости приобретения.

Ниже представлено предварительное распределение совокупной стоимости приобретения ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»:

АКТИВЫ	
Оборотные активы:	
Авансы выданные и прочие оборотные активы	2
Итого оборотные активы	**2**
Внеоборотные активы:	
Основные средства	34
Стоимость лицензий на добычу нефти и газа	105
Итого внеоборотные активы	**139**
Итого активы	**141**
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	
Краткосрочные обязательства:	
Кредиторская задолженность и начисления	4
Итого краткосрочные обязательства	**4**
Долгосрочные обязательства:	
Кредиты и займы	1
Отложенные налоговые обязательства	22
Итого долгосрочные обязательства	**23**
Итого обязательства	**27**
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	**114**
Стоимость приобретения	**114**

Приобретение компании ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» не предусматривает обязательств по условному возмещению.

7. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

Приобретение ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (продолжение)

Компания планирует реализовать долю в ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» в течение 12 месяцев. По состоянию на 31 декабря 2013 года активы и обязательства ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» были классифицированы как активы и обязательства для продажи:

АКТИВЫ	
Оборотные активы:	
Авансы выданные и прочие оборотные активы	3
Итого оборотные активы	**3**
Внеоборотные активы:	
Основные средства	39
Стоимость лицензий на добычу нефти и газа	105
Итого внеоборотные активы	**144**
Итого активы для продажи	**147**
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	
Краткосрочные обязательства:	
Кредиторская задолженность и начисления	3
Итого краткосрочные обязательства	**3**
Долгосрочные обязательства:	
Кредиты и займы	3
Отложенные налоговые обязательства	22
Итого долгосрочные обязательства	**25**
Итого обязательства по активам для продажи	**28**

7. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

Приобретение ОАО «Сибнефтегаз»

В ноябре 2013 г., Компания завершила приобретение 40% доли в «Artic Russia B.V.» у итальянской нефтегазовой компании Enel за 59 млрд руб. Artic Russia B.V. является материнской компанией ООО «СеверЭнергия», которая владеет лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу на месторождениях Самбургского, Ево-Яхинского, Яро-Яхинского и Северо-Часельского лицензионных участков.

В декабре 2013 г. Компания осуществила обмен активами с ОАО «НОВАТЭК», в результате которого 40% доли в «Artic Russia B.V.», принадлежавших Компании, были обменены на 51% доли в ОАО «Сибнефтегаз», принадлежавших ОАО «НОВАТЭК». Сделка не предполагала проведения расчетов денежными средствами. По завершению обмена активами Компания получила 100% доли в ОАО «Сибнефтегаз». ОАО «Сибнефтегаз» владеет лицензиями на разведку и добычу углеводородов Пырейного газоконденсатного месторождения и лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу на месторождениях Берегового и Хадырьяхинского лицензионных участков.

Приобретение дополнительной доли в размере 51% в уставном капитале ОАО «Сибнефтегаз» отражено в соответствии с МСФО (IFRS) 3 *«Объединение бизнеса»* как поэтапное приобретение бизнеса. Предварительная справедливая стоимость ранее имевшейся неконтролирующей доли в ОАО «Сибнефтегаз» в размере 71 млрд руб. учтены в составе стоимости приобретения.

Начиная с 27 декабря 2013 года, активы и обязательства ОАО «Сибнефтегаз» консолидируются Компанией.

Совокупная стоимость приобретения представлена ниже:

Предварительная справедливая стоимость 49% доли в уставном капитале ОАО «Сибнефтегаз», приобретенных в составе приобретения НГК Итера	71
Предварительная справедливая стоимость 40% доли в уставном капитале Artic Russia B.V.	59
Итого стоимость приобретения	**130**

Ниже представлено предварительное распределение стоимости приобретения ОАО «Сибнефтегаз» на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

АКТИВЫ	
Оборотные активы:	
Денежные средства и их эквиваленты	2
Дебиторская задолженность	2
Итого оборотные активы	**4**
Внеоборотные активы:	
Основные средства	172
Нематериальные активы	2
Итого внеоборотные активы	**174**
Итого активы	**178**
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	
Долгосрочные обязательства:	
Отложенные налоговые обязательства	33
Кредиты и займы	15
Итого долгосрочные обязательства	**48**
Стоимость приобретения	**130**

7. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

Приобретение ОАО «Сибнефтегаз» (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2013 г. оценка справедливой стоимости активов и обязательств не была завершена. Предварительное распределение стоимости приобретения отражено на основании исторической балансовой стоимости активов и обязательств. Распределение стоимости приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств будет завершено в течение 12 месяцев с даты приобретения.

Приобретение компании ОАО «Сибнефтегаз» не предусматривает обязательств по условному возмещению.

Приобретение ООО «Центр исследований и разработок»

В феврале 2012 года Компания приобрела за 4 млрд руб. 100% долю в ООО «Центр исследований и разработок», ведущего разработки передовых технологий в области переработки нефти и газа, а также нефтехимии.

В следующей таблице представлено распределение цены приобретения ООО «Центр исследований и разработок» на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

Основные средства	1
Нематериальные активы	2
Итого внеоборотные активы	**3**
Отложенные налоговые обязательства	1
Итого долгосрочные обязательства	**1**
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	**2**
Гудвилл	2
Стоимость приобретения	**4**

Гудвилл в размере 2 млрд руб. относится к ожидаемому синергетическому эффекту от внедрения приобретенных инновационных технологий в области переработки нефти и газа, а также нефтехимии. Соответственно, данный гудвилл был отнесен к сегменту «Переработка и сбыт».

Приобретение ООО «Полярный терминал»

В июне 2012 года Компания приобрела за 1 млрд руб. 100% долю в ООО «Полярный терминал». ООО «Полярный терминал» находится в стадии реализации инвестиционного проекта по созданию терминала по перевалке нефти и нефтепродуктов. Распределение цены приобретения на активы и обязательства, а также результаты деятельности ООО «Полярный терминал» являются несущественными для раскрытия в данной консолидированной финансовой отчетности.

8. Информация по сегментам

Компания определяет операционные сегменты на основании характера их деятельности. Результаты работы сегментов, отвечающих за основные направления деятельности, регулярно анализируются руководством Компании. Сегмент разведки и добычи занимается разведкой и добычей нефти и природного газа. Сегмент переработки и сбыта занимается переработкой нефти и другого углеводородного сырья в нефтепродукты, а также закупками, реализацией и транспортировкой сырой нефти и нефтепродуктов. Корпоративная и прочие деятельности не являются операционным сегментом и включают в себя общекорпоративную деятельность, услуги, связанные с обслуживанием месторождений, инфраструктуры и обеспечением деятельности первых двух сегментов, а также с оказанием банковских, финансовых услуг, и прочие виды деятельности. В основном вся деятельность и активы Компании находятся на территории Российской Федерации.

Результаты деятельности сегментов оцениваются как на основе выручки и операционной прибыли, оценка которых производится на той же основе, что и в консолидированной финансовой отчетности, так и в результате переоценки межсегментной деятельности по рыночным ценам.

Показатели производственных сегментов за 2013 год:

	Разведка и добыча	**Переработка, логистика и сбыт**	**Корпоративная и прочие деятельности**	**Корректировки**	**Консолидированные данные**
Выручка от реализации и доход от совместных и ассоциированных предприятий					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	**61**	**4 570**	**51**	**–**	**4 682**
Межсегментная реализация	**1 848**	**–**	**–**	**(1 848)**	**–**
Доход от совместных и ассоциированных предприятий	**12**	**–**	**–**	**–**	**12**
Итого выручка от реализации и доход от совместных и ассоциированных предприятий	**1 921**	**4 570**	**51**	**(1 848)**	**4 694**
Затраты и расходы					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	**1 098**	**4 385**	**112**	**(1 848)**	**3 747**
Износ, истощение и амортизация	**329**	**56**	**7**	**–**	**392**
Итого затраты и расходы	**1 427**	**4 441**	**119**	**(1 848)**	**4 139**
Операционная прибыль	**494**	**129**	**(68)**	**–**	**555**
Финансовые доходы					**21**
Финансовые расходы					**(56)**
Итого финансовые расходы					**(35)**
Прочие доходы					**242**
Прочие расходы					**(59)**
Курсовые разницы					**(71)**
Прибыль до налогообложения					**632**
Налог на прибыль					**(81)**
Чистая прибыль					**551**

8. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2012 год (пересмотренные данные):

	Разведка и добыча	Переработка, логистика и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
Выручка от реализации и доход от совместных и ассоциированных предприятий					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	45	2 995	26	–	3 066
Межсегментная реализация	1 220	–	–	(1 220)	–
Доход от совместных и ассоциированных предприятий	23	–	–	–	23
Итого выручка от реализации и доход от совместных и ассоциированных предприятий	1 288	2 995	26	(1 220)	3 089
Затраты и расходы					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	701	2 914	76	(1 220)	2 471
Износ, истощение и амортизация	167	33	6	–	206
Итого затраты и расходы	868	2 947	82	(1 220)	2 677
Операционная прибыль	420	48	(56)	–	412
Финансовые доходы					24
Финансовые расходы					(15)
Итого финансовые доходы					9
Прочие доходы					87
Прочие расходы					(50)
Курсовые разницы					11
Прибыль до налогообложения					469
Налог на прибыль					(104)
Чистая прибыль					365

8. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2011 год (пересмотренные данные):

	Разведка и добыча	Переработка, логистика и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
Выручка от реализации и доход от совместных и ассоциированных предприятий					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	50	2 621	31	–	2 702
Межсегментная реализация	1 030	–	–	(1 030)	–
Доход от совместных и ассоциированных предприятий	16	–	–	–	16
Итого выручка от реализации и доход от совместных и ассоциированных предприятий	1 096	2 621	31	(1 030)	2 718
Затраты и расходы					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	534	2 503	49	(1 030)	2 056
Износ, истощение и амортизация	164	24	5	–	193
Итого затраты и расходы	698	2 527	54	(1 030)	2 249
Операционная прибыль	398	94	(23)	–	469
Финансовые доходы					20
Финансовые расходы					(19)
Итого финансовые доходы					1
Прочие доходы					25
Прочие расходы					(48)
Курсовые разницы					(22)
Прибыль до налогообложения					425
Налог на прибыль					(90)
Чистая прибыль					335

8. Информация по сегментам (продолжение)

Расшифровка выручки от реализации нефти, газа и нефтепродуктов представлена ниже (основана на стране регистрации покупателя):

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г.
Реализация нефти и газа			
Реализация нефти в странах дальнего зарубежья – Европа	**1 574**	1 033	955
Реализация нефти в странах дальнего зарубежья – Азия	**542**	388	366
Реализация нефти в странах ближнего зарубежья – СНГ, кроме РФ	**128**	78	54
Реализация нефти на внутреннем рынке	**81**	5	3
Реализация газа	**103**	22	14
Всего реализация нефти и газа	**2 428**	1 526	1 392
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии			
Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья – Европа	**907**	653	500
Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья – Азия	**294**	228	224
Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья – СНГ, кроме РФ	**84**	11	8
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	**817**	522	473
Реализация нефтехимии на внутреннем рынке	**12**	11	10
Реализация нефтехимии в странах дальнего и ближнего зарубежья – Европа	**82**	73	50
Всего реализация нефтепродуктов и нефтехимии	**2 196**	1 498	1 265

В 2012 и 2011 году Компания имела одного крупного покупателя, который является международным нефтяным трейдером, на долю которого приходилось не менее 10% совокупной выручки от реализации. Выручка от реализации данному нефтяному трейдеру составила 384 млрд руб. и 547 млрд руб., или, соответственно, 12% и 20% от совокупной выручки от реализации, за 2012 и 2011 гг., соответственно. Указанная выручка от реализации в основном отражена в составе сегмента «Переработка и сбыт». В 2013 году покупателей с долей не менее 10% от совокупной выручки от реализации не было.

Компания не зависит ни от кого из своих крупнейших покупателей или какого-либо одного покупателя, так как для нефти и нефтепродуктов существует ликвидный товарный рынок. По состоянию на 31 декабря 2013 г. сумма текущей задолженности перед Компанией ее крупнейшего покупателя составляла 59 млрд руб., или около 16% общей суммы торговой дебиторской задолженности Компании.

9. Налоги, кроме налога на прибыль

Кроме налога на прибыль, за годы, оканчивающиеся 31 декабря, Компания начислила следующие налоги:

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	**829**	553	414
Акцизы	**136**	79	55
Налог на имущество	**22**	12	11
Прочие	**37**	28	18
Итого налоги	**1 024**	672	498

10. Экспортная пошлина

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, экспортная пошлина включает:

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Экспортная пошлина по реализации нефти	**1 025**	689	612
Экспортная пошлина по реализации газа	**1**	–	–
Экспортная пошлина по реализации нефтепродуктов и нефтехимии	**356**	212	178
Итого экспортная пошлина	**1 382**	901	790

11. Финансовые доходы

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, финансовые доходы включают:

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Процентные доходы по:			
Депозитам и депозитным сертификатам	**5**	5	11
Займам выданным	**6**	6	5
Векселям полученным	**2**	3	2
Облигациям	**3**	3	2
Остаткам на текущих/расчетных счетах	**1**	1	–
Прочие процентные доходы	**1**	–	–
Итого процентные доходы	**18**	18	20
Прибыль от изменения справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости, признанная в составе прибыли или убытка	**3**	–	–
Чистый доход от операций с производными финансовыми инструментами	–	5	–
Прибыль от реализации и выбытия финансовых активов	–	1	–
Итого финансовые доходы	**21**	24	20

Прибыль от изменения справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости, признанная в составе прибыли или убытка, в сумме 3 млрд руб. за год, оканчивающийся 31 декабря 2013 г., относится к непроизводным краткосрочным финансовым активам

12. Финансовые расходы

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, финансовые расходы включают:

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Процентные расходы:			
По кредитам и займам	**(38)**	(8)	(7)
За пользование денежными средствами	**(5)**	–	–
Прочие процентные расходы	**(1)**	(2)	(1)
Итого процентные расходы	**(44)**	(10)	(8)
Реструктуризированные налоговые обязательства	–	–	(3)
Чистый убыток от операций с производными финансовыми инструментами	**(4)**	–	(3)
Убыток от реализации и выбытия финансовых активов	–	(1)	–
Прирост резервов, возникающий в результате течения времени	**(8)**	(4)	(5)
Итого финансовые расходы	**(56)**	(15)	(19)

Средневзвешенная ставка, используемая для расчета суммы капитализируемых расходов по кредитам и займам, составляет 3,97% годовых, 4,05% годовых и 3,70% годовых в 2013, 2012, и 2011 гг., соответственно.

13. Прочие доходы/расходы

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, прочие доходы включают:

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г.
Неденежный доход от сделок по приобретениям, нетто (Примечание 7)	**205**	82	–
Возмещение платежа по лицензиям от партнеров-участников СП	**2**	–	–
Прочие	**35**	5	25
Итого прочие доходы	**242**	87	25

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, прочие расходы включают:

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Реализация и выбытие основных средств и нематериальных активов	**13**	9	19
Выбытие предприятий и непроизводственных активов	**5**	11	10
Обесценение активов	**9**	10	4
Социальные выплаты, благотворительность, спонсорство, финансовая помощь	**12**	9	12
Штрафы и пени	**3**	–	–
Прочие	**17**	11	3
Итого прочие расходы	**59**	50	48

В 2013 году по строке «Обесценение активов» отражено обесценение ряда финансовых вложений, котирующихся на рынке, и некоторых других активов, вследствие устойчивого снижения их рыночной стоимости. В 2012 году по данной строке было отражено обесценение стоимости прав на разведку и добычу по ряду лицензионных участков в Восточной Сибири в связи с отсутствием положительных результатов геологоразведочных мероприятий.

14. Затраты на персонал

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, затраты на персонал включают:

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г.
Заработная плата	**144**	101	75
Отчисления в государственные социальные фонды	**31**	21	16
Расход по негосударственному пенсионному плану с установленными взносами	**4**	3	3
Прочие вознаграждения работникам	**6**	6	3
Итого затраты на персонал	**185**	131	97

Затраты на персонал отражаются в составе производственных и операционных расходов, общехозяйственных и административных расходов и прочих расходов в консолидированном отчете о совокупном доходе.

15. Операционная аренда

Договоры операционной аренды имеют различные условия и в основном представляют собой бессрочные договоры аренды земельных участков под промысловыми нефтепроводами и автозаправочными станциями, договоры аренды железнодорожных вагонов и цистерн сроком не менее 12 месяцев, а также договоры аренды земельных участков – промышленных зон нефтеперерабатывающих заводов Компании. Договоры содержат оговорки о возможном ежегодном пересмотре величины арендной платы и условий договора.

Общая сумма расходов по операционной аренде за годы, оканчивающиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., составляет 16 млрд руб., 8 млрд руб. и 10 млрд руб., соответственно. Указанные расходы были отражены как производственные и операционные расходы, общехозяйственные и административные расходы и прочие расходы в отчете о совокупном доходе.

Ниже представлены будущие минимальные арендные платежи согласно неаннулируемым договорам операционной аренды на 31 декабря:

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Менее года	**16**	8	9
От 1 до 5 лет	**50**	18	18
Свыше 5 лет	**163**	41	14
Итого будущие минимальные арендные платежи	**229**	67	41

16. Налог на прибыль

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, налог на прибыль включает:

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Налог на прибыль за текущий период	**98**	86	99
Корректировки, относящиеся к прошлым периодам	**(16)**	(5)	(3)
Текущий налог на прибыль	**82**	81	96
Отложенный налог, относящийся к возникновению и списанию временных разниц	**(1)**	23	(6)
(Доход)/расход по отложенному налогу на прибыль	**(1)**	23	(6)
Итого налог на прибыль	**81**	104	90

16. Налог на прибыль (продолжение)

В 2013, 2012 и 2011 гг. для компаний группы, находящихся на территории Российской Федерации, применялась действующая ставка налога на прибыль в размере 20%, за исключением применения региональных льгот. Ставка налога на прибыль по дочерним компаниям, находящимся за пределами Российской Федерации, могла быть отличной от 20% и исчисляться в соответствии с требованиями местных фискальных органов. Временные разницы, возникающие между данными настоящей консолидированной финансовой отчетности и налоговыми данными, привели к возникновению следующих отложенных активов и обязательств по налогу на прибыль:

	Консолидированный баланс на 31 декабря			Консолидированный отчет о совокупном доходе за годы, оканчивающиеся 31 декабря	
	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)
Краткосрочные финансовые активы	4	3	1	1	2
Краткосрочная дебиторская задолженность за вычетом резерва	2	3	3	(1)	–
Товарно-материальные запасы	2	1	–	–	1
Авансы выданные и прочие оборотные активы	1	–	–	1	–
Долгосрочные финансовые активы	2	1	1	–	–
Долгосрочная дебиторская задолженность за вычетом резерва	1	–	–	1	–
Основные средства	5	1	2	–	(1)
Прочие внеоборотные активы	–	–	2	–	(2)
Краткосрочная кредиторская задолженность и начисления	7	3	4	1	(1)
Краткосрочные финансовые обязательства	1	–		1	–
Прочие краткосрочные обязательства	5	–	1	3	(1)
Долгосрочная кредиторская задолженность и начисления	3	2	1	–	1
Долгосрочные начисленные резервы	12	2	1	2	1
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	8	3	1	–	2
Резерв под отложенный актив по налогу на прибыль	(7)	(2)	(2)	(5)	–
Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств	*(32)*	*(13)*	*(11)*	–	–
Отложенные налоговые активы	**14**	**4**	**4**	**4**	**2**
Основные средства	(437)	(215)	(189)	(4)	(26)
Стоимость прав на добычу нефти и газа	(255)	(62)	(63)	1	1
Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов	*32*	*13*	*11*	–	–
Отложенные налоговые обязательства	**(660)**	**(264)**	**(241)**	**(3)**	**(25)**
Доход/(расход) по отложенному налогу на прибыль				**1**	**(23)**
Чистые отложенные налоговые обязательства	**(646)**	**(260)**	**(237)**		
Отражено в консолидированном балансе следующим образом:					
Отложенные налоговые активы	14	4	4		
Отложенные налоговые обязательства	(660)	(264)	(241)		
Чистые отложенные налоговые обязательства	**(646)**	**(260)**	**(237)**		

16. Налог на прибыль (продолжение)

Сверка отложенных налоговых обязательств, нетто, представлена следующим образом:

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)
На 1 января	**(260)**	**(237)**
Доход/(расход) по отложенному налогу на прибыль, признанный в отчете о совокупном доходе	1	(23)
Приобретение дочерних компаний (Примечание 7)	(409)	–
Реклассификация в активы, предназначенные для продажи	22	–
На 31 декабря	**(646)**	**(260)**

Сверка между расходами по налогу на прибыль и бухгалтерской прибылью, умноженной на ставку 20% за отчетные годы, завершившиеся 31 декабря, представлена следующим образом:

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Прибыль до налогообложения	**632**	**469**	**425**
Налог на прибыль, рассчитанный по ставке 20%, установленной законодательством	**126**	94	85
Увеличение/(уменьшение) в результате действия следующих факторов:			
Эффект применения ставок налога на прибыль в других юрисдикциях	**3**	2	3
Эффект льготных ставок налога на прибыль	**(13)**	(12)	(6)
Эффект от необлагаемого налогом неденежного дохода от сделок по приобретениям, нетто (Примечание 7)	**(41)**	–	–
Эффект от необлагаемых налогом доходов и невычитаемых в целях налогообложения расходов	**6**	20	8
Налог на прибыль	**81**	104	90

Отложенные налоговые активы, не признанные в консолидированных балансах, в сумме 5 млрд руб., 7 млрд руб. и 5 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., соответственно, связаны с существованием непризнанных налоговых убытков. Сроки возможного признания данных налоговых убытков истекают в период между 2014 и 2023 гг.

17. Неконтролирующие доли

Неконтролирующие доли включают:

	На 31 декабря 2013 г.		За 2013 г.	На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)		За 2012 г. (пересмотренные данные)	На 31 декабря 2011 г. (пересмотренные данные)		За 2011 г. (пересмотренные данные)
	Неконтр. доля (%)	**Неконтр. доля в чистых активах**	**Неконтр. доля в чистой прибыли**	**Неконтр. доля (%)**	**Неконтр. доля в чистых активах**	**Неконтр. доля в чистой прибыли**	**Неконтр. доля (%)**	**Неконтр. доля в чистых активах**	**Неконтр. доля в чистой прибыли**
ЗАО «Ванкорнефть»	6,04	29	3	6,04	26	2	6,04	24	7
ОАО «Грознефтегаз»	49,00	3	(3)	49,00	6	–	49,00	6	–
ОАО «Роснефть-Сахалин»	45,00	2	–	45,00	2	–	45,00	2	–
ОАО «Всероссийский банк развития регионов»	15,33	1	–	15,33	1	–	15,33	1	–
ЗАО «ТЗК Шереметьево» (Примечание 7)	25,10	1	–	–	–	–	–	–	–
SIA «ITERA Latvija» (Примечание 7)	34,00	1	–	–	–	–	–	–	–
ОАО «РН Холдинг» (Примечания 7, 37)	–	–	2	–	–	–	–	–	–
ОАО «Верхнечонскнефтегаз» (Примечания 7, 37)	–	–	1	–	–	–	–	–	–
ОАО «Самотлорнефтегаз» (Примечания 7, 37)	–	–	1	–	–	–	–	–	–
ООО «РН-Уват-нефтегаз» (Примечания 7, 37)	–	–	1	–	–	–	–	–	–
ОАО «Оренбургнефть» (Примечания 7, 37)	–	–	1	–	–	–	–	–	–
Неконтролирующие доли прочих компаний	различная	2	–	различная	4	–	различная	3	(3)
Неконтролирующие доли на конец отчетного периода		**39**	**6**		**39**	**2**		**36**	**4**

18. Прибыль на акцию

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, базовая прибыль на акцию включает:

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Продолжающаяся деятельность			
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	**545**	363	331
Средневзвешенное количество выпущенных обыкновенных акций в обращении (миллионов шт.)	**10 304**	9 416	9 591
Итого базовая прибыль на акцию (рублей)	**52,89**	38,55	34,51

19. Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают:

	На 31 декабря	
	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли	**58**	19
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – иностранная валюта	**172**	206
Депозиты	**43**	72
Прочее	**2**	2
Итого денежные средства и их эквиваленты	**275**	299

Денежные средства на счетах в иностранной валюте представляют собой в основном средства в долларах США.

Депозиты являются процентными и выражены, главным образом, в рублях.

Денежные средства с ограничением к использованию включают:

	На 31 декабря	
	2013 г.	2012 г.
Обязательный резерв банков Группы в ЦБ РФ	**1**	1
Счет расчетов по совместной деятельности с группой компаний BP в евро	–	3
Итого денежные средства с ограничением к использованию	**1**	4

20. Прочие краткосрочные финансовые активы

Прочие краткосрочные финансовые активы включают:

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи:		
Облигации	**21**	14
Вложения в акции и паи	**22**	6
Займы и дебиторская задолженность:		
Займы выданные	**17**	18
Займы, выданные ассоциированным предприятиям	**4**	1
Векселя полученные, за вычетом резерва	**21**	27
Займы, выданные по сделке обратного РЕПО	**1**	–
Депозиты и депозитные сертификаты	**131**	–
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, предназначенные для торговли:		
Корпоративные облигации	**11**	10
Государственные облигации	**4**	5
Вложения в акции и паи	–	6
Производные финансовые инструменты	–	3
Итого прочие краткосрочные финансовые активы	**232**	90

Состав облигаций, имеющихся в наличии для продажи, по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. представлен в таблице ниже:

	2013 г.			2012 г.		
Вид ценных бумаг	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**
Государственные облигации (облигации федерального займа, выпущенные Министерством финансов РФ)	**6**	7,0-8,1%	март 2014 – июнь 2015	3	6,9-8,1%	ноябрь 2014 – июль 2015
Муниципальные облигации	**2**	8,35-9,0%	декабрь 2014 – ноябрь 2018	1	8,75-9,25%	июнь 2013 – ноябрь 2018
Корпоративные облигации	**13**	3,72-10,0%	февраль 2014 – ноябрь 2024	10	4,25-10,0%	февраль 2013 – ноябрь 2023
Итого	**21**			14		

20. Прочие краткосрочные финансовые активы (продолжение)

Банковские депозиты составляют 131 млрд руб. и 0 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг., соответственно. По состоянию на 31 декабря 2013 г. банковские депозиты, выраженные в долларах США, составляют 85 млрд руб. и размещены под процентные ставки от 1,8% до 3,0% годовых. Банковские депозиты, выраженные в рублях, составляют 46 млрд руб. и размещены под процентные ставки от 7,0% до 9,0% годовых.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. векселя полученные представляют собой процентные корпоративные векселя, выраженные в основном в рублях, со сроками погашения до декабря 2014 года и номинальными процентными ставками от 4,25% до 10,7% годовых и беспроцентные корпоративные векселя со сроками погашения до декабря 2014 года и средневзвешенной эффективной ставкой 4,8% годовых.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. векселя полученные представляют собой процентные корпоративные векселя, выраженные, в основном, в рублях, со сроками погашения до ноября 2014 года и номинальными процентными ставками от 4,25% до 8,50% годовых и беспроцентные корпоративные векселя со сроками погашения до июня 2013 года и средневзвешенной эффективной ставкой 5,94% годовых.

Сделки обратного РЕПО обеспечены торговыми ценными бумагами, имеющими справедливую стоимость на 31 декабря 2013 и 2012 гг. в сумме 1 млрд руб. и 0 млрд руб., соответственно.

Состав финансовых активов, предназначенных для торговли, по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. представлен в таблице ниже:

	2013 г.			**2012 г.**		
Вид ценных бумаг	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**	**Баланс**	**Годовая процентная ставка**	**Срок погашения**
Корпоративные облигации	**11**	1,99-13,5%	февраль 2014 – октябрь 2026	10	2,85-13,5%	март 2013 – октябрь 2023
Государственные и муниципальные облигации	**4**	5,5-12,0%	апрель 2014 – февраль 2036	5	6,7-12,0%	январь 2013 – февраль 2036
Вложения в торгуемые акции компаний с государственным участием	–			6		
Итого	**15**			21		

20. Прочие краткосрочные финансовые активы (продолжение)

Производные финансовые инструменты

В 2012 году Компания заключила контракт на проведение серии поставочных конверсионных сделок с опционами (коллар) на продажу долларов США сроком действия до декабря 2013 года. Согласно условиям сделки, ежемесячно в определенный день фиксировался текущий обменный курс рубля к доллару. Если в эту дату текущий обменный курс рубля к доллару выходил за верхнюю или нижнюю рамки границ колебаний курса, то стороны контракта осуществляли покупку-продажу валюты на номинальную сумму 20,5 млн долл. США (1 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) по курсам конвертации, установленным в контракте. Оценка справедливой стоимости сделок производилась в системе SuperDerivatives исходя из рыночных данных. Справедливая стоимость серии поставочных конверсионных сделок с опционами (коллар) признана в составе статьи «Прочие краткосрочные финансовые активы – Производные финансовые инструменты» в сумме 1 млрд руб. в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2012 г.

В составе статьи «Прочие краткосрочные финансовые активы – Производные финансовые инструменты» в сумме 2 млрд руб. в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2012 г. признана справедливая стоимость сделок валютно-процентного свопа. Описание сделок представлено в Примечании 31.

21. Дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность включает:

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**
Торговая дебиторская задолженность покупателей и заказчиков	**378**	204
Ссудная задолженность банков Компании	**16**	19
Прочая дебиторская задолженность	**30**	22
Итого	**424**	245
Оценочный резерв по сомнительным долгам	**(9)**	(8)
Итого дебиторская задолженность за вычетом резерва	**415**	237

Оценочный резерв по сомнительным долгам формируется на каждую отчетную дату на основании оценок руководства Компании относительно ожидаемых денежных поступлений в счет погашения дебиторской задолженности.

Компания начислила оценочный резерв по сомнительным долгам по всем существенным суммам просроченной дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг.

На 31 декабря 2013 и 2012 гг. дебиторская задолженность не передавалась в залог в качестве обеспечения кредитов и займов, предоставленных Компании.

22. Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы включают:

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**
Сырая нефть и попутный газ	**69**	46
Нефтепродукты и нефтехимия	**96**	66
Материалы	**37**	22
Итого	**202**	134

Остаток по статье «Материалы» в основном включает запасные части. Статья «Нефтепродукты и нефтехимия» включает таковые как для реализации, так и для внутреннего использования.

Компания ретроспективно изменила классификацию товарно-материальных запасов с целью сближения с общепринятой практикой в отрасли. Нефтепродукты, предназначенные для использования в дальнейшей переработке, были перенесены из статьи «Незавершенное производство» в статью «Нефтепродукты и нефтехимия». Соответствующие суммы составили 13 млрд руб. и 10 млрд руб. на 31 декабря 2013 и 2012 гг. Прочие товарно-материальные запасы по статье «Незавершенное производство» были перенесены в статью «Материалы». Соответствующие суммы составили 1 млрд руб. и 1 млрд руб. на 31 декабря 2013 г. и 2012 гг.

За годы, оканчивающиеся 31 декабря:

	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**	**2011 г.**
Сумма запасов, признанных в качестве расходов	**581**	346	297

Сумма запасов, признанных в качестве расходов в отчетном периоде, отражена в строках «Производственные и операционные расходы», «Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти» и «Общехозяйственные и административные расходы» консолидированного отчета о совокупном доходе.

23. Авансы выданные и прочие оборотные активы

Авансы выданные включают:

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**
НДС и акцизы к возмещению из бюджета	**183**	90
Авансы, выданные поставщикам	**36**	24
Предоплата по таможенным пошлинам	**80**	54
Расчеты по прочим налогам	**25**	11
Прочие	**6**	6
Итого авансы выданные и прочие оборотные активы	**330**	185

Предоплата по таможенным пошлинам представляет собой в основном расходы по экспортной пошлине по экспорту нефти и нефтепродуктов (Примечание 10).

24. Основные средства и незавершенное строительство

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоратив-ная и прочие деятельности	Итого
Первоначальная стоимость				
На 1 января 2012 г. (пересмотренные данные)	2 266	561	98	2 925
Поступления	311	151	24	486
Выбытия	(15)	(7)	(10)	(32)
Курсовая разница	(6)	–	–	(6)
Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов	5	–	–	5
На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	2 561	705	112	3 378
Износ, истощение и убытки от обесценения				
На 1 января 2012 г. (пересмотренные данные)	(452)	(113)	(32)	(597)
Начисление износа и истощения (пересмотренные данные)	(164)	(33)	(11)	(208)
Выбытия и прочие движения	1	1	1	3
Обесценение активов	(10)	–	–	(10)
Курсовая разница	4	–	–	4
На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	(621)	(145)	(42)	(808)
Чистая балансовая стоимость на 1 января 2012 г. (пересмотренные данные)	1 814	448	66	2 328
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	1 940	560	70	2 570
Авансы, выданные за основные средства на 1 января 2012 г. (пересмотренные данные)	11	28	4	43
Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	4	46	9	59
Итого на 1 января 2012 г. (пересмотренные данные)	**1 825**	**476**	**70**	**2 371**
Итого на 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	**1 944**	**606**	**79**	**2 629**
Первоначальная стоимость				
Приобретение дочерних компаний (Примечание 7)	2 371	277	1	2 649
Поступления	352	220	23	595
Выбытия	(36)	(6)	(4)	(46)
Реклассификация в активы для продажи (Примечание 7)	(144)	–	–	(144)
Курсовая разница	11	4	–	15
Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов	7	–	–	7
На 31 декабря 2013 г.	5 122	1 200	132	6 454
Износ, истощение и убытки от обесценения				
Начисление износа и истощения	(329)	(53)	(10)	(392)
Выбытия и прочие движения	16	4	3	23
Обесценение активов	–	(1)	–	(1)
Курсовая разница	(7)	(1)	–	(8)
На 31 декабря 2013 г.	(941)	(196)	(49)	(1 186)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2013 г.	4 181	1 004	83	5 268
Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2013 г.	4	49	9	62
Итого на 31 декабря 2013 г.	**4 185**	**1 053**	**92**	**5 330**

24. Основные средства и незавершенное строительство (продолжение)

Сумма незавершенного капитального строительства, которое включено в состав основных средств на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. составляла 928 млрд руб., 654 млрд руб. и 441 млрд руб., соответственно.

В течение 2012 года Компания выявила наличие индикаторов обесценения (разведка и оценка запасов полезных ископаемых на определенной территории не привели к обнаружению коммерчески выгодного количества запасов полезных ископаемых, и предприятие решило прекратить производство указанных работ на этой территории) в отношении трех лицензий на геологоразведочную деятельность, включенных в категорию «Разведка и добыча» основных средств. В результате Компания признала убыток от обесценения в размере 10 млрд руб. в составе прочих расходов консолидированного отчета о совокупном доходе за 2012 год.

Износ за 2013 и 2012 гг. включает износ, капитализированный в составе стоимости строительства объектов основных средств, а также в составе стоимости товарно-материальных запасов в сумме 4 млрд руб. и 4 млрд руб. соответственно.

Компания капитализировала проценты по кредитам и займам в сумме 33 млрд руб., 24 млрд руб. и 14 млрд руб. в течение 2013, 2012 и 2011 гг., соответственно.

В течение 2013 года Компания получила государственные субсидии на капитальное строительство в размере 7 млрд руб. Субсидии учитываются как уменьшение поступлений в сегменте «Разведка и добыча».

Активы по разведке и оценке

Активы по разведке и оценке ресурсов учитываются в составе сегмента «Разведка и добыча» и включают:

	2013 г.	**2012 г.**
На 1 января	**11**	11
Капитализированные расходы	**7**	4
Приобретение дочерних компаний	**3**	–
Реклассификация в активы на стадии разработки	**(6)**	(4)
Списание на расходы	**(2)**	–
На 31 декабря	**13**	11

24. Основные средства и незавершенное строительство (продолжение)

Права на добычу

Права на добычу в составе сегмента «Разведка и добыча» включают:

	Права на доказанные запасы	Права на недоказанные запасы	Итого
На 1 января 2012 г. (пересмотренные данные)			
Первоначальная стоимость	269	104	373
Накопленное истощение и убытки от обесценения активов	(45)	–	(45)
Чистая балансовая стоимость на 1 января 2012 г. (пересмотренные данные)	**224**	104	**328**
Начисление истощения	(15)	–	(15)
Поступления	–	6	6
Обесценение активов	–	(10)	(10)
Реклассификация прав на доказанные запасы из прав на недоказанные запасы	2	(2)	–
На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)			
Первоначальная стоимость	271	108	379
Накопленное истощение и убытки от обесценения активов	(60)	(10)	(70)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	**211**	**98**	**309**
Начисление истощения	(44)	–	(44)
Поступления	–	9	9
Приобретение дочерних компаний	975	126	1 101
Реклассификация в активы для продажи (Примечание 7)	(55)	(50)	(105)
Реклассификация прав на доказанные запасы из прав на недоказанные запасы	10	(10)	–
На 31 декабря 2013 г.			
Первоначальная стоимость	1 201	183	1 384
Накопленное истощение и убытки от обесценения активов	(104)	(10)	(114)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2013 г.	**1 097**	**173**	**1 270**

Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов

По состоянию на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. сумма резерва под обязательства, связанные с выбытием активов, составила 64 млрд руб., 38 млрд руб. и 36 млрд руб., соответственно, и была включена в состав основных средств.

25. Нематериальные активы и гудвилл

Изменение балансовой стоимости нематериальных активов и гудвилла представлено в таблице ниже:

	Права аренды земли	Прочие нематери-альные активы	Итого нематери-альные активы	Гудвилл
Первоначальная стоимость				
На 1 января 2012 г. (пересмотренные данные)	19	9	28	142
Поступления	–	2	2	2
Выбытия	(1)	(2)	(3)	–
На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	18	9	27	144
Амортизация				
На 1 января 2012 г. (пересмотренные данные)	(4)	(2)	(6)	–
Начисленная амортизация	(1)	(1)	(2)	–
На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	(5)	(3)	(8)	–
Чистая балансовая стоимость на 1 января 2012 г. (пересмотренные данные)	**15**	**7**	**22**	**142**
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	**13**	**6**	**19**	**144**
Первоначальная стоимость				
Поступления	1	3	4	–
Выбытия	(6)	(4)	(10)	–
Приобретение дочерних компаний (Примечание 7)	10	16	26	20
На 31 декабря 2013 г.	23	24	47	164
Амортизация				
Начисленная амортизация	(2)	(2)	(4)	–
Выбытие амортизации	2	–	2	–
На 31 декабря 2013 г.	(5)	(5)	(10)	–
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2013 г.	**18**	**19**	**37**	**164**

Компанией был проведен годовой тест на обесценение гудвилла по состоянию на 1 октября каждого года. Проверка на обесценение производилась в начале четвертого квартала каждого года с использованием наиболее актуальной информации на дату ее проведения. В результате данной годовой проверки обесценения гудвилла в 2013 и 2012 гг. выявлено не было.

Гудвилл, образовавшийся в результате приобретения компаний, был распределен по соответствующим группам единиц, генерирующим денежные средства, являющимся производственными сегментами – сегменту разведки и добычи и сегменту переработки и сбыта. При оценке обесценения гудвилла текущая стоимость производственных сегментов (включая гудвилл) была сопоставлена с их расчётной ценностью от использования.

25. Нематериальные активы и гудвилл (продолжение)

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**
Гудвилл		
Разведка и добыча	**31**	31
Переработка и сбыт	**133**	113
Итого	**164**	144

Ценность от использования производственных сегментов была определена Компанией при помощи модели дисконтированных денежных потоков. Будущие денежные поступления были скорректированы на риски применительно к каждому сегменту и дисконтированы по ставке, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег и рисков, характерных для данного сегмента, по которому не производилась корректировка расчетных оценок будущих потоков денежных средств.

Бизнес-план Компании, утверждаемый ее Советом директоров, является первичным источником информации при определении ценности от использования производственных сегментов. Бизнес-план содержит внутренние прогнозы по добыче нефти и газа, прогнозы по объему переработки нефтеперерабатывающих заводов, объемам продаж различных типов нефтепродуктов, а также прогнозы по выручке, операционным издержкам и капитальным вложениям. В качестве первого шага при подготовке данных прогнозов в бизнес-план Компании включается ряд обусловленных внешними условиями допущений, таких как цены на нефть и природный газ, маржа нефтепереработки и маржа по нефтепродуктам, а также уровень инфляции, связанной с ростом издержек производства. Данные предпосылки основываются на существующих ценах, уровнях инфляции рубля и доллара США, других макроэкономических факторах и исторических тенденциях, а также волатильности рынков.

Для определения ценности от использования операционных сегментов была найдена сумма дисконтированных денежных потоков по данным сегментам и остаточной стоимости производственных сегментов. Для определения остаточной стоимости сегментов Компании в пост-прогнозный период использовалась модель Гордона. В указанной модели применялись усредненные темпы падения производства, равные естественным темпам падения добычи для существующих активов при условии отсутствия эксплуатационного бурения. Соответствующие темпы составили 8,0% ежегодного снижения для сегмента «Разведка и добыча» и 0,0% для сегмента «Переработка и сбыт».

Среди перечисленных выше факторов наибольшее значение имели допущения, сделанные в отношении следующих показателей:

- ставка дисконтирования;
- цена на нефть;
- объёмы добычи и переработки.

Чувствительность дисконтированных денежных потоков к изменению вышеуказанных факторов является наиболее сильной.

25. Нематериальные активы и гудвилл (продолжение)

Ставка дисконтирования определялась на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании до налога на прибыль и составила 6,9% за 2013 год (6,9% в 2012 г.). Плановые объемы добычи определяются исходя из детальной информации по месторождениям и учитывают программу разработки месторождений, утвержденную руководством, в рамках долгосрочного процесса планирования. Для целей проведения теста на обесценение прогноз Компании по цене нефти сорта Urals был основан на прогнозных рыночных ценах. По мнению руководства, возможные разумные изменения в перечисленных допущениях не привели бы к обесценению гудвилла.

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. Компания не имела объектов нематериальных активов с неопределенным сроком полезного использования. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. не имелось нематериальных активов, находящихся в залоге.

26. Прочие долгосрочные финансовые активы

Прочие долгосрочные финансовые активы включают:

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г.**
Облигации	**1**	1
Депозиты	**6**	–
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи		
Акции ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»	**1**	3
Акции ОАО «Россети»	**1**	3
Акции AS Latvijas Gaze, ASE esti GAAS	**2**	–
Долгосрочные займы, выданные ассоциированным предприятиям	**20**	11
Долгосрочные займы	**3**	–
Ссуды персоналу	**1**	1
Производные финансовые инструменты	**1**	2
Прочие	**4**	3
Итого прочие долгосрочные финансовые активы	**40**	24

Долгосрочные займы, выданные ассоциированным предприятиям, по условиям контрактов имеют срок погашения от 3 до 9 лет под процентную ставку от 8,2 до 14,5%.

Долгосрочные депозиты по условиям контрактов имеют срок 5 лет, размещены под 8% годовых, размещены в рублях.

Просроченных долгосрочных финансовых активов, по которым не создан резерв под обесценение, по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. не имеется.

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. признано обесценение акций ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» на сумму 2 млрд руб. и 2 млрд руб, соответственно, а также займов ассоциированным предприятиям в сумме 0 млрд руб. и 0,2 млрд руб.

Долгосрочные финансовые активы не передавались в залог в обеспечение кредитов и займов, предоставленных Компании по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг.

На 31 декабря 2013 и 2012 гг. Компания не получала в залог долгосрочных финансовых активов.

26. Прочие долгосрочные финансовые активы (продолжение)

Производные финансовые инструменты

В 2012 году Компания заключила контракты на проведение серии поставочных форвардных сделок на продажу долларов США сроком действия до 2015 года на номинальную сумму 1 259 млн долл. США (41 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.). Компания осуществляет продажу долларов США в соответствии с графиком сделок по курсам конвертации, установленным в контракте. Оценка справедливой стоимости сделок производится в системе Bloomberg исходя из рыночных данных. Справедливая стоимость серии поставочных форвардных сделок признана в составе статьи «Прочие долгосрочные финансовые активы – Производные финансовые инструменты» в сумме 1 млрд руб. и 2 млрд руб. в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг., соответственно. Изменение справедливой стоимости привело к формированию убытка в неденежной форме в сумме 1 млрд руб. Прибыль в денежной форме, равная нетто-платежам, пересчитанным в рубли по официальному курсу ЦБ РФ на дату платежа, между контрагентами по сделке, составила 0 млрд руб. в 2013 году. Нетто эффект по серии поставочных форвардных сделок отражен в составе статьи «Финансовые расходы – Чистый убыток от операций с производными финансовыми инструментами» в сумме 1 млрд руб. в консолидированном отчете о совокупном доходе за 2013 год (Примечание 12).

27. Инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия

Инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия включают:

Наименование объекта инвестиции	Страна	Доля Компании на 31 декабря 2013 г., %	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
Инвестиции в совместные предприятия				
ООО «Компания «Полярное сияние»	Россия	50,00	**1**	1
Rosneft Shell Caspian Vent.	Россия	51,00	**1**	1
Тайху Лимитед (ОАО «Удмуртнефть»)	Кипр	51,00	**20**	13
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	Россия	см. Прим 7	–	30
Lanard Holdings Ltd	Кипр	50,00	**18**	17
ООО «НГК «ИТЕРА»	Россия	см. Прим 7	–	95
ЗАО «Арктикшельфнефтегаз»	Россия	50,00	**3**	3
ООО «Национальный нефтяной консорциум»	Россия	60,00	**12**	3
Saras S.p.A.	Италия	20,99	**13**	–
ОАО НГК «Славнефть»	Россия	49,94	**166**	–
Букерон, Петропериха, ПетроМонагаз	Венесуэла	различные	**17**	–
NVGRES Holdings Limited (ООО «НВГРЭС»)	Кипр	25,00	**5**	–
ЗАО «Мессояханефтегаз»	Россия	50,00	**2**	–
ЗАО «СТС»	Россия	50,00	**4**	–
Инвестиции в ассоциированные предприятия				
ЗАО «Пургаз»	Россия	49,00	**57**	–
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	Россия	см. Прим 7	–	13
Прочие		различные	**8**	10
Итого инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия			**327**	186

27. Инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия (продолжение)

Ниже представлена финансовая информация о существенных совместных и ассоциированных предприятиях по состоянию на 31 декабря 2013 г.:

Доля Компании в чистых активах	Тайху Лимитед	ОАО НГК «Славнефть»	Lanard Holdings Ltd	ЗАО «Пургаз»
Оборотные активы	10	23	1	1
Внеоборотные активы	41	117	1	5
Итого активы	**51**	**140**	**2**	**6**
Краткосрочные обязательства	(9)	(32)	(1)	(1)
Долгосрочные обязательства	(22)	(28)	–	–
Итого обязательства	**(31)**	**(60)**	**(1)**	**(1)**
Итого доля Компании в чистых активах	**20**	**80**	**1**	**5**

Доля Компании в чистой прибыли	Тайху Лимитед	ОАО НГК «Славнефть»	Lanard Holdings Ltd	ЗАО «Пургаз»
Выручка от реализации	56	97	2	3
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	(42)	(39)	(2)	(3)
Валовая прибыль	**14**	**58**	**–**	**–**
Прочие расходы	(2)	(48)	–	–
Прибыль до налогообложения	**12**	**10**	**–**	**–**
Налог на прибыль	(3)	(2)	–	–
Итого доля Компании в чистой прибыли	**9**	**8**	**–**	**–**

Ниже представлена финансовая информация о существенных совместных и ассоциированных предприятиях по состоянию на 31 декабря 2012 г.:

Доля Компании в чистых активах	Тайху Лимитед	Lanard Holdings Ltd
Оборотные активы	10	–
Внеоборотные активы	46	1
Итого активы	**56**	**1**
Краткосрочные обязательства	(6)	–
Долгосрочные обязательства	(37)	–
Итого обязательства	**(43)**	**–**
Итого доля Компании в чистых активах	**13**	**1**

Доля Компании в чистой прибыли	Тайху Лимитед	Lanard Holdings Ltd
Выручка от реализации	55	2
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	(41)	(2)
Валовая прибыль	**14**	**–**
Прочие расходы	(3)	–
Прибыль до налогообложения	**11**	**–**
Налог на прибыль	(3)	–
Итого доля Компании в чистой прибыли	**8**	**–**

27. Инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия (продолжение)

Разница в сумме 52 млрд. руб. между стоимостью инвестиций и долей Компании в чистых активах ЗАО «Пургаз» представляет собой корректировки к справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств ассоциированного предприятия на дату приобретения. Данная разница включена в балансовую стоимость инвестиций в ЗАО «Пургаз».

Инвестиции в Lanard Holdings Ltd предварительно включают в себя корректировки к справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств совместного предприятия на дату приобретения, а также гудвилл. Данная разница в сумме 17 млрд руб. включена в балансовую стоимость инвестиций в Lanard Holdings Ltd.

Разница в сумме 86 млрд. руб. между стоимостью инвестиций и долей Компании в чистых активах ОАО НГК «Славнефть» представляет собой корректировки к справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств совместного предприятия на дату приобретения. Данная разница включена в балансовую стоимость инвестиций в ОАО НГК «Славнефть».

Доход от существенных совместных и ассоциированных предприятий:

	Доля Компании на 31 декабря 2013 г., %	Доля в прибыли/(убытке) компаний, учтенных по методу участия в капитале		
		2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г.
ООО «Компания «Полярное Сияние»	50,00	–	1	1
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	см. Прим 7	**3**	14	8
Тайху Лимитед	51,00	**9**	8	7
ООО «НГК «ИТЕРА»	см. Прим 7	**2**	2	–
ОАО НГК «Славнефть»	49,94	**(4)**	–	–
Прочие	различная	**2**	(2)	–
Итого доход от совместных и ассоциированных предприятий		**12**	23	16

Разница в сумме 12 млрд. руб. между величиной убытка от инвестиций и долей Компании в чистой прибыли ОАО НГК «Славнефть» представляет собой корректировки к справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств совместного предприятия на с даты приобретения.

ОАО «НГК «Славнефть»

В результате приобретения ТНК-ВР (Примечание 7) Компания получила 49,9% доли в ОАО «НГК «Славнефть». Инвестиция составляет 173 млрд руб. и учитывается как совместное предприятие по методу участия в капитале.

Славнефть владеет лицензиями на геологическое изучение недр и добычу нефти и газа на 31 лицензионном участке на территории Западной Сибири и Красноярского края. Ежегодная добыча ОАО «НГК «Славнефть» составляет 17 млн тонн нефти. Добытая нефть (за исключением экспортной доли) отправляется на переработку. Ежегодно НПЗ ОАО «НГК «Славнефть» перерабатывают свыше 26 млн тонн углеводородного сырья и производят более 5 млн тонн автобензинов.

Инвестиции в Венесуэле

В результате приобретения ТНК-ВР (Примечание 7) Компания получила доли в ряде проектов в Венесуэле, наиболее крупная инвестиция у Компании в предприятии ПетроМонагаз С.А. – 16,7%. Данная инвестиция в сумме 17 млрд руб. учитывается как совместное предприятие по методу участия в капитале.

27. Инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия (продолжение)

Инвестиции в Венесуэле (продолжение)

ПетроМонагаз С.А. занимается разработкой нефтегазовых месторождений на востоке бассейна р. Ориноко. В 2013 году предприятие добыло 8,3 млн тонн в условном нефтяном эквиваленте. Проект, осуществляемый ПетроМонагаз С.А, включает в себя добычу и улучшение качества сверхтяжелой нефти, производство и продажу синтетической нефти.

Приобретение доли в бразильских активах

В результате приобретения ТНК-ВР (Примечание 7) Компания приобрела 45%-ю долю в концессионном соглашении в отношении 21 разведочного блока в нефтегазовом бассейне Солимойнс на материковой части Бразилии. В результате признания справедливой стоимости активов ТНК-ВР справедливая стоимость бразильских активов составила 9,8 млрд руб. (317 млн долл. по официальному курсу ЦБ РФ на дату прибретения). Приобретённые доли в этом проекте учитываются как совместная операция, так как Компания приобрела неотделимые доли в соответствующих активах и обязательствах. В течение 2013 года Компания признала общую сумму расходов в размере 2,2 млрд руб.

Национальный нефтяной консорциум

В январе 2013 года Компания приобрела дополнительно 20% в уставном капитале ООО «Национальный нефтяной консорциум» (далее по тексту «ННК») за 6 млрд руб.. В результате данного приобретения и присоединения доли ТНК-ВР (Примечание 7) доля Компании в капитале ННК увеличилась до 60%. ННК осуществляет финансирование проекта по геологоразведке блока Хунин-6 в Венесуэле, реализуемого совместно с дочерним предприятием государственной нефтегазовой компании Венесуэлы – Petróleos de Venezuela S.A.(далее по тексту – «PDVSA»). Компания продолжает учитывать данное приобретение как инвестицию по методу участия в капитале, так как соглашение участников предусматривает совместный контроль.

Приобретение доли в нефтеперерабатывающих активах

23 апреля 2013 г. Компания завершила приобретение 13,70% доли в компании Saras S.p.A. (далее по тексту – «Saras») за 178,5 млн евро (7 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на дату приобретения) у компании Angelo Moratti S.a.p.a., Джиана Марко Моратти и Массимо Моратти.

14 июня 2013 г. в результате добровольной публичной оферты, сделанной Компанией в отношении 69 310 933 обыкновенных акций компании Saras, было приобретено дополнительно 7,29% доли в компании Saras за 95 млн евро (4 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на дату приобретения).

В результате данных приобретений доля Компании в уставном капитале компании Saras составила 20,99% и была учтена как инвестиция по методу участия в капитале.

Saras является ведущей итальянской и европейской нефтеперерабатывающей группой, реализующей нефтепродукты в Италии и на международном рынке. Saras также работает в секторах производства и продаж электроэнергии, промышленного производства, научных разработок в нефтегазовой сфере, энергетике и защите окружающей среды и геологоразведки.

28. Прочие внеоборотные нефинансовые активы

Прочие внеоборотные нефинансовые активы включают:

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г.**
Долгосрочные авансы выданные	**6**	–
Предоплаченное страхование	**1**	1
Прочие	**5**	2
Итого прочие внеоборотные нефинансовые активы	**12**	3

29. Кредиторская задолженность и начисления

Кредиторская задолженность и начисления включают:

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**
Финансовые обязательства		
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	**187**	117
Добровольное предложение о приобретении акций ОАО «РН Холдинг» (Примечание 37)	**153**	–
Заработная плата и связанные начисления	**45**	22
Остатки на счетах клиентов банка	**36**	41
Прочая кредиторская задолженность	**22**	13
Итого финансовые обязательства	**443**	193
Нефинансовые обязательства		
Краткосрочные авансы полученные	**45**	18
Итого кредиторская задолженность и начисления	**488**	211

Краткосрочная кредиторская задолженность в 2013 году погашалась в среднем в течение 47 дней (2012 г.: 31 день). На остатки на счетах клиентов банка начисляется 0,1-3,0% годовых. Торговая и прочая кредиторская задолженность являются беспроцентными.

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде

Кредиты и займы включают:

	Валюта	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
Долгосрочные			
Банковские кредиты	рубли	**115**	101
Банковские кредиты	доллары США, евро	**1 711**	648
Облигации	рубли	**131**	20
Еврооблигации	доллары США	**247**	91
Клиентские депозиты	рубли	**12**	8
Клиентские депозиты	доллары США, евро	**5**	3
Прочие заемные средства	рубли	–	1
За вычетом: Краткосрочная часть долгосрочных кредитов и займов		**(545)**	(35)
Итого долгосрочные кредиты и займы		**1 676**	837
Краткосрочные			
Банковские кредиты	рубли	**2**	8
Банковские кредиты	доллары США	**88**	12
Клиентские депозиты	рубли	**11**	12
Клиентские депозиты	доллары США, евро	**2**	3
Займы	рубли	–	2
Займы	евро	**3**	5
Займы – компании, аффилированные с ОАО «НК ЮКОС»	рубли	**11**	11
Векселя – компании, аффилированные с ОАО «НК ЮКОС»	рубли	**20**	52
Векселя к уплате	рубли	**1**	1
Обязательства по сделке РЕПО	рубли	**1**	2
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов		**545**	35
Итого краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов		**684**	143
Итого задолженность по кредитам и займам		**2 360**	980

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Долгосрочные кредиты и займы

Долгосрочные банковские кредиты включают:

Цель привлечения кредита	Валюта	Ставка	Срок погашения	На 31 декабря 2013 г.	На 31 декабря 2012 г.
Кредиты, привлеченные для пополнения оборотных средств	доллары США / евро	от LIBOR+1,3% до LIBOR+2,70%;/ EURIBOR+2,40%	2014-2018	**1 135**	167
Кредиты, привлеченные для финансирования целевой хозяйственной деятельности	доллары США	от LIBOR+0,60% до LIBOR+3,25%	2029	**557**	456
Кредиты, привлеченные для финансирования целевой хозяйственной деятельности	рубли	от 7,20% до 9,50%	2015-2017	**115**	101
Кредиты, привлеченные для приобретения основных средств	доллары США / евро	от LIBOR+1,00% до LIBOR+1,35%; 3,23% ;/ EURIBOR+0,35%	2014-2021	**28**	27
Итого				**1 835**	751
Затраты на выпуск долговых обязательств				**(9)**	(2)
Итого долгосрочные банковские кредиты				**1 826**	749

Долгосрочные банковские кредиты, привлеченные от иностранного банка в долларах США для финансирования целевой хозяйственной деятельности, обеспечены экспортными контрактами на поставку сырой нефти. В случае нарушения обязательств по своевременному погашению задолженности по таким кредитам условия подобных кредитных соглашений предоставляют банку кредитору прямое право требования в отношении выручки в сумме неисполненных обязательств, которую покупатель нефти, как правило, перечисляет через счета банков кредиторов. Дебиторская задолженность по таким контрактам составляет 24 млрд руб. и 32 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг., соответственно, и показана в составе торговой дебиторской задолженности покупателей и заказчиков.

Часть кредитов в доллрах США, привлеченных для пополнения оборотных средств приобретены в рамках сделки по приобретению ТНК-ВР (Примечание 7).

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Долгосрочные кредиты и займы (продолжение)

В марте 2013 года Компания осуществила выборку по четырем необеспеченным долгосрочным кредитам от группы международных банков на общую сумму 31,04 млрд долл. США (1 015,9 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) на финансирование приобретения ТНК-ВР (Примечание 7). Первый кредит в сумме 4,09 млрд долл. США (133,9 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) привлечен от группы иностранных банков под плавающую ставку сроком на 5 лет. Второе кредитное соглашение на сумму 12,74 млрд долл. США (417,0 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) заключено с группой иностранных банков под плавающую ставку сроком на 2 года. Третье кредитное соглашение на сумму 11,88 млрд долл. США (388,8 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) заключено с группой иностранных банков под плавающую ставку сроком на 2 года. Четвертое кредитное соглашение на сумму 2,33 млрд долл. США (76,2 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) заключено с группой иностранных банков под плавающую ставку сроком на 5 лет. По состоянию на 31 декабря 2013 г. выборка по указанным кредитам полностью осуществлена. В декабре 2013 года Компания осуществила погашение части долгосрочного кредита от иностранных банков на общую сумму 5,1 млрд долл. США (166,9 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.).

В июне 2013 года Компания осуществила выборку по обеспеченному долгосрочному кредиту от иностранного банка на общую сумму 2 млрд долл. США (65,5 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) под плавающую ставку сроком на 16 лет. Обеспечением по кредиту являются экспортные поставки нефти.

В ноябре 2013 года Компания осуществила выборку по необеспеченному долгосрочному кредиту от иностранного банка в сумме 0,75 млрд долл. США (24,5 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) под плавающую ставку сроком на 5 лет.

В декабре 2013 года Компания осуществила выборку по необеспеченному долгосрочному кредиту от группы иностранных банков на общую сумму 0,5 млрд долл. США (16,4 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) под плавающую ставку сроком на 5 лет.

В октябре 2012 года Компания разместила два выпуска документарных неконвертируемых процентных облигаций на предъявителя общей номинальной стоимостью 20 млрд руб и сроком обращения 10 лет. Выплаты по купону осуществляются каждые 6 месяцев по фиксированной ставке 8,6% годовых для первых десяти купонных периодов.

В марте 2013 года Компания разместила два выпуска документарных неконвертируемых процентных облигаций на предъявителя общей номинальной стоимостью 30 млрд. руб. и сроком обращения 10 лет. Выплаты по купону осуществляются каждые 6 месяцев по фиксированной ставке 8,0% годовых для первых десяти купонных периодов.

В июне 2013 года Компания разместила три выпуска документарных неконвертируемых процентных облигаций на предъявителя общей номинальной стоимостью 40 млрд. руб. и сроком обращения 10 лет. Выплаты по купону осуществляются каждые 6 месяцев по фиксированной ставке 7,95% годовых для первых десяти купонных периодов.

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Долгосрочные кредиты и займы (продолжение)

В декабре 2013 года Компания разместила два выпуска биржевых документарных неконвертируемых процентных облигаций на предъявителя общей номинальной стоимостью 40 млрд. руб. и сроком обращения 10 лет. Выплаты по купону осуществляются каждые 6 месяцев по фиксированной ставке 7,95% годовых для первых десяти купонных периодов.

По облигациям всех вышеуказанных выпусков предусматривается оферта досрочного приобретения/выкупа через пять лет в установленные эмиссионной документацией сроки по требованию владельцев. Кроме того, в любой момент по усмотрению эмитента, может быть осуществлено досрочное приобретение/выкуп облигаций на основании отдельных решений компании, с возможностью их последующего обращения. Вышеуказанное приобретение облигаций не является досрочным погашением облигаций.

Долгосрочные корпоративные еврооблигации включают:

			На 31 декабря	
	Валюта	**Срок погашения**	**2013 г.**	**2012 г.**
Еврооблигации - (ставка купона -3,149%)	Доллары США	2017	**33**	30
Еврооблигации - (ставка купона -4,199%)	Доллары США	2022	**66**	61
Еврооблигации (серия 7) - (ставка купона -6,25%)	Доллары США	2015	**17**	–
Еврооблигации (серия 2) - (ставка купона -7,50%)	Доллары США	2016	**38**	–
Еврооблигации (серия 4) - (ставка купона -6,625%)	Доллары США	2017	**30**	–
Еврооблигации (серия 6) - (ставка купона -7,875%)	Доллары США	2018	**43**	–
Еврооблигации (серия 8) - (ставка купона -7,25%)	Доллары США	2020	**20**	–
Итого долгосрочные еврооблигации			**247**	91

В четвертом квартале 2012 года Компания привлекла финансирование через размещение еврооблигаций в общей сумме 3 млрд долл. США. Облигации были размещены двумя сериями по номинальной стоимости: первая в сумме 1 млрд долл. США (30,4 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) с купоном 3,149% годовых и сроком обращения до марта 2017 года и вторая в сумме 2 млрд долл. США (60,7 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2012 г.) с купоном 4,199% годовых и сроком обращения до марта 2022 года. Полученные средства будут направлены на общие корпоративные цели.

Еврооблигации второй, четвертой, шестой, седьмой и восьмой серий отражены в рамках сделки по приобретению ТНК-ВР (Примечание 7).

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Долгосрочные кредиты и займы (продолжение)

Клиентские депозиты включают в себя срочные депозиты клиентов дочерних банков, выраженные в рублях и иностранной валюте. На 31 декабря 2013 г. процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 1,00% до 12,00% годовых, и от 1,00% до 7,40% годовых по депозитам в иностранной валюте.

Ряд кредитных соглашений содержит ограничительные условия в финансовой и других областях, которые Компания как заемщик обязана выполнять. Данные ограничительные условия включают в себя соблюдение некоторых финансовых коэффициентов.

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. Компания соблюдает все финансовые и прочие ограничительные условия, содержащиеся в кредитных договорах.

Краткосрочные кредиты и займы

В ноябре 2013 года Компания осуществила две выборки по необеспеченному кредиту от иностранного банка на общую сумму 1,5 млрд долл. США (49,1 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) с плавающими ставками: первую в сумме 0,5 млрд долл. США (16,4 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) сроком на 1 год, с возможностью дополнительной пролонгации до 12 месяцев; вторую в сумме 1,0 млрд долл. США (32,7 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) со сроком погашения в течение 6 месяцев.

В декабре 2013 года Компания осуществила выборку по двум краткосрочным кредитам, привлеченным от российских банков на общую сумму 0,74 млрд долл. США (24,2 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) под фиксированные ставки, со сроками погашения в первом квартале 2014 г.

Клиентские депозиты представляют собой срочные депозиты клиентов дочерних банков Компании, выраженные в рублях и иностранной валюте. На 31 декабря 2013 г. процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 0,01% до 12,00% годовых и валютным депозитам составляет от 0,01% до 7,20% годовых.

Займы от компаний, аффилированных с ОАО «НК «ЮКОС», включают в себя в основном выраженные в рублях займы от «ЮКОС Капитал С.а.р.л.», которые были привлечены под ставку 9% годовых и срок погашения которых наступил в конце 2007 г. Эти займы ранее были учтены на балансе его дочерних обществ, приобретенных Компанией по итогам аукциона реализации активов ОАО «НК «ЮКОС», которые в настоящий момент оспариваются Компанией. Компания частично погасила указанные обязательства в связи с исполнением решения суда в 2010 году (Примечание 41).

Векселя к уплате – компании, аффилированные с ОАО «НК «ЮКОС», в основном, представляют собой заемные средства, ранее учтенные на балансе его дочерних обществ, приобретенных Компанией по итогам аукциона реализации активов ОАО «НК «ЮКОС». Эти векселя в настоящий момент оспариваются Компанией. Векселя, по заявлению взыскателей, в основном, подлежат уплате по предъявлении, и ставка по ним составляет от 0% до 18% годовых (Примечание 41).

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Краткосрочные кредиты и займы (продолжение)

В 2012-2013 гг. Компания получала денежные средства по сделкам РЕПО и отражала данные операции как обеспеченный займ. На 31 декабря 2013 и 2012 гг. обязательства Компании по сделкам РЕПО составили 1 млрд руб. и 2 млрд руб., соответственно. Справедливая стоимость ценных бумаг переданных в залог по сделкам РЕПО по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. составила 1,1 млрд руб. и 2,5 млрд руб.

В течение 2013 года Компания не задерживала выплаты по кредитным договорам, договорам займа, а также не имела просрочек по соответствующим процентным выплатам.

Финансовая аренда

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г.**
Обязательства по финансовой аренде	**12**	11
В том числе краткосрочная часть обязательств по финансовой аренде	***4***	*3*

Обязательства по финансовой аренде погашаются следующим образом:

	На 31 декабря 2013 г.		
	Минимальные арендные платежи	**Финансовые расходы**	**Текущая стоимость минимальных арендных платежей**
Менее года	5	(1)	4
От 1 до 5 лет	6	(1)	5
Свыше 5 лет	3	–	3
Итого	**14**	**(2)**	**12**

	На 31 декабря 2012 г.		
	Минимальные арендные платежи	**Финансовые расходы**	**Текущая стоимость минимальных арендных платежей**
Менее года	4	(1)	3
От 1 до 5 лет	6	(1)	5
Свыше 5 лет	4	(1)	3
Итого	**14**	**(3)**	**11**

Договоры финансовой аренды, заключенные Компанией, не содержат ограничительных условий, заключены на длительный срок и некоторые из них подразумевают выкуп оборудования по истечении арендного срока. Компания заключала договоры финансовой аренды как в рублях, так и в долларах США.

30. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде (продолжение)

Финансовая аренда (продолжение)

Компания получила в лизинг следующие объекты основных средств, которые отражены в составе статьи «Основные средства» (Примечание 24):

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г.**
Машины и оборудование	**12**	8
Транспортные средства	**6**	6
Итого первоначальная стоимость	**18**	14
Минус: накопленная амортизация	**(9)**	(3)
Итого остаточная стоимость основных средств, полученных в лизинг	**9**	11

31. Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам

Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам включают:

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г.**
Сделки валютно-процентного свопа	**6**	–
Итого краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам	**6**	–

В 2013 году Компания заключила контракты с четырьмя банками на проведение сделок валютно-процентного свопа, сроком действия до 2018 года. В соответствии с условиями сделки Компания платит 2 138 млн долл. США (70 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) по плавающей ставке US$ LIBOR 3M плюс маржа банка и получает 70 млрд руб. по фиксированной ставке от 7,95% до 8,0% годовых.

В 2012 году Компания заключила контракты с пятью банками на проведение сделок валютно-процентного свопа, сроком действия до 2015 года. В соответствии с условиями сделки Компания платит 1 982 млн долл. США (65 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) по фиксированной ставке и получает 62 млрд руб. по фиксированной ставке 7,2% годовых.

31. Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам (продолжение)

В 2012 году Компания заключила контракты с двумя банками на проведение сделок валютно-процентного свопа, сроком действия до 2017 года. В соответствии с условиями сделки Компания платит 641 млн долл. США (21 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) по плавающей ставке US$ LIBOR 3M плюс маржа банка и получает 20 млрд руб. по фиксированной ставке 8,6% годовых.

Оценка справедливой стоимости сделок валютно-процентного свопа производится в системе SuperDerivatives исходя из рыночных данных. Справедливая стоимость сделок валютно-процентного свопа признана в составе статьи «Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам» в сумме 6 млрд руб. в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2013 г. и в составе статьи «Прочие краткосрочные финансовые активы – Производные финансовые инструменты» (Примечание 20) в сумме 2 млрд руб. в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2012 г. Изменение справедливой стоимости привело к формированию убытка в неденежной форме в сумме 8 млрд руб. в 2013 году. Прибыль в денежной форме, равная нетто-платежам, пересчитанным в рубли по официальному курсу ЦБ РФ на дату платежа, между контрагентами по сделке, составила 5 млрд руб. в 2013 году. Нетто эффект по сделкам валютно-процентного свопа отражен в составе статьи «Финансовые расходы – Чистый убыток от операций с производными финансовыми инструментами» в сумме 3 млрд руб в консолидированном отчете о совокупном доходе за 2013 год (Примечание 12).

32. Краткосрочные обязательства по прочим налогам

Краткосрочные обязательства по прочим налогам включают:

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**
Налог на добычу полезных ископаемых	**81**	46
Налог на добавленную стоимость	**50**	23
Акцизы	**14**	10
Налог на доходы физических лиц	**1**	1
Налог на имущество	**6**	3
Прочие	**9**	–
Итого обязательства по прочим налогам	**161**	83

33. Резервы

	Обязательства, связанные с выбытием активов	Резерв на восстановление окружающей среды	Судебные, налоговые иски и прочие	Всего
Остаток на 1 января 2012 г. (пересмотренные данные), в том числе	**50**	**11**	**5**	**66**
Долгосрочные	***50***	***10***	–	***60***
Краткосрочные	–	***1***	***5***	***6***
Резервы, созданные в течение года	5	1	1	7
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
Изменения оценочных данных	(6)	3	(1)	(4)
Изменения ставки дисконтирования	7	–	–	7
Прошествия времени	4	–	–	4
Использовано	(3)	–	(2)	(5)
Эффект от изменения учетной политики (Примечание 3)	1	–	–	1
Остаток на 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные), в том числе	**58**	**15**	**3**	**76**
Долгосрочные	***58***	***13***	–	***71***
Краткосрочные	–	***2***	***3***	***5***
Резервы, созданные в течение года	15	4	2	21
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
Изменения оценочных данных	(5)	–	3	(2)
Изменения ставки дисконтирования	(3)	–	–	(3)
Прошествия времени	6	2	–	8
Использовано	(2)	(5)	(1)	(8)
Приобретение ТНК-ВР (Примечание 7)	25	17	4	46
Остаток на 31 декабря 2013 г., в том числе	**94**	**33**	**11**	**138**
Долгосрочные	***91***	***24***	***1***	***116***
Краткосрочные	***3***	***9***	***10***	***22***

Обязательства, связанные с выбытием активов, представляют собой оценку стоимости затрат на ликвидацию скважин, рекультивацию песчаных карьеров, шламовых амбаров, поврежденных земель, демонтажа трубопроводов и линий электропередач. В части ожидаемых платежей по обязательствам, связанным с выбытием активов, бюджет формируется на годовой основе. В зависимости от складывающейся экономической ситуации в компании фактические расходы могут отличаться от сумм, заложенных в бюджете.

34. Долгосрочная предоплата по договорам поставки нефти

В течение 2013 года Компания подписала ряд долгосрочных контрактов на поставку нефти, предусматривающих получение предоплаты. Суммарный минимальный объем поставки составляет порядка 400 млн тонн.

Основные условия контрактов перечислены ниже:

- предоплата составляет не более 30% от стоимости общего объема нефти по контрактам;
- цена нефти определяется на основе текущих рыночных котировок;
- погашение предоплаты осуществляется путем физической поставки нефти.

Погашение предоплат предусмотрено с 2015 года. Компания рассматривает данные контракты в качестве контрактов, которые были заключены с целью поставки товаров в рамках обычной деятельности.

	2013 г.	2012 г.
Остаток на 1 января	–	–
Получено	**470**	–
Минус краткосрочная часть	–	–
Погашено	–	–
Остаток на 31 декабря	**470**	–

35. Прочие долгосрочные обязательства

По состоянию на 31 декабря прочие долгосрочные обязательства включают:

	На 31 декабря	
	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)
Задолженность Ruhr Oel GmbH перед группой BP	**16**	13
Кредиторская задолженность по шельфовым проектам	**10**	–
Кредиторская задолженность по инвестиционной деятельности	**1**	2
Прочие	**1**	1
Итого прочие долгосрочные обязательства	**28**	16

Прочие долгосрочные обязательства, в основном, относятся к обязательствам Ruhr Oel GmbH перед группой компаний BP в отношении пенсионных и прочих обязательств по расчетам с работниками BP, привлеченными на работу на заводы Ruhr Oel GmbH.

36. Пенсионные обязательства

Планы с установленными взносами

Компания производит отчисления в государственный Пенсионный фонд Российской Федерации. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от суммы заработной платы до налогообложения и относятся на затраты по мере начисления.

Компания также поддерживает корпоративный пенсионный план с заранее определенными взносами для финансирования негосударственных пенсий работников.

Пенсионные отчисления, отраженные в консолидированном отчете о совокупном доходе, составили:

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Государственный Пенсионный фонд	**23**	16	14
НПФ «Нефтегарант»	**4**	3	3
Итого пенсионные отчисления	**27**	19	17

37. Акционерный капитал

Обыкновенные акции

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг.:

Разрешенные к выпуску обыкновенные акции:	
количество, млн шт.	10 598
сумма, млрд руб.	0,6
Выпущенные и полностью оплаченные акции:	
количество, млн шт.	10 598
сумма, млрд руб.	0,6
Номинальная стоимость 1 обыкновенной акции, руб.	0,01

Начиная с 2011 года Компания осуществляет выплату дивидендов в размере 25% от чистой прибыли по МСФО, относящейся к акционерам Компании. При этом в соответствии с российским законодательством распределение дивидендов осуществляется исходя из чистой прибыли ОАО «НК «Роснефть» за текущий год, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета.

20 июня 2012 г. общее годовое собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2011 года в сумме 37 млрд руб. или 3,45 руб. на одну акцию. Из них 33 млрд руб. относятся к акциям в обращении, включая налог на дивиденды по казначейским акциям. В августе 2012 года утвержденные дивиденды были выплачены.

30 ноября 2012 г. внеочередное общее собрание акционеров утвердило дополнительные дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2011 года в сумме 42 млрд руб. или 4,08 руб. на одну акцию. Из них 38 млрд руб. относятся к акциям в обращении, включая налог на дивиденды по казначейским акциям. В декабре 2012 утвержденные дивиденды были выплачены.

37. Акционерный капитал (продолжение)

20 июня 2013 г. общее годовое собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2012 года в сумме 85 млрд руб. или 8,05 руб. на одну акцию. Дивиденды были выплачены в 3 квартале 2013 г.

Собственные акции, выкупленные у акционеров

	На 31 декабря	
	2013 г.	**2012 г.**
Количество, млн шт.	–	1 360
Сумма, млрд руб.	–	299

В июне 2012 г. Компания выкупила 321 963 949 шт. собственных акций за 68 млрд руб. или 212 руб. за одну акцию.

В августе 2012 г. Компания передала 185 794 шт. собственных акций в счет выплаты вознаграждения за период с 10.06.2011г. по 20.06.2012г. членам Совета директоров Компании (Примечание 39). Балансовая и рыночная стоимость данного пакета акций составила 0,04 млрд руб.

В ноябре 2012 г. Компания выкупила 28 513 639 шт. собственных акций за 7 млрд руб. или 249 руб. за одну акцию.

В марте 2013 г. Компания передала 1 360 449 797 собственных акций BP в рамках сделки по приобретению ТНК-ВР (Примечание 7).

Добавочный капитал

	2013 г.	**2012 г.**
Добавочный капитал на 1 января	**385**	386
Продажа собственных выкупленных акций (Примечание 7)	**28**	–
Продажа 9,99% акций ОАО «РН Холдинг»	**(125)**	–
Добровольное предложение о приобретении акций ОАО «РН Холдинг»	**189**	–
Изменение долей участия в дочерних компаниях	–	(1)
Добавочный капитал на 31 декабря	**477**	385

В 2012 году Компания приобрела дополнительные доли участия в двух дочерних обществах. Эффект от этих операций на общую сумму 1 млрд руб. был отнесен на уменьшение добавочного капитала.

В 3 квартале 2013 г. 9,99% акций ОАО «РН Холдинг» (далее по тексту – «РН Холдинг»), являющегося дочерним обществом Компании, были проданы ряду неаффилированных с Компанией третьих лиц за совокупное денежное вознаграждение в сумме 97 млрд руб. Поскольку соответствующие сделки не привели к потере контроля над РН Холдингом, разница между справедливой стоимостью возмещения и балансовой стоимостью выбывшей доли была показана в составе добавочного капитала.

37. Акционерный капитал (продолжение)

Добавочный капитал (продолжение)

6 ноября 2013 г. Роснефть сделала добровольное предложение о приобретении ценных бумаг РН Холдинга, принадлежащих неконтролирующим акционерам. Добровольное предложение направлено в отношении 1 918 701 184 обыкновенных акций и 450 000 000 привилегированных акций РН Холдинга. Цена приобретения эмиссионных ценных бумаг в рамках добровольного предложения составила 67 руб. за одну обыкновенную акцию и 55 руб. за одну привилегированную акцию. Срок принятия добровольного предложения, составляющий 75 дней со дня получения, истек 20 января 2014 г. По состоянию на 31 декабря 2013 г. Компания отразила обязательства по оферте перед неконтролирующими акционерами в размере 153 млрд руб. в составе кредиторской задолженности, уменьшение неконтролирующей доли на 342 млрд руб. и увеличение добавочного капитала на 189 млрд руб. По состоянию на 20 января 2014 г., предложением по добровольной оферте воспользовались юридические и физические лица. Окончательные итоги предложения по добровольной оферте будут подведены в течение первого квартала 2014 г.

38. Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств определяется следующим образом:

- справедливая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств, торгующихся на активных ликвидных рынках, определяется в соответствии с рыночными котировками;
- справедливая стоимость прочих финансовых активов и финансовых обязательств определяется в соответствии с общепринятыми моделями на основе анализа дисконтированных денежных потоков с применением цен, используемых в существующих сделках на текущем рынке;
- справедливая стоимость производных финансовых инструментов определена с использованием рыночных котировок. В том случае, когда такие котировки недоступны, справедливая стоимость определяется с использованием моделей оценки, основанных на допущениях, подтверждаемых наблюдаемыми рыночными ценами или ставками, действующими на отчетную дату.

Активы и обязательства Компании, которые оцениваются по справедливой стоимости на повторяющейся основе, представлены в соответствии с иерархией справедливой стоимости в таблице ниже.

	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2013 г.			
	Уровень 1	**Уровень 2**	**Уровень 3**	**Итого**
Активы:				
Оборотные средства				
Торговые ценные бумаги	**3**	**12**	–	**15**
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи	**11**	**32**	–	**43**
Внеоборотные средства				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи	–	**4**	–	**4**
Производные финансовые инструменты	–	**1**	–	**1**
Всего активов по справедливой стоимости	**14**	**49**	–	**63**

38. Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)

	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2012 г.			
	Уровень 1	**Уровень 2**	**Уровень 3**	**Итого**
Активы:				
Оборотные средства				
Торговые ценные бумаги	13	8	–	21
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи	5	15	–	20
Производные финансовые инструменты	–	3	–	3
Внеоборотные средства				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи	6	–	–	6
Производные финансовые инструменты	–	2	–	2
Всего активов по справедливой стоимости	**24**	**28**	**–**	**52**

В течение отчетного периода не было перемещения финансовых активов между уровнями 1 и 2.

Справедливая стоимость финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, предназначенных для торговли, а также производных финансовых инструментов, включенных в Уровень 2, оценивается по текущей стоимости предполагаемых будущих денежных потоков с использованием таких параметров, как рыночные котировки процентных ставок, форвардные курсы.

В течение отчетного периода не было перемещения финансовых обязательств между уровнями.

	Балансовая стоимость		**Справедливая стоимость (уровень 2)**	
	На 31 декабря 2013 г.	**На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)**	**На 31 декабря 2013 г.**	**На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)**
Финансовые обязательства				
Финансовые обязательства, оцениваемые по амортизированной стоимости:				
Кредиты и займы с плавающей ставкой	**(1 717)**	(632)	**(1 722)**	(605)
Кредиты и займы с фиксированной ставкой	**(643)**	(348)	**(639)**	(338)
Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток:				
Производные финансовые инструменты	**(6)**	–	**(6)**	–
Обязательства по финансовой аренде	**(12)**	(11)	**(12)**	(11)

39. Операции со связанными сторонами

В настоящей консолидированной финансовой отчетности связанными считаются стороны, одна из которых имеет возможность контролировать или осуществлять значительное влияние на операционные и финансовые решения другой стороны. В 2011, 2012 и 2013 гг. Компания осуществляла операции со следующими связанными сторонами: совместные и ассоциированные предприятия; предприятия, которые напрямую или косвенно контролируются правительством Российской Федерации; основной управленческий персонал; пенсионные фонды (Примечание 36).

Связанные стороны могут осуществлять сделки, которые несвязанные стороны могут не проводить. Кроме того, такие сделки могут осуществляться на условиях, отличных от условий сделок между несвязанными сторонами.

Раскрытие операций со связанными сторонами представляется агрегированно для компаний, напрямую или косвенно контролируемых правительством Российской Федерации, совместных и ассоциированных предприятий, негосударственных пенсионных фондов. Помимо этого, в каждом периоде возможно дополнительное раскрытие отдельных существенных операций (остатков и оборотов) с отдельными связанными сторонами.

В рамках текущей деятельности Компания осуществляет операции с другими компаниями, контролируемыми государством. Тарифы на электроэнергию, транспортные тарифы на территории Российской Федерации регулируются Федеральной службой по тарифам, уполномоченным органом Российской Федерации. Кредиты банков предоставляются исходя из рыночных процентных ставок. Налоги начисляются и уплачиваются в соответствии с применимым налоговым законодательством. Реализация нефти и нефтепродуктов связанным сторонам осуществляется в рамках обычной деятельности по ценам, существенно не отличающимся от средних рыночных цен, реализация газа на территории Российской Федерации осуществляется в основном по тарифам, устанавливаемым Федеральной службой по тарификации.

Операции с компаниями, которые напрямую или косвенно контролируются правительством Российской Федерации

Выручка от реализации и доходы

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Реализация нефти и газа	**102**	94	28
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	**58**	30	25
Вспомогательные услуги и прочая реализация	**2**	2	2
Финансовые доходы	**2**	18	7
	164	144	62

Затраты и расходы

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Производственные и операционные расходы	**13**	8	10
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	**2**	–	–
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	**318**	187	181
Прочие расходы	**8**	17	7
Финансовые расходы	**2**	4	–
	343	216	198

39. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с компаниями, которые напрямую или косвенно контролируются правительством Российской Федерации (продолжение)

Прочие операции

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Приобретение финансовых активов и инвестиции в ассоциированные предприятия	**(8)**	(6)	(9)
Реализация финансовых активов и инвестиций в ассоциированные предприятия	**15**	–	1
Поступление кредитов	**22**	100	–
Выплата кредитов	**–**	(2)	(3)
Кредиты и займы выданные	**–**	–	(1)
Погашение кредитов и займов выданных	**1**	–	–
Депозиты размещенные	**(56)**	(10)	(30)
Депозиты погашенные	**10**	24	165
Выкуп акций	**–**	(1)	–

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря	
	2013 г.	2012 г.
Активы		
Денежные средства и их эквиваленты	**135**	188
Дебиторская задолженность	**15**	13
Авансы выданные и прочие оборотные активы	**25**	15
Прочие финансовые активы	**66**	7
	241	223
Обязательства		
Кредиторская задолженность и начисления	**9**	15
Кредиты и займы	**125**	100
	134	115

Операции с совместными предприятиями

Покупка нефти у совместных предприятий осуществляется по ценам внутреннего российского рынка.

Выручка от реализации и доходы

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г.
Реализация нефти и газа	**2**	–	–
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	**6**	–	–
Вспомогательные услуги и прочая реализация	**6**	2	3
Финансовые доходы	**1**	1	1
	15	3	4

39. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с совместными предприятиями (продолжение)

Затраты и расходы

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Производственные и операционные расходы	**2**	–	–
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	**108**	18	23
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	**8**	–	2
Прочие расходы	**4**	2	2
	122	20	27

Прочие операции

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г.
Приобретение финансовых активов и инвестиции в ассоциированные предприятия	**(4)**	–	–
Выплата кредитов	**–**	(2)	–
Кредиты и займы выданные	**(4)**	–	–
Погашение кредитов и займов выданных	**4**	–	3

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря	
	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)
Активы		
Дебиторская задолженность	**5**	5
Авансы выданные и прочие оборотные активы	**1**	–
Прочие финансовые активы	**4**	–
	10	5
Обязательства		
Кредиторская задолженность и начисления	**17**	12
Кредиты и займы	**1**	–
Итого остатки по счетам взаиморасчетов	**18**	12

Операции с ассоциированными предприятиями

Выручка от реализации и доходы

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Реализация нефти и газа	**5**	1	2
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	**1**	2	5
Вспомогательные услуги и прочая реализация	**1**	1	2
Финансовые доходы	**1**	1	1
	8	5	10

39. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с ассоциированными предприятиями (продолжение)

Затраты и расходы

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Производственные и операционные расходы	**7**	1	3
Прочие расходы	**2**	5	1
	9	6	4

Прочие операции

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Приобретение финансовых активов	–	–	(5)
Кредиты и займы выданные	**(1)**	(1)	–
Погашение кредитов и займов выданных	–	–	3

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря	
	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)
Активы		
Дебиторская задолженность	**1**	2
Прочие финансовые активы	**13**	12
	14	14
Обязательства		
Кредиторская задолженность и начисления	**2**	1
	2	1

Операции с негосударственными пенсионными фондами

Затраты и расходы

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Прочие расходы	**3**	3	3

Прочие операции

	2013 г.	2012 г.	2011 г.
Выплата кредитов	–	–	(1)

39. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Вознаграждение основному управленческому персоналу

В целях подготовки настоящей консолидированной финансовой отчетности к основному управленческому персоналу отнесены: Президент ОАО «НК «Роснефть», Вице-президенты, члены Совета директоров, члены Правления, члены Ревизионной комиссии, Директора департаментов и Руководители самостоятельных подразделений, а также иные должностные лица, наделенные соответствующими полномочиями.

Краткосрочное вознаграждение основного управленческого персонала, включая заработную плату и премии с учетом налога на доходы физических лиц и социальных отчислений, суммы выплаченного выходного пособия и страховых взносов по страхованию основного управленческого персонала составили 8 млрд руб., 9 млрд руб. и 4 млрд руб. в 2013, 2012 и 2011 гг., соответственно.

Решением годового общего собрания акционеров 10 июня 2011 г. было утверждено вознаграждение путем передачи пакета акций ОАО «НК «Роснефть» следующим членам Совета директоров ОАО «НК «Роснефть» за период выполнения ими своих обязанностей: Костину Андрею Леонидовичу, Некипелову Александру Дмитриевичу и Рудлоффу Хансу-Йоргу – по 25 238 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Реусу Андрею Георгиевичу и Токареву Николаю Петровичу – по 20 821 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Богданову Владимиру Леонидовичу – 18 928 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Богданчикову Сергею Михайловичу – 14 021 штук акций ОАО «НК «Роснефть».

Решением годового общего собрания акционеров 20 июня 2012 г. было утверждено вознаграждение следующим членам Совета директоров ОАО «НК «Роснефть» за периоды выполнения ими своих обязанностей с 10 июня 2011 г. по 13 сентября 2011 г. и с 13 сентября 2011 г. по 20 июня 2012 г. путем передачи пакета акций ОАО «НК «Роснефть» Некипелову Александру Дмитриевичу – 28 944 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Костину Андрею Леонидовичу и Рудлоффу Хансу-Йоргу – по 26 925 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Шишину Сергею Владимировичу – 24 906 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Токареву Николаю Петровичу и Шугаеву Дмитрию Евгеньевичу – по 22 213 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Богданову Владимиру Леонидовичу – 17 408 штук акций ОАО «НК «Роснефть», а также Варнигу Маттиасу – 16 260 штук акций ОАО «НК «Роснефть» за период выполнения им своих обязанностей с 13 сентября 2011 г. по 20 июня 2012 г.

Решением годового общего собрания акционеров 20 июня 2013 г. было утверждено вознаграждение следующим членам Совета директоров ОАО «НК «Роснефть» за периоды выполнения ими своих обязанностей с 20 июня 2012 г. по 30 ноября 2012 г. и с 30 ноября 2012 г. по 20 июня 2013 г. путем передачи пакета акций ОАО «НК «Роснефть» Варнигу Маттиасу и Кузовлеву Михаилу Валерьевичу – по 76 373 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Лаверову Николаю Павловичу – 75 009 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Некипелову Александру Дмитриевичу – 85 920 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Рудлоффу Хансу-Йоргу и Шишину Сергею Владимировичу – по 79 101 штук акций ОАО «НК «Роснефть»; Шугаеву Дмитрию Евгеньевичу и Щербовичу Илье Викторовичу – по 72 282 штук акций ОАО «НК «Роснефть».

40. Основные дочерние предприятия

Ниже приведен перечень наиболее существенных предприятий Группы с учетом различий в видах деятельности:

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2013 г. Всего акции, %	2013 г. Голос. акции, %	2012 г. Всего акции, %	2012 г. Голос. акции, %
Разведка и добыча						
ОАО «Оренбургнефть»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**100,00**	**100,00**	–	–
ОАО «Самотлорнефтегаз»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**100,00**	**100,00**	–	–
ОАО «Тюменнефтегаз»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**100,00**	**100,00**	–	–
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**100,00**	**100,00**	–	–
ЗАО «Ванкорнефть»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	**93,96**	**93,96**	93,96	93,96
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
Нефтепереработка и сбыт						
ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	–	–
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Сызранский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Ачинский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
ОАО «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»	Россия	Производство нефтепродуктов	**85,48**	**91,13**	–	–
ЗАО «Петрол Комплекс Эквипмент Кампани»	Россия	Реализация нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	–	–
ОАО «ТНК-Столица»	Россия	Реализация нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	–	–
Rosneft Trading S.A.	Швейцария	Реализация нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
Rosneft Trade Limited	Кипр	Реализация нефтепродуктов	**100,00**	**100,00**	–	–
Прочие						
ОАО «РН Холдинг»	Россия	Холдинговая компания	**100,00**	**100,00**		
ООО «Нефть-Актив»	Россия	Инвестиционная деятельность	**100,00**	**100,00**	100,00	100,00
Rosneft Finance S.A.	Люксембург	Финансовые услуги	**100,00**	**100,00**	–	–
ОАО «Всероссийский банк развития регионов» (ВБРР)	Россия	Банковские услуги	**84,67**	**84,67**	84,67	84,67

По состоянию на 31 декабря 2013 г., доли владения дочерними обществами приведены с учетом добровольного предложения по покупке акций РН Холдинга (Примечание 37).

41. Условные активы и обязательства

Политико-экономическая ситуация в России

В России продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной систем в соответствии с требованиями рыночной экономики. Будущая стабильность российской экономики во многом зависит от хода реформ в указанных областях, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политик.

Руководство Компании полагает, что оно предпринимает надлежащие меры по поддержанию экономической устойчивости Компании в текущих условиях.

Гарантии и возмещения

Во втором квартале 2013 года Роснефть предоставила безусловную неограниченную бессрочную гарантию (поручительство) в пользу Правительства Норвегии и норвежских государственных органов, предусматривающую полное покрытие потенциальных обязательств компании «РН Нордик Ойл АС» в отношении ее операционной деятельности на Норвежском континентальном шельфе. Предоставление гарантии материнской компании по обязательствам «РН Нордик Ойл АС» в отношении экологических рисков является императивным требованием законодательства Норвегии и является условием для выдачи «РН Нордик ОйлАС» лицензии на работу на Норвежском шельфе совместно с компанией Статойл.

В 2013 году вступили в силу подписанные в 2012 году в рамках реализации Соглашений о сотрудничестве между ОАО «НК «Роснефть» и Eni S.p.A, ОАО «НК «Роснефть» и Статойл АСА, ОАО «НК «Роснефть» и ЭксонМобил Оил Корпорейшн (ExxonMobil Oil Corporation) Соглашение о гарантиях материнских компаний, Гарантия уплаты бонуса коммерческого открытия (по проектам с Eni S.p.A. на шельфе РФ), Договор гарантии материнских компаний (по проектам со Статойл АСА на шельфе РФ), Соглашение материнских компаний (по проектам с ЭксонМобил на шельфе РФ). Данные гарантии являются неограниченными, безусловными и бессрочными и обеспечивают полное безусловное и бессрочное покрытие со стороны НК «Роснефть» потенциальных обязательств по проектам своих аффилированных лиц, предусмотренных проектной документацией. По условиям данных соглашений партнеры гарантируют друг другу надлежащее и своевременное исполнение всех обязательств своими аффилированными лицами по соглашениям, заключенным в целях реализации совместных проектов на шельфе РФ, а также уплату бонуса за коммерческое открытие, предусмотренного условиями Акционерных и операционных соглашений.

В 2013 году подписаны Соглашения между ОАО «НК «Роснефть» и ЭксонМобил Оил Корпорейшн по семи новым проектам на шельфе РФ. Данные гарантии являются неограниченными, безусловными и бессрочными, и их вступление в силу запланировано во втором квартале 2014 года.

41. Условные активы и обязательства (продолжение)

Судебные иски

В 2006 году компания «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» (далее – «ЮКОС Капитал»), бывшее дочернее предприятие ОАО НК «ЮКОС», инициировала арбитражные процессы против ОАО «Юганскнефтегаз», которое впоследствии было присоединено к Компании, ОАО «Самаранефтегаз», дочернего предприятия Компании, и ОАО «Томскнефть» ВНК («Томскнефть»), совместного предприятия Компании, в различных судах, обвиняя в неисполнении обязательств по девяти займам, выраженным в рублях. Международным коммерческим арбитражным судом (далее – МКАС) при Торгово-Промышленной палате Российской Федерации (далее – ТПП РФ) были вынесены четыре решения в пользу компании ЮКОС Капитал против ОАО «Юганскнефтегаз» в отношении четырех займов на общую сумму 12,9 млрд руб. Арбитраж, сформированный в соответствии с правилами Международной Торговой Палаты (далее – МТП), вынес решение против ОАО «Самаранефтегаз» в сумме 3,1 млрд руб. в части суммы основного долга и процентов плюс проценты в размере 9% годовых на вышеуказанную сумму основного долга и процентов за период после вынесения решения в связи с двумя другими займами. 12 февраля 2007 г. арбитраж, сформированный в соответствии с правилами МТП, вынес решение против Томскнефти на общую сумму 4,35 млрд руб. плюс проценты в размере 9% годовых плюс штрафные проценты в размере 0,1% в день (за период с 1 декабря 2005 г. до даты вынесения решения) по трем другим займам, плюс судебные издержки.

В 2007 году Компания успешно оспорила решения МКАС при ТПП РФ, которые были отменены российским судом, включая Высший арбитражный суд РФ. Тем не менее, компания ЮКОС Капитал подала иск о признании решений МКАС в Нидерландах. Хотя районный суд Амстердама отказал в приведении в исполнение вышеуказанных решений на территории Нидерландов на основании того, что они были надлежащим образом отменены компетентным судом 28 апреля 2009 г., Апелляционный суд Амстердама отменил решение районного суда и разрешил компании ЮКОС Капитал привести в исполнение решение МКАС на территории Нидерландов. 25 июня 2010 г. Верховный Суд Нидерландов вынес решение о признании не подлежащей рассмотрению жалобы Компании на решение Апелляционного суда Амстердама. Несмотря на то, что Компания не согласна с решениями указанных выше голландских судов, 11 августа 2010 г. она их выполнила и произвела соответствующие выплаты в отношении предъявленного Компании иска.

В ходе судебных процессов в Нидерландах компания ЮКОС Капитал подала дополнительное исковое заявление против Компании в Высокий Суд Правосудия в Лондоне о признании и приведении в исполнение решений МКАС в Англии и Уэльсе, а также присуждении процентов на суммы, указанные в этих решениях.

После осуществления Компанией вышеуказанных выплат компания ЮКОС Капитал продолжает требовать в Высоком Суде Правосудия в Лондоне уплаты процентов, рассчитанных со ссылками на положения закона, сумма которых составляет около 4,6 млрд руб. на дату подачи иска. 14 июня 2011 г. Высокий Суд Правосудия вынес промежуточное решение по двум предварительным вопросам, которые он согласился рассмотреть до вынесения решения по существу иска. Несмотря на то, что суд разрешил оба вопроса в пользу компании ЮКОС Капитал, он в то же время предоставил Компании возможность обжалования, которой она воспользовалась. 27 июня 2012 г. Апелляционный суд Англии вынес решение в пользу Компании по одному из этих предварительных вопросов. Ни одна из сторон не ходатайствовала о дальнейшем обжаловании. После возвращения дела в Высокий Суд Правосудия, 27 февраля 2013 г. суд вынес процедурное решение, в котором предусмотрел проведение слушания по дальнейшим предварительным вопросам о наличии у суда полномочий привести в исполнение отмененные решения МКАС в соответствии с нормами английского общего права и о том, имеет ли компания ЮКОС Капитал право на взыскание процентов на суммы, присужденные решениями МКАС, в английских судах.

41. Условные активы и обязательства (продолжение)

Судебные иски (продолжение)

Высокий Суд Правосудия назначил слушание по дальнейшим предварительным вопросам, слушание будет проводиться с 13 по 15 мая 2014 г. Компания намерена приложить все возможные усилия для отстаивания своей позиции в рамках оставшихся судебных разбирательств в Англии.

В 2007 году были заявлены иски о ничтожности сделок с компанией ЮКОС Капитал по займам в российских арбитражных судах в Москве, Самаре и Томске. Производство по всем трем разбирательствам было приостановлено на некоторое время. Однако 1 февраля 2012 г. Арбитражный суд Самарской области признал недействительными договоры займа между компанией ЮКОС Капитал и ОАО «Самаранефтегаз». 17 июля 2012 г. 11 Арбитражный Апелляционный Суд отклонил жалобу компании ЮКОС Капитал на вышеуказанное решение. Компания ЮКОС Капитал подала кассационные жалобы на оба решения в Федеральный Арбитражный суд Поволжского округа, который 28 февраля 2013 г. оставил в силе решения судов нижестоящих инстанций. 8 июля 2013 г. Высший Арбитражный Суд отклонил заявление компании Юкос Капитал о пересмотре в порядке надзора и оставил в силе решения судов нижестоящих инстанций.

11 июля 2012 г. Арбитражный Суд г. Москвы признал недействительными договоры займа между компанией ЮКОС Капитал и ОАО «Юганскнефтегаз». 9 октября 2012 г. 9 Арбитражный Апелляционный Суд отклонил жалобу компании ЮКОС Капитал на вышеуказанное решение. Компания ЮКОС Капитал подала кассационную жалобу в Федеральный арбитражный суд Московского округа на указанные решения, который своим решением от 14 марта 2013 г. оставил в силе решения нижестоящих судов. Компания ЮКОС Капитал затем направила заявление в Высший Арбитражный Суд о пересмотре судебных решений в порядке надзора, который своим определением от 31 июля 2013 г. отклонил указанное заявление ЮКОС Капитал и поддержал решения нижестоящих судов.

19 июля 2012 г. Арбитражный Суд Томской области признал ничтожными договоры займа между компанией ЮКОС Капитал и Томскнефть. Компания ЮКОС Капитал подала апелляцию на вышеуказанное решение. 3 июня 2013 г. 7 арбитражный апелляционный суд отклонил апелляционную жалобу компании ЮКОС Капитал на это решение. 8 октября 2013 г. Федеральный арбитражный суд Западно-Сибирского округа отказал в удовлетворении кассационной жалобы компании ЮКОС Капитал и поддержал решения нижестоящих судов. 30 Декабря 2013 г. компания ЮКОС Капитал подал надзорную жалобу в Высший арбитражный суд. Решение Высшего арбитражного суда ожидается.

2 июля 2010 г. компания ЮКОС Капитал подала ходатайство в Федеральный Окружной суд США по Южному Округу штата Нью-Йорк (далее «Окружной суд США») о признании и приведении в исполнение указанного выше решения МТП, вынесенного против ОАО «Самаранефтегаз». В августе 2010 года компания ЮКОС Капитал также начала процесс в Арбитражном суде Самарской области о признании и приведении в исполнение данного решения в Российской Федерации.

15 февраля 2011 г. Арбитражный суд Самарской области отказал в удовлетворении заявления компании ЮКОС Капитал о признании и приведении в исполнение решения. Срок подачи кассационной жалобы на указанное определение истек, но компания ЮКОС Капитал такую жалобу не подала. 20 января 2012 г. ОАО «Самаранефтегаз» подало ходатайство в Окружной суд США о вынесении решения в порядке упрощенного судопроизводства по вопросу наличия у суда компетенции рассматривать спор.

41. Условные активы и обязательства (продолжение)

Судебные иски (продолжение)

24 июля 2012 г. Окружной Суд США удовлетворил ходатайство компании ЮКОС Капитал о вынесении решения в порядке упрощенного судопроизводства по вопросу наличия у суда компетенции рассматривать спор в отношении ОАО «Самаранефтегаз» в штате Нью-Йорк. Компания ЮКОС Капитал и ОАО «Самаранефтегаз» затем подали перекрестные процессуальные документы о рассмотрении спора в порядке упрощенного судопроизводства по вопросу о том, должен ли Окружной суд США привести в исполнение арбитражное решение. 6 августа 2013 г. Окружной суд США отказал в удовлетворении ходатайства ОАО «Самаранефтегаз» о вынесении решения в порядке упрощенного судопроизводства и вынес решение в порядке упрощенного судопроизводства в пользу компании ЮКОС Капитал. Окружной суд США вынес решение в пользу компании ЮКОС Капитал на сумму 186 млн долларов США (6 млрд руб. по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.). ОАО «Самаранефтегаз» подало апелляционную жалобу на это решение. ОАО «Самаранефтегаз» предоставило процессуальные документы по апелляции 24 января 2014 г. 9 января 2014 г. Окружной суд США удовлетворил ходатайство ЮКОС Капитал о вынесении приказа о передаче активов и судебному запрету, чтобы обязать ОАО «Самаранефтегаз» использовать свои активы для оплаты вышеуказанного судебного решения или внесения судебного залога, а также обязать воздерживаться от определенных действий до тех пор, пока оно не совершит выплату, либо не внесет залог. ОАО «Самаранефтегаз» намерено обжаловать такой приказ и будет активно отстаивать свою позицию в апелляционном производстве, а также в связи с любыми дальнейшим действиями ЮКОС Капитал.

В феврале 2010 года компания ЮКОС Капитал инициировала разбирательство против Томскнефти в Арбитражном Суде Томской области с целью приведения в исполнение в России вышеуказанного решения МТП, вынесенного в феврале 2007 года. 7 июля 2010 г. Арбитражный Суд Томской области отклонил ходатайство компании ЮКОС Капитал о приведении решения в исполнение. 27 октября 2010 г. была отклонена кассационная жалоба компании ЮКОС Капитал.

В июле 2010 года компания ЮКОС Капитал подала иск против Томскнефти в Суд первой инстанции Парижа с целью приведения в исполнение решения МТП, вынесенного в феврале 2007 года, во Франции. 20 июля 2010 г. суд вынес постановление в отсутствие другой стороны, разрешающее приведение в исполнение. 22 февраля 2011 г. Томскнефть своевременно подала апелляцию против этого постановления в Апелляционный суд Парижа, по которой было вынесено решение в ее пользу 15 января 2013 г., и Апелляционный суд Парижа объявил, что арбитражное решение не может быть приведено в исполнение во Франции. 6 августа 2013 г. компания ЮКОС Капитал подала кассационную жалобу во Французский Кассационной суд с требованием о пересмотре решения Апелляционного суда Парижа об отказе в приведении в исполнение арбитражного решения. Ответ Томскнефти был представлен 5 декабря 2013 г. Решение суда ожидается.

В феврале 2013 года компания ЮКОС Капитал инициировала разбирательства против Томскнефти в Ирландии и Сингапуре, добиваясь приведения в исполнение того же решения МТП, вынесенного в феврале 2007 года, в признании и приведении в исполнение которого было отказано в России и Франции. Томскнефть присутствовала на судебном заседании в Ирландии с целью обжалования юрисдикции суда. Суд согласился с доводами Томскнефти о том, что вопросы об оспаривании юрисдикции должны быть рассмотрены ранее всех остальных вопросов. Суд провел слушание по ходатайству Томскнефти о прекращении разбирательства 20-22 ноября 2013 г., решение суда ожидается.

19 февраля 2013 г. компания ЮКОС Капитал получила решение, вынесенное при наличии одной стороны, которым было удовлетворено ее ходатайство о разрешении приведения в исполнение того же решения МТП, вынесенного в феврале 2007 года, в Сингапуре.

41. Условные активы и обязательства (продолжение)

Судебные иски (продолжение)

26 марта 2013 г. Томскнефть подала ответное письменное заявление в суд. 3 июля 2013 г. суд заслушал заявление Томскнефти о том, что вопросы, связанные с отсутствием должного уведомления об арбитражном разбирательстве, должны быть рассмотрены в первую очередь и до того как Томскнефть представит в полном объеме все остальные возражения против приведения в исполнение. Судья решил рассмотреть все возражения одновременно. 13 января 2014 г. судья частично удовлетворил ходатайство Томскнефти о раскрытии информации и предоставлении документов. График проведения слушаний в Сингапуре еще не установлен.

Компания «Юкос Интернешнл ЮК БВ» инициировала против компании Роснефть и других соответчиков, не связанных с компанией Роснефть, разбирательство в Окружном суде Амстердама, требуя возмещения убытков в размере до 333 млн. долл. США (10,9 млрд руб. по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2013 г.) плюс проценты в установленном законом размере, начиная с 7 февраля 2011 г., и расходы. В данном разбирательстве компания «Юкос Интернешнл ЮК БВ» заявила об ущербе, якобы причиненным вынесением судом Амстердама в 2008 году приказа об аресте счета в банке, что, как заявляет компания «Юкос Интернешнл ЮК БВ», ограничило ее способность инвестировать определенные средства по своему усмотрению. 27 июня 2012 г. состоялось первое судебное заседание по этому делу. 3 октября 2012 г. ОАО «НК «Роснефть» подала возражение на иск. В этом возражении приводятся различные основания защиты, включая то, что суд надлежащим образом вынес приказ об аресте, и что компания «Юкос Интернешнл ЮК БВ» не понесла никаких убытков вследствие размещения своих средств на процентном счете, выбранном ею.

Компания «Юкос Интернешнл ЮК БВ» подала свое ответное заявление 20 февраля 2013 г. Роснефть подала ответ 15 мая 2013 г. Слушание по существу состоялось 9 января 2014 г. На этом слушании компании «Юкос Интернешнл ЮК БВ» было предоставлено разрешение внести изменения в свои исковые требования к Роснефти. Теперь компания «Юкос Интернешнл ЮК БВ» предъявляет исковые требования к Роснефти также на основании коллективной ответственности; целью этих требований является возложение предполагаемой ответственности одного из соответчиков на Роснефть. Роснефть представит ответ на эти новые исковые требования 26 февраля 2014 г.

Компания и ее дочернее предприятие участвуют в арбитражных процессах в рамках банкротства ОАО «Саханефтегаз» и ОАО «Ленанефтегаз» с целью возврата средств по отдельным договорам займа и договорам поручительства, в общей сумме 1,3 млрд руб., на всю сумму данной задолженности к получению создан резерв.

В 2009-2012 годах в отношении Компании и ее отдельных дочерних (зависимых) обществ Федеральной антимонопольной службой и ее территориальными подразделениями (далее «ФАС России») выносились решения о нарушении отдельных положений антимонопольного законодательства при осуществлении продаж нефтепродуктов, по факту нарушений принимались решения о привлечении к административной ответственности. По состоянию на 31 декабря 2013 г. общая сумма административных штрафов, предъявленных ФАС и ее территориальными органами в отношении Роснефти и ее дочерних обществ, является несущественной.

7 марта 2011 г. компания Norex Petroleum Limited («Norex») предъявила к ОАО «Тюменская нефтяная компания» (правопреемником является ОАО «ТНК-ВР Холдинг», ныне именуемый ОАО «РН Холдинг»), TNK-BP Limited и другим ответчикам иск о взыскании убытков в размере 1,5 млрд. долл. США и компенсации морального ущерба, якобы причиненных незаконным захватом данными лицами акций ЗАО «Корпорация Югранефть», принадлежавших Norex. Иск был принят к рассмотрению Верховным судом штата Нью-Йорк (суд первой инстанции в судебной системе штата) и 17 сентября 2012 г. отклонен на основании пропуска срока исковой давности. Norex обжаловал данное решение.

41. Условные активы и обязательства (продолжение)

Судебные иски (продолжение)

25 апреля 2013 г. Апелляционное отделение Верховного суда штата Нью-Йорк подтвердило, что иск был отклонен обоснованно. 28 мая 2013 г. Norex обратился с ходатайством о выдаче разрешения на обжалование в Апелляционный суд штата Нью-Йорк.

12 сентября 2013 г. Апелляционный суд штата Нью-Йорк удовлетворил ходатайство Norex и принял апелляционную жалобу к рассмотрению. Ожидается, что слушания в Апелляционном суде штата Нью-Йорк состоятся в первом квартале 2014 г. Вынесение решения ожидается во втором квартале 2014 г.

В течение 2013 г. физическими лицами, являющимися неконтролирующими акционерами ОАО «РН Холдинг», поданы исковые заявления к ОАО «НК «Роснефть», третье лицо – ОАО «РН Холдинг», об обязании ОАО «НК «Роснефть» направить акционерам ОАО «РН Холдинг» – владельцам остальных акций соответствующих категорий (типов) и владельцам эмиссионных ценных бумаг, конвертируемых в такие акции, публичную оферту о приобретении у них таких ценных бумаг в порядке, предусмотренном российским законодательством. 25 октября 2013 г. Арбитражным судом города Москвы акционерам отказано в исках. Эти решения оставлены в силе судом апелляционной инстанции 15 и 20 января 2014 г.

Точные суммы и сроки вероятных оттоков ресурсов по разбирательствам, описанным выше не могут быть определены с достаточной степенью уверенности.

Кроме описанных выше, Роснефть и ее дочерние предприятия вовлечены в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления их деятельности. По мнению руководства Компании, конечный результат таких судебных разбирательств, не будет иметь существенного влияния на результаты деятельности или финансовое положение Компании.

Начиная с сентября 2013 года в отношении Роснефти Росприроднадзором проводилась плановая выездная проверка, по результатам которой составлен акт. По состоянию на дату настоящей консолидированной финансовой отчетности административные процедуры не завершены. Окончательные итоги проверки будут подведены после завершения проверяющими органами всех процедур. По мнению руководства Компании, результаты проверок не окажут существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Налогообложение

Система налогообложения в Российской Федерации постоянно развивается и меняется. Ряд различных законодательных и нормативных актов в области налогообложения не всегда четко сформулирован. Нередки случаи расхождения во мнениях при их интерпретации между местными, региональными и федеральными налоговыми органами.

В настоящее время действует механизм начисления штрафов и пеней, связанных с выявленными нарушениями российских законов, постановлений и соответствующих нормативных документов. Штрафы и пени начисляются при обнаружении занижения налоговых обязательств. Как следствие, сумма штрафов и пеней может быть существенной по отношению к сумме выявленных налоговых нарушений.

В Российской Федерации налоговая декларация подлежит пересмотру и проверке в течение трех лет. Проведение выездной налоговой проверки или проверки любой налоговой декларации, относящейся к этому году, не означает, что в течение указанного трехлетнего периода не может быть проведена повторная налоговая проверка.

41. Условные активы и обязательства (продолжение)

Налогообложение (продолжение)

С 1 января 2012 г. принципы определения рыночных цен изменены, перечни лиц, которые могут быть признаны взаимозависимыми, и перечни сделок, являющихся контролируемыми, расширены. Поскольку правоприменительная практика по новым правилам еще не сложилась и некоторые нормы нового закона содержат противоречия, их нельзя назвать вполне определенными. С целью устранения существенного влияния рисков, связанных с трансфертным ценообразованием, на консолидированную отчетность в Компании разработаны методики ценообразования по всем типам контролируемых сделок, разработан стандарт подготовки отчетной документации, проводятся на систематической основе исследования баз данных для определения рыночного уровня цен (рентабельности) по контролируемым сделкам.

В июле 2013 г. Компания и Федеральная налоговая служба подписали Соглашение о ценообразовании в отношении сделок по реализации нефти в России, совершенным начиная с 2012 года приобретенными обществами ТНК-ВР.

В декабре 2013 г. Компания и Федеральная налоговая служба подписали Соглашение о ценообразовании для целей налогообложения в сделках по реализации нефти на российском рынке. Участниками Соглашения также выступили 5 дочерних обществ Компании. Документ определяет принципы и методы ценообразования в обозначенных сделках. Соглашение подписано в рамках нового порядка налогового контроля за соответствием уровня цен в сделках между взаимозависимыми лицами рыночным ценам.

В соответствии с дополнениями к части первой Налогового кодекса РФ, внесенными Федеральным законом РФ от 16 ноября 2011 г. № 321-ФЗ, Компания создала консолидированную группу налогоплательщиков, в состав которой вошло 22 общества Компании, включая ОАО «НК «Роснефть». ОАО «НК «Роснефть» назначено ответственным участником группы.

С 1 января 2014 г. в соответствии с условиями заключенного соглашения количество участников консолидированной группы налогоплательщиков увеличено до 58. Руководство Компании полагает, что создание консолидированной группы не влечет за собой существенных изменений налоговой нагрузки в целом по группе для целей настоящей консолидированной финансовой отчетности.

В отчетном периоде налоговые органы продолжали налоговые проверки ОАО «НК «Роснефть» и отдельных дочерних обществ по результатам деятельности за 2009-2012 годы. ОАО «НК «Роснефть» и ее дочерние общества оспаривают ряд предъявленных претензий в порядке досудебного обжалования в Федеральной налоговой службе, а также в судебном порядке в судах Российской Федерации. По мнению руководства Компании, результаты проверок не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение или результаты операций.

На 31 декабря 2013 г. потенциальная сумма НДС, по которой возможен риск невозмещения налоговым органом, является несущественной. В настоящее время Компания возмещает НДС по текущим декларациям в установленные Налоговым кодексом РФ сроки.

Руководство Компании полагает, что последствия данных рисков не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение или результаты деятельности Компании.

41. Условные активы и обязательства (продолжение)

Налогообложение (продолжение)

В целом, руководство считает, что Компания уплатила или начислила все установленные законом налоги. Применительно к сделкам, в отношении которых существует неопределенность касательно налогов, кроме налога на прибыль, Компания начислила налоговые обязательства в соответствии с лучшей оценкой руководства вероятного оттока ресурсов, которые потребуются для урегулирования указанных обязательств. Выявленные на отчетную дату возможные обязательства, которые руководство определяет как обязательства, связанные с разным толкованием налогового законодательства и нормативных актов, не начисляются в консолидированной финансовой отчетности.

Инвестиционные обязательства

Компания и её дочерние общества вовлечены в программы по геологоразведке и разработке месторождений, а также по переоснащению перерабатывающих и сбытовых предприятий. Бюджет данных проектов формируется на годовой основе.

Общая сумма законтрактованных, но еще не исполненных поставок, которые относятся к строительству и приобретению имущества, машин и оборудования, составила 328 млрд руб. и 340 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно.

Обязательства по охране окружающей среды

Компания проводит периодическую оценку своих обязательств по охране окружающей среды в соответствии с законодательством об охране окружающей среды. Обязательства отражаются в консолидированной финансовой отчетности по мере выявления. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате изменений действующего законодательства, регулирования гражданских споров или изменений в нормативах, не могут быть оценены с достаточной точностью, но они могут оказаться существенными. При существующей системе контроля руководство Компании считает, что в настоящий момент не имеется существенных обязательств, связанных с нанесением ущерба окружающей среде, помимо тех, которые отражены в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Долгосрочные контракты

23 мая 2013 г. Компания подписала соглашение с венесуэльской Corporacion Venezolana del Petroleo, дочерним подразделением компании PDVSA, о создании совместного предприятия для разработки запасов тяжелой нефти в Венесуэле в рамках проекта «Карабобо-2».

По условиям данного соглашения Компания заплатит бонус за вхождение в проект в размере 1,1 млрд долл. США (34 млрд руб. по курсу ЦБ РФ на дату сделки) двумя траншами (40% и 60%), а также предоставит займ компании Corporacion Venezolana del Petroleo на сумму 1,5 млрд долл. США (47 млрд руб. по курсу ЦБ РФ на дату сделки) с максимальным годовым объемом выборки 0,3 млрд долл. США (9 млрд руб. по курсу ЦБ РФ на дату сделки).

14 ноября 2013 года было зарегистрировано СП «Петровиктория, С.А.», предприятие для разработки запасов тяжелой нефти в Венесуэле в рамках указанного проекта «Карабобо-2».

41. Условные активы и обязательства (продолжение)

Долгосрочные контракты (продолжение)

В июне 2013 года Компания подписала контракт на поставку нефти в Чехию с компанией PKN ORLEN S.A по нефтепроводу «Дружба» со сроком поставки до 30 июня 2016 г. Максимальный объем поставок оценивается в размере 8,3 млн. тонн. В третьем квартале 2013 года начались поставки по контракту.
В июне 2013 года Компания и компания CNPC подписали долгосрочные контракты на поставку в Китай сырой нефти. Достигнутые договоренности предусматривают поставку в Китай в течение 25 лет. Цена каждой поставки в рамках сделки будет определяться по формуле исходя из рыночных котировок цены на нефть, действующих в период соответствующей поставки. Поставки начались в июле 2013 года.

В сентябре 2013 года Компания и ОАО «Энел ОГК-5» подписали долгосрочный договор поставки газа на предприятия ОАО «Энел ОГК-5». В соответствии с Договором Компания планирует поставлять газ в период с 2014 по 2025 год на Конаковскую, Среднеуральскую и Невинномысскую ГРЭС ОГК-5. Объем поставок оценивается в размере 51,4 млрд куб. м газа.

В декабре 2013 г., Роснефть и американский банк Морган Стэнли подписали соглашение о приобретении Компанией подразделения Морган Стэнли занимающегося торговлей, хранением и перевозкой нефти. Предварительная сумма сделки оценивается как рыночная стоимость чистых активов приобретаемой компании плюс затраты на приобретение. Завершение сделки планируется во второй половине 2014 г.

42. События после отчетной даты

В январе 2014 г., Компания получила предоплату по долгосрочным договорам поставки нефти от ряда покупателей (Примечание 34).

43. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)

Раскрытие информации по запасам нефти и газа не является требованием МСФО. Хотя эта информация была подготовлена с необходимой тщательностью и добросовестно раскрывается, необходимо отметить, что представленные данные представляют собой наилучшую оценку руководства. Соответственно, данная информация может не отражать текущие финансовые условия Компании и ее будущие финансовые результаты.

Деятельность Компании осуществляется в основном на территории России. т.е. в пределах одной географической зоны.

Капитализированные затраты, связанные с добычей нефти и газа

Консолидированные компании и совместные операции:

	На 31 декабря		
	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**	**2011 г. (пересмотренные данные)**
Стоимость основных средств, относящихся к доказанным запасам нефти и газа	**4 926**	2 442	2 151
Стоимость основных средств, относящихся к доказанным запасам нефти и газа для перепродажи	**94**	–	–
Стоимость основных средств, относящихся к недоказанным запасам нефти и газа для перепродажи	**50**	–	–
Стоимость основных средств, относящихся к недоказанным запасам нефти и газа	**196**	119	115
Итого капитализированные затраты	**5 266**	2 561	2 266
Накопленные износ и истощение	**(941)**	(621)	(452)
Чистые капитализированные затраты	**4 325**	1 940	1 814

Затраты, связанные с приобретением, разведкой и освоением запасов нефти и газа

За годы, оканчивающиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., составили:

Консолидированные компании и совместные операции:

	2013 г.	**2012 г. (пересмотренные данные)**	**2011 г. (пересмотренные данные)**
Затраты на приобретение доказанных запасов нефти и газа	**2 243**	1	–
Затраты на приобретение недоказанных запасов нефти и газа	**128**	5	7
Затраты на геологоразведочные работы	**24**	27	13
Затраты на разработку	**345**	301	260
Итого затраты	**2 740**	334	280

43. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа

За годы, оканчивающиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., составили:

Консолидированные компании и совместные операции:

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Выручка	**1 909**	1 265	1 149
Затраты на добычу (не включая налоги)	**204**	84	70
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	**20**	16	27
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	**17**	23	13
Износ, истощение и амортизация	**329**	167	164
Прирост резервов, возникающий в результате течения времени	**7**	4	5
Налоги, кроме налога на прибыль	**857**	577	430
Налог на прибыль	**62**	77	65
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	**413**	317	375

Информация об объемах запасов

Для оценки запасов на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. Компанией были использованы данные по размерам запасов нефти и газа, полученные в результате проведения независимой оценки специалистами фирмы «ДеГольер энд МакНотон» в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC). Доказанные запасы представляют собой расчетные объемы запасов нефти и газа, которые по данным геологических и инженерных исследований с достаточной долей вероятности будут извлечены из существующих месторождений в будущих периодах при существующих экономических и операционных условиях. В некоторых случаях для извлечения таких запасов могут потребоваться значительные капиталовложения в скважины и вспомогательное оборудование. Доказанные запасы также включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые будут извлечены после окончания сроков действия имеющихся лицензионных соглашений или возникнут в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, успешно опробованных и проверенных на их экономическую выгоду. Доказанные разрабатываемые запасы представляют собой объемы нефти и газа, которые предполагается извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи.

43. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Информация об объемах запасов (продолжение)

Доказанные неразрабатываемые запасы нефти и газа включают в себя запасы, которые могут быть добыты из дополнительных, еще не пробуренных скважин, или из существующих скважин в случае, если требуются существенные затраты для перевода этих скважин на другие горизонты. Запасы, которые могут быть добыты из дополнительных скважин, ограничиваются теми скважинами, которые определенно будут продуктивными после бурения. Доказанные запасы могут считаться таковыми, только если существует определенность относительно продолжительности добычи из существующих продуктивных пластов. Доказанные неразрабатываемые запасы не могут считаться таковыми, если они расположены на территориях, для которых намечено применение технологий увеличения нефтеотдачи, кроме случаев, если такие технологии уже доказали свою эффективность на других участках тех же продуктивных пластов. В результате отраслевой специфики и ограниченного характера данных по месторождениям, оценки запасов могут изменяться по мере поступления дополнительной информации.

Руководство Компании включило в состав доказанных запасов объемы, которые Компания собирается извлечь после окончания срока действия существующих лицензий. Сроки окончания действия имеющихся лицензий на разработку и добычу углеводородов, в целом по Компании находятся в интервале от 2014 до 2053 гг., при этом сроки действия лицензий на наиболее существенные месторождения истекают между 2014 и 2053 гг. В соответствии с действующей редакцией Закона Российской Федерации «О недрах», в настоящее время действует условие выдачи лицензий на срок эксплуатации месторождения полезных ископаемых, исчисляемый исходя из технико-экономического обоснования разработки месторождения полезных ископаемых, обеспечивающего рациональное использование и охрану недр. В соответствии с этим, по мере окончания сроков действия лицензий, выданных на условиях старой редакции Закона Российской Федерации «О недрах», Компания продлевает сроки действия лицензий на право добычи углеводородного сырья на срок до окончания эксплуатации месторождения. Продление лицензий зависит от соблюдения требований действующих лицензионных соглашений. По состоянию на дату отчетности, Компания в основном соответствует требованиям лицензионных соглашений и намеревается соответствовать им в будущем.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа Компании, а также их изменения за годы, оканчивающиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., представлены в таблице в миллионах баррелей нефтяного эквивалента (данные по добыче нефти были переведены из тонн в баррели с использованием индивидуальных коэффициентов по месторождениям, величина которых составила от 6,71 до 8,87 баррелей за тонну; данные по добыче газа были переведены из кубических метров в баррели нефтяного эквивалента с использованием коэффициента 35,3/6 кубических метра за баррель).

43. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Информация об объемах запасов (продолжение)

Доказанные запасы консолидированных и совместных операции:

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
	млн б.н.э.	млн б.н.э.	млн б.н.э.
Запасы на начало года	**17 392**	16 995	14 613
Запасы на начало года (запасы ассоциированных компаний на 31.12.2012 г)	**970**	–	–
Пересмотр предыдущих оценок запасов	**(437)**	1 355	2 196
Прирост запасов в результате доразведки, освоения и открытия новых запасов	**1 279**	775	1 092
Увеличение нефтеотдачи	**51**	–	–
Приобретение новых запасов (Примечание 7)	**13 063**	1	–
Реализация запасов	**–**	(806)	–
Добыча	**(1 530)**	(928)	(906)
Запасы на конец года	**30 788**	17 392	16 995
в том числе:			
Доказанные запасы по СРП Сахалин-1	**76**	87	95
Доказанные запасы по ОАО «Томскнефть»	**613**	619	643
Доказанные запасы активов в Канаде	**5**	1	-
Доказанные запасы активов во Вьетнаме	**27**	-	-
Доказанные разрабатываемые запасы	**17 570**	11 267	10 892
Доля меньшинства в доказанных запасах	**161**	118	109
Доля меньшинства в доказанных разрабатываемых запасах	**123**	86	71

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с данными о доказанных запасах нефти

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с вышеуказанными запасами нефти и газа, рассчитывается в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC). Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти и газа вычисляются на основе применения продажных цен на нефть, конденсат и газ, которые были основаны на средней цене за 12-месячный период (справочная цена), рассчитанной как не взвешенное среднеарифметическое цен на первое число каждого месяца в течение 12-месячного периода, предшествующего окончанию отчетного периода, за исключением случаев, когда цены определены договорными условиями, к объемам чистых расчетных доказанных запасов на конец года. Изменения цен в будущем ограничиваются изменениями, оговоренными в договорах, действовавших на конец каждого отчетного периода. Будущие затраты на разработку и добычу представляют собой расчетные будущие затраты, необходимые для разработки и добычи расчетных доказанных запасов на конец года на основе текущих затрат и расходов, и прогнозов. В определенных случаях применялись будущие значения выше или ниже текущих в зависимости от предполагаемых изменений в условиях эксплуатации, но без учета общей эскалации, возможной в результате инфляции в будущем. Предполагаемые суммы налога на прибыль будущих периодов рассчитываются путем применения налоговых ставок, действовавших на конец отчетного периода.

43. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с данными о доказанных запасах нефти (продолжение)

Эти ставки отражают разрешенные вычеты из налогооблагаемой прибыли и налоговые кредиты и применяются к расчетным будущим чистым денежным потокам до налогообложения (за вычетом базы налогообложения соответствующих активов).

Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с использованием 10%-го коэффициента дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок расходов будущих периодов, в течение которых будут извлечены указанные запасы.

Представленная в таблице информация не отражает оценки руководства в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков или стоимости доказанных запасов нефти и газа Компании. Оценки доказанных запасов изменяются по мере поступления новых данных. Более того, вероятные и возможные запасы, которые могут в будущем перейти в категорию доказанных, из расчетов исключаются. Данная оценка, предписываемая в соответствии с вышеуказанными положениями SEC, 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.

Консолидированные компаниии совместные предприятия	**2013 г.**	**2012 г. (пересмотренные данные)**	**2011 г. (пересмотренные данные)**
Поступление денежных средств будущих периодов	**38 531**	21 970	19 444
Затраты будущих периодов на освоение	**(2 995)**	(1 169)	(1 018)
Затраты будущих периодов на добычу	**(20 796)**	(11 314)	(10 255)
Налог на прибыль будущих периодов	**(2 250)**	(1 553)	(1 332)
Чистые денежные потоки будущих периодов	**12 490**	7 934	6 839
Дисконт по расчетным срокам денежных потоков	**(7 461)**	(4 730)	(4 018)
Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов	**5 029**	3 204	2 821

43. Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) (продолжение)

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с данными о доказанных запасах нефти (продолжение)

	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Дисконтированная стоимость будущих потоков денежных средств на начало года	**3 204**	2 821	2 275
Дисконтированная стоимость будущих потоков денежных средств на начало года (ассоциированные компании)	**112**	–	–
Реализация и передача добытых нефти и газа за вычетом себестоимости и налогов, за исключением налога на прибыль	**(828)**	(588)	(622)
Изменение стоимостных оценок, нетто	**(278)**	260	341
Изменение будущих затрат на освоение	**(177)**	(118)	73
Затраты на разработку за период	**345**	301	260
Пересмотр предыдущих данных о запасах	**(71)**	151	223
Увеличение запасов за счет открытия новых запасов, за вычетом соответствующих затрат	**217**	144	221
Чистое изменение налога на прибыль	**83**	30	(142)
Начисление дисконта	**332**	282	228
Изменения за счет покупки /(продажи) месторождений	**2 083**	(68)	–
Эффект от пропорциональной консолидации ОАО «Томскнефть»	**(16)**	24	105
Прочие	**23**	(35)	(141)
Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов	**5 029**	3 204	2 821

Доля прочих (неконтролирующих) акционеров в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств

	Единица измерения	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Доля прочих (неконтролирующих) акционеров в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств	млрд руб.	**25**	29	32

Доля Компании в затратах, запасах и будущих потоках денежных средств ассоциированных компаний:

	Единица измерения	2013 г.	2012 г. (пересмотренные данные)	2011 г. (пересмотренные данные)
Доля в капитализированных затратах, связанных с добычей нефти и газа (итого)	млрд руб.	**139**	81	31
Доля в результатах деятельности по добыче нефти и газа (итого)	млрд руб.	**11**	26	15
Доля в расчетных доказанных запасах нефти и газа	млн барр. нефтяного эквивалента	**1 920**	1 634	622
Доля в расчетных доказанных разрабатываемых запасах нефти и газа	млн барр. нефтяного эквивалента	**1 305**	909	399
Доля в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств	млрд руб.	**286**	214	166

Контактная информация

ОАО «НК «Роснефть»

Юридический адрес:
Россия, 115035, Москва, Софийская набережная, 26/1

Почтовый адрес:
Россия, 117997, Москва, Софийская набережная, 26/1

Телефон для справок:
+7 (499) 517-88-99

Факс:
+7 (499) 517-72-35

E-mail:
postman@rosneft.ru

Корпоративный сайт:
www.rosneft.ru (на русском языке)
www.rosneft.com (на английском языке)